

**BUSCA****CORREIO****DADOS ECONÔMICOS****DOWNLOAD****e&e ANTERIORES****e&e No 23****Página Principal****Aplicação da
Metodologia no Estudo
de Termelétricas****Cenário Econômico de
Referência****Demanda de Energia
Equivalente****Demanda de Energia
Elétrica****Geração****Termeleétrica 2000-2020****Centrais por Tipo de
Combustível na Geração****Capacidade de Geração
Térmica Necessária****Emissões em
Termelétricas****Conclusões****<http://ecen.com>****Vínculos e&e
Livro de Visitas****<http://ecen.com>****Progressos na Matriz Energética e de Emissões de Gases Causadores do Efeito Estufa**

Este é o segundo número dedicado a descrever progressos nos estudos da Matriz Energética e de Emissões Geradoras do Efeito Estufa. Apresentamos uma primeira versão do Cenário Econômico de Referência que está proposto para discussão.

Nossa proposta é trabalhar por aproximações sucessivas e estamos apresentando neste número uma Primeira Aproximação do Consumo Global em Energia Equivalente e o de Energia Elétrica.

Apresentamos também uma primeira versão de um dos módulos Físicos de Oferta relativo à Expansão de Termelétricas.

**Introdução - Aplicação da Metodologia às
Termelétricas****Passos seguidos para estudar as futuras
emissões de termelétricas****Cenário Econômico de Referência****Cenário usado para o estudo de
emissões e atual Cenário de Referência
para a Matriz Energética e de Emissões****Geração Termelétrica 2000-2020
e Participação dos Combustíveis****Participação das Centrais por Tipo de
Combustível na Geração****Capacidade de Geração Térmica
Necessária****Avaliação Preliminar para o período
2000-2020****(considerando o Cenário de
Referência):****Demanda de Energia Equivalente****Demanda de Energia Elétrica****Esta primeira aproximação faz
correlações globais e deverá ser
aprimorada com o tratameno
setorial****Emissões em Termelétricas****Conclusões e Avaliação de
Sensibilidade****Graphic Edition/Edição Gráfica:****MAK
Editoração Eletrônica****Revised/Revisado:
Sunday, 11 March 2001**

Revista e&e 23 -Aplicação da Metodologia no Estudo de Termelétricas- Cenário Econômico de Referência- Demanda de Energia Equivalente- Demanda de Energia Elétrica- Geração Termelétrica 2000-2020- Centrais por Tipo de Combustível na Geração- Capacidade de Geração Térmica Necessária-Emissões em Termelétricas, Conclusões.



SEARCH

MAIL

DADOS ECONÔMICOS

DOWNLOAD

other e&e issues

e&e No 23

Progress in the Energy Matrix and in the Emissions of Gases Causing the Greenhouse Effect

Progress in the Energy Matrix and in the Emissions of Gases Causing the Greenhouse Effect

This is the second issue dedicated to describing progress in the study of the Energy Matrix and the Emissions Causing the Greenhouse Effect. We present a first version of the Reference Economic Scenario proposed for discussion.

**Main Page
Introduction
Reference Economic Scenario**

Our proposal is to work by successive approximations and we are presenting in this issue a First Approximation of the Global Consumption in Equivalent Energy and that of Electrical Energy.

Preliminary Evaluation for the 2000-2020 period Demand in Equivalent Energy Electric Energy Demand 2000 - 2020 Thermoelectric Generation

We present as well a first version of one of the physical modules of Offer relative to Thermoelectric Power Plants Expansion.

Introduction

Steps followed in order to study future emissions of thermal power plants

Reference Economic Scenario

Scenario used for studying emissions and the present Reference Scenario for the Energy Matrix and for Emissions.

Preliminary Evaluation for the 2000-2020 period (considering the Reference Scenario):

Participation of Fuels used in Generation Necessary Thermal Generation Capacity

Demand in Equivalent Energy

Electric Energy Demand

This first approximation makes global correlation and it will be improved in the sectorial treatment

Emissions in Thermal Power Plants

Conclusions and Sensitivity Evaluation

**e&e links
Guestbook**

<http://ecen.com>

2000 – 2020 Thermoelectric
Generation and Fuels
Participation

Emissions in Thermal Power
Plants

Participation of Power Plants by
Type of Fuel used in Generation

Conclusions and Sensitivity
Evaluation

Necessary Thermal Generation
Capacity

Graphic Edition/Edição Gráfica:

MAK
Editoração Eletrônica

Revised/Revisado:
Monday, 23 April 2001


[SEARCH](#)
[MAIL](#)
[DADOS ECONÔMICOS](#)
[DOWNLOAD](#)
[other e&e issues](#)
[e&e No 23](#)

Progress in the Energy Matrix and in the Emissions of Gases Causing the Greenhouse Effect

**Main Page
Introduction
Reference Economic Scenario**

Preliminary Evaluation for the 2000-2020 period Demand in Equivalent Energy Electric Energy Demand 2000 – 2020 Thermoelectric Generation

Participation of Fuels used in Generation Necessary Thermal Generation Capacity

Emissions in Thermal Power Plants

Conclusions and Sensitivity Evaluation

**e&e links
Guestbook**

<http://ecen.com>

Emissions of Gases Causing the Greenhouse Effect by Thermoelectric Power Plant in the 2000 -2020 Period

1. Introduction

Our objective in this work is to develop a methodology for evaluating the emission of the public thermoelectric power plants in different scenarios of economic development and the use of this form of generation considering the different usable fuels. For this purpose we will follow the following path:

1. Obtain the production values associated with a Reference Economic Scenario;
2. Study the evolution of the equivalent energy/GNP ratio in Brazil, study this ratio in other countries in recent time and its projection in order to determine the demand growth in equivalent energy associated with the GNP;
3. Study the evolution of electric energy participation in consumption in equivalent energy in Brazil, study this relationship in other countries in recent time and evaluation of electric energy consumption
4. Evaluation of loses, imports and the participation of self producers aiming at obtaining the energy generation demand concerning public power plants (and those of self producers);
5. Evaluation of the participation of public power plants in electricity generation;
6. Projection of thermal power plants participation in the total electric energy generation and the participation of different fuels in this generation;
7. Study concerning generation efficiency and its projection for the different fuels and consumption of these fuels in the corresponding electricity generation;

8. Projection of thermal power plants emissions using fuel demand and information previously obtained for the 1990-1997 period;
9. Evaluation of the global capacity factor for different power plant types;
10. Evaluation of the necessity of increasing the Installed Capacity.

Note: Steps 9 and 10 are necessary, in a strict sense, for emission calculations and were carried out to estimate the necessary generation capacity and compare it with the planned one. The preliminary results can be found at the end of the present work.



SEARCH

MAIL

DADOS ECONÔMICOS

DOWNLOAD

other e&e issues

e&e No 23

Reference Economic Scenario

**Progress in
the Energy
Matrix and in
the Emissions
of Gases
Causing the
Greenhouse
Effect**

**Main Page
Introduction
Reference
Economic
Scenario**

**Preliminary
Evaluation for
the 2000-2020
period
Demand in
Equivalent
Energy
Electric Energy
Demand
2000 - 2020
Thermoelectric
Generation**

**Participation
of Fuels used
in Generation
Necessary
Thermal
Generation
Capacity**

**Emissions in
Thermal
Power Plants**

**Conclusions
and Sensitivity
Evaluation**

**e&e links
Guestbook**

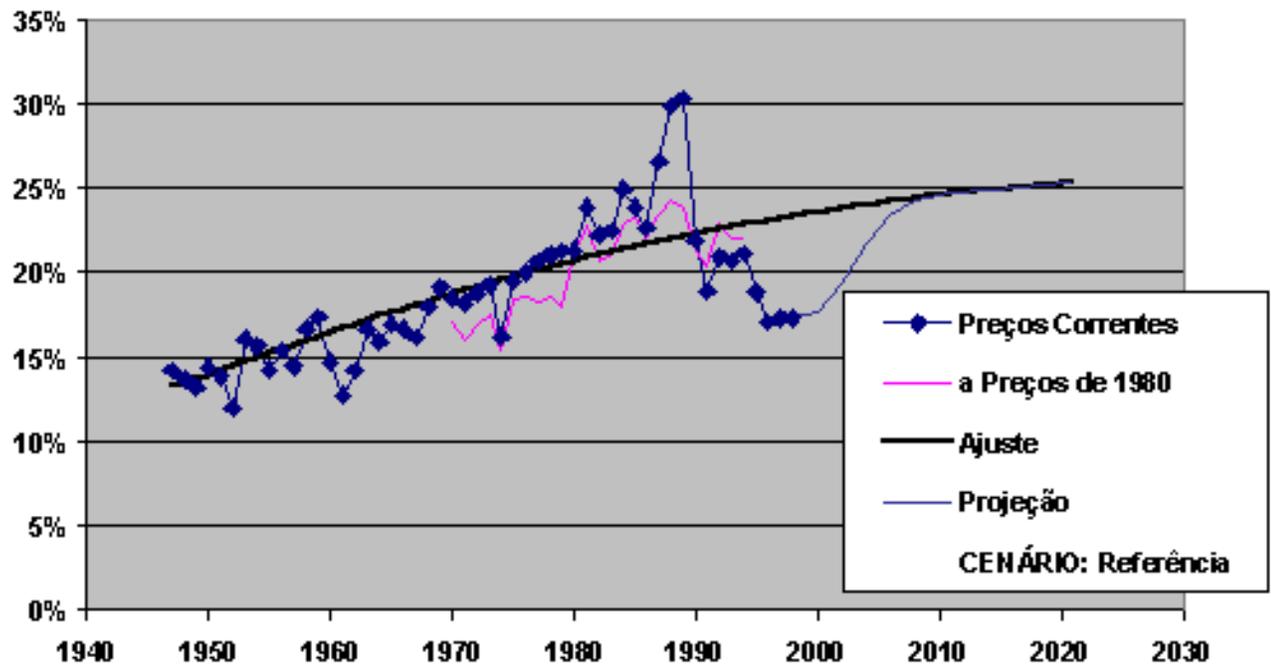
The economic Module of the Projetar-e model was used to obtain a reference economic scenario. The operation of this program is described in Document 2 that is part of the present report (it describes the program and gives as example a scenario that is slightly different from the present one). In the present work we just describe the premises adopted in the considered reference scenario. Different scenarios can be chosen using the same methodology. The following premises were considered:

1. Territorial Saving Rate

The Territorial Saving Rate ($1 - \text{Consumption}/\text{GNP}$) was considered as tending to a limit value of 27% as shown in Figure 1. The time constant adopted for coupling the last year data with the projected one was 5 years (average of the function that generates the "Poisson" integral curve).

In *e&e No 22* we describe the operation of the projection program and we show the screens corresponding to the adopted reference scenario.

Poupança Territorial

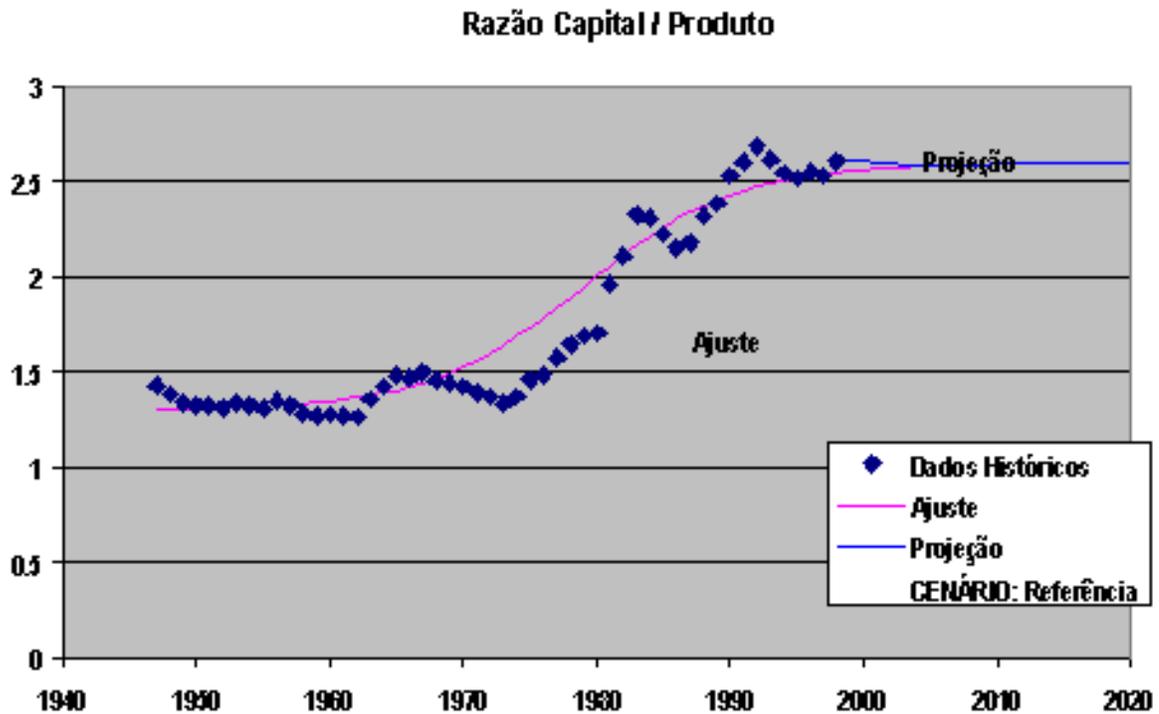


Territorial Saving
 Current Prices, Relative to 1980 prices, Adjustment, Projection
 Scenario: Reference

Figure 1: Evolution of the Territorial Saving. A significant resuming of the internal saving was assumed.

2. Capital Productivity

The capital/product ratio was chosen so that it would be stabilized in the 2.6 future years and practically maintain the present level as shown in Figure 2.



Capital/Product Ratio

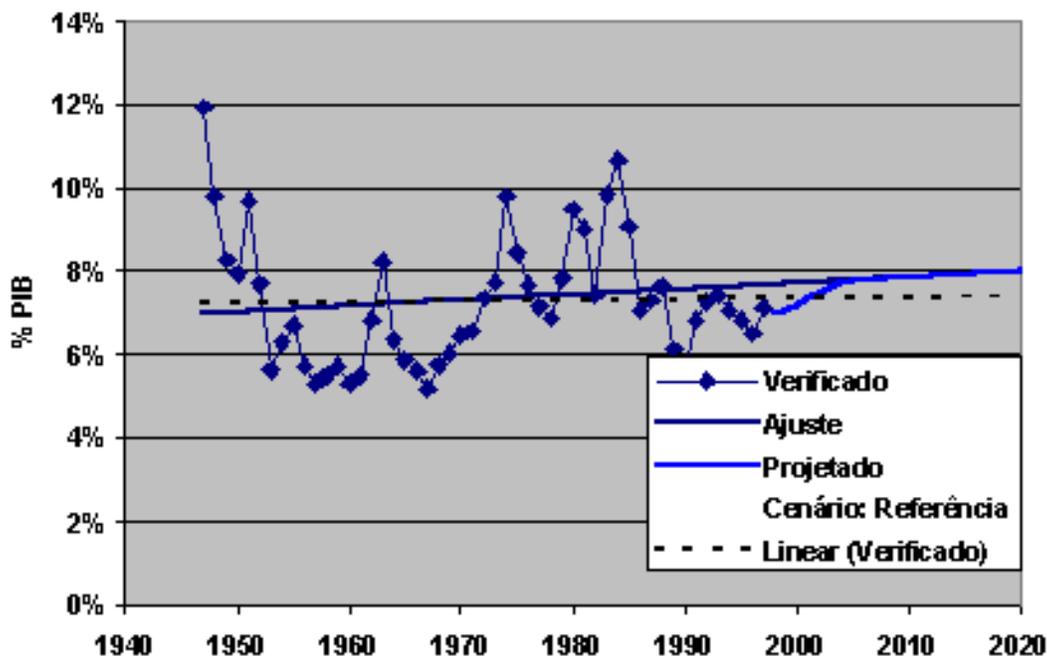
Projection, Adjustment, Historical Data, Projection, Scenario: Reference

Figure 2: The capital productivity was supposed to maintain the level of the last years

3. External Trade

External Trade (average of exports and imports) was assumed to increase until reaching 8% in year 2020 as shown in Figure 3.

Projeção do Comércio Exterior = $(X + M)/2$

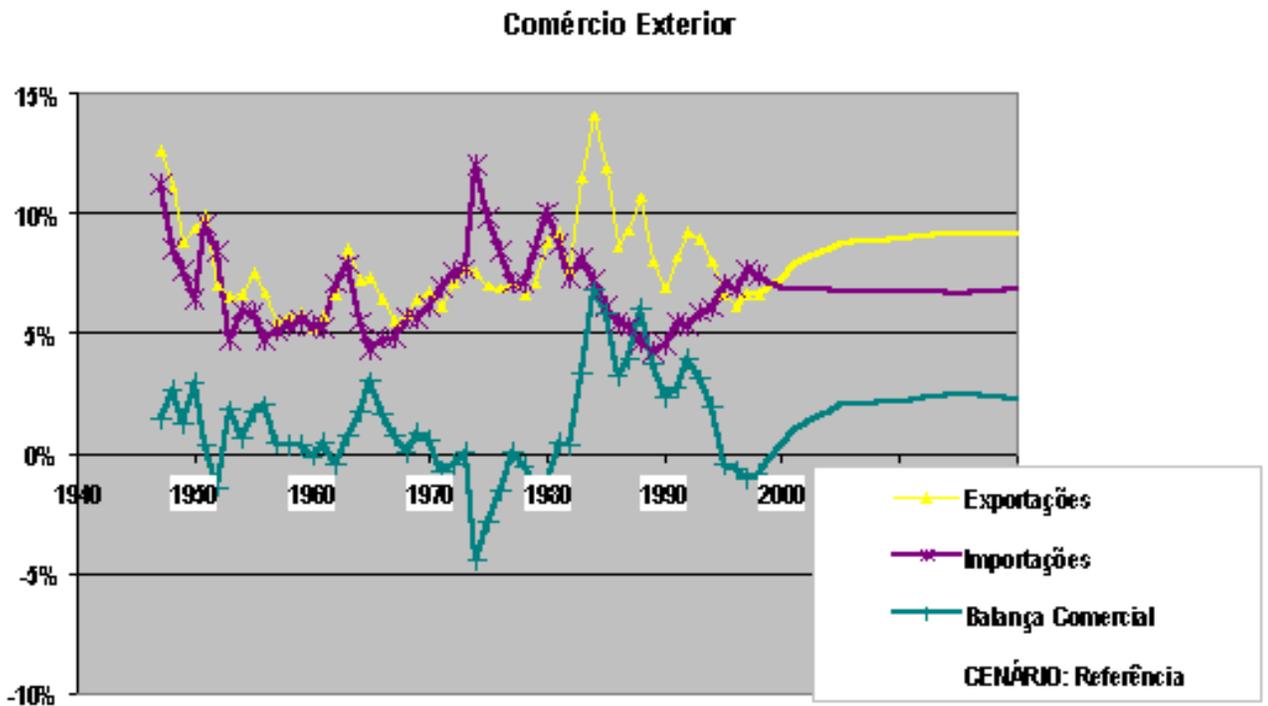


Verified, Adjustment, Projected, Scenario: Reference, Linear (Verified)

Figure 3: External Trade Projection = $(X+M)/2$

It was maintained assuming some growth of the Brazilian external trade concerning the historical trend towards relative stability.

In the Commercial; Balance it was assumed a recovery of the external surplus so that the external liability would be maintained in a pre-fixed limit. The assumed values of the Commercial Balance for the intermediary years are shown in Figure 4.



External Trade

Exports, Imports, Commercial Balance, Scenario: Reference

Figure 4: Evolution of Exports and Imports and of the Commercial Balance in the Reference Scenario.

In the following table the values of the commercial balance introduced for the first years and the intermediary ones are also shown.

Table:

	1998	1999	2000	2001	2005	2010	2015	2020
Commercial Balance (% GNP)	-0.8%	-0.2%	0.3%	1.0%	2.0%	2.2%	2.5%	2.3%
External Transfers	0.0%	-1.3%	-0.8%	-0.1%	1.0%	1.2%	1.5%	1.3%

suite


[SEARCH](#)
[MAIL](#)
[DADOS ECONÔMICOS](#)
[DOWNLOAD](#)
[other e&e issues](#)
[e&e No 23](#)

Equivalent and Electric Energy Demand in Brazil – First Approximation

[Progress in the Energy Matrix and in the Emissions of Gases Causing the Greenhouse Effect](#)

[Main Page](#)
[Introduction](#)
[Reference Economic Scenario](#)

[Preliminary Evaluation for the 2000-2020 period](#)
[Demand in Equivalent Energy](#)
[Electric Energy Demand 2000 – 2020](#)
[Thermoelectric Generation](#)

[Participation of Fuels used in Generation](#)
[Necessary Thermal Generation Capacity](#)

[Emissions in Thermal Power Plants](#)

[Conclusions and Sensitivity Evaluation](#)

[e&e links](#)
[Guestbook](#)

<http://ecen.com>

1. Equivalent and Electric Energy Demand in Brazil – First Approximation

1.1 Equivalent Energy Demand

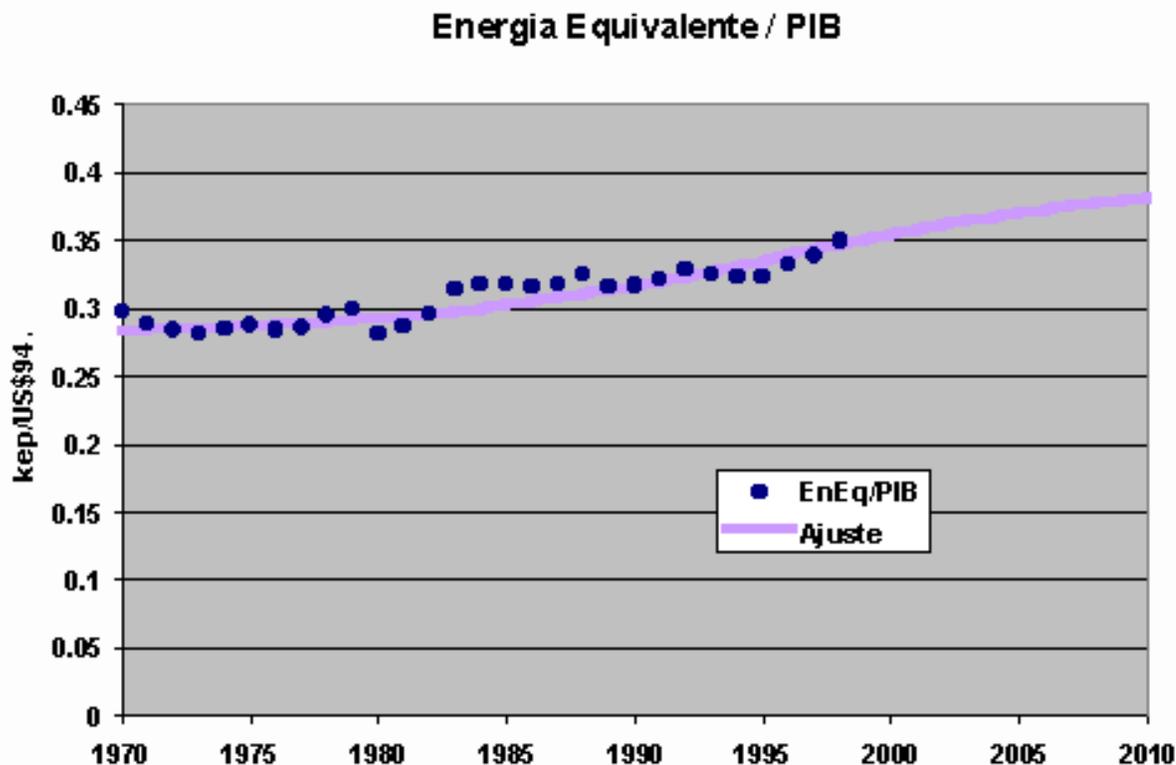
The conversion of final energy demand to equivalent energy, in the case of Brazil, was previously described and is summarized in Document 3 that is part of the present report.

The equivalent energy concept aims at establishing for the different economic sectors an average equivalence in the different uses of the various energy sources in the so called final form that are accounted for in the energy balances.

The use's efficiencies are considered relative to a reference energy source. In the present work we use natural gas as the reference energy source. In order to facilitate things and to avoid establishing another unit we refer to ton equivalent petrol as meaning 10,800 Mcal and 1 tep corresponds to 1,167 m³ of dry natural gas.

1.2 Equivalent Energy/ GNP

Projection of equivalent energy demand depends on the estimated GNP, on the sectorial composition of the economic activity and on other factors not directly linked to the economic activity.

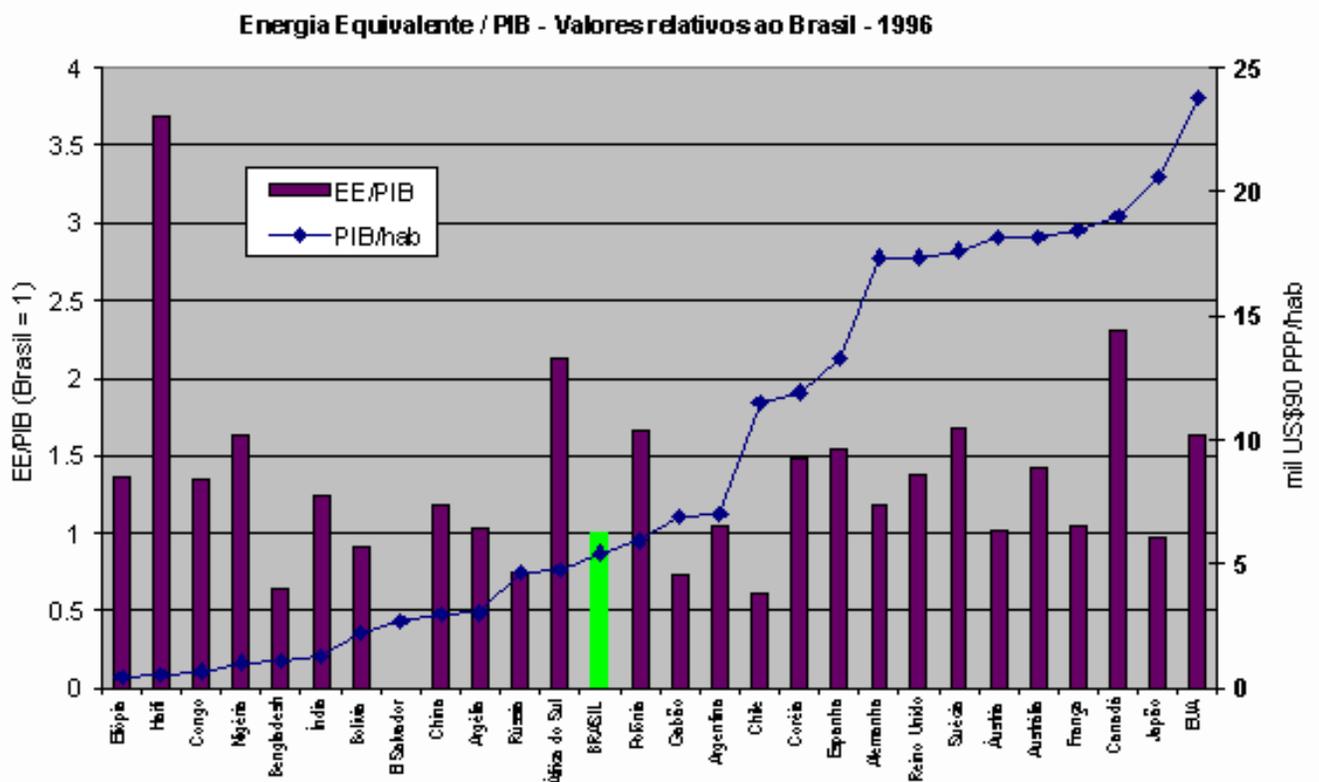
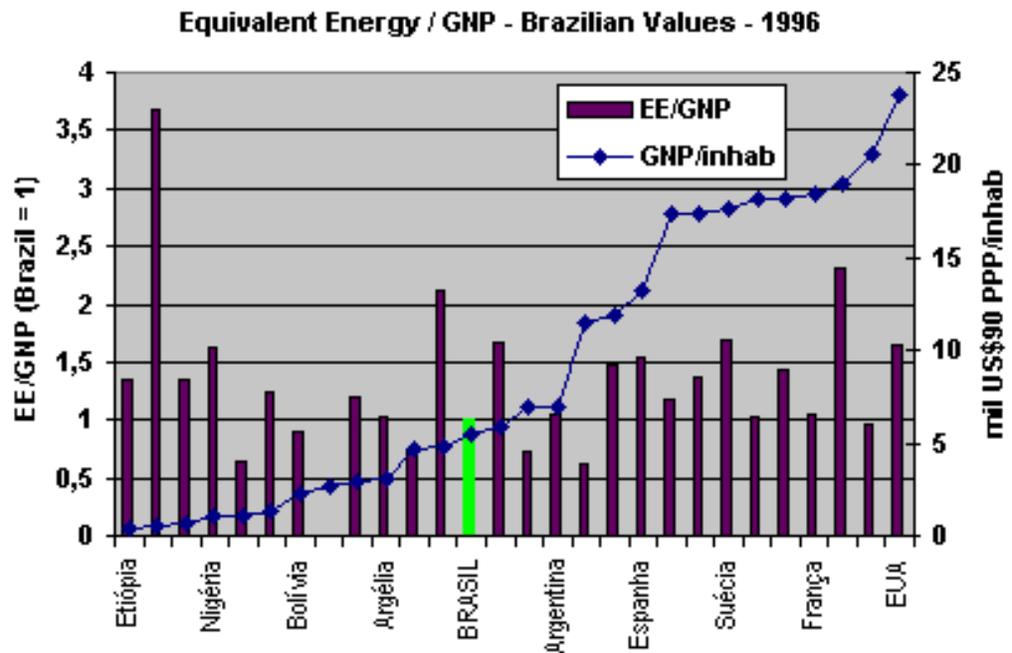


Equivalent Energy/GNP

Eq. En./GNP Adjustment

Figure 1.1: Evolution of the equivalent energy/GNP ratio shows good stability and predictability along the period in which it was evaluated for Brazil. The fitting is also shown, assuming long-term stability.

The evolution of consumption in equivalent energy/GNP can be seen in Figure 1.1. The equivalent energy/product ratio in global consumption, as in many of the sectors studied, has been approximately stable even with important substitutions of energy sources in use in the studied sectors. In order to project this parameter it is interesting to compare the Brazilian values of the equivalent energy/product in recent years with those of different countries. A quick process for converting final energy into equivalent energy using relative average efficiencies of energy sources was applied only for three economic sectors and it is described in Document 4. The results for countries with different development levels are shown in Figure 1.2.



Equivalent Energy/GNP – Values relative to that of Brazil in 1996

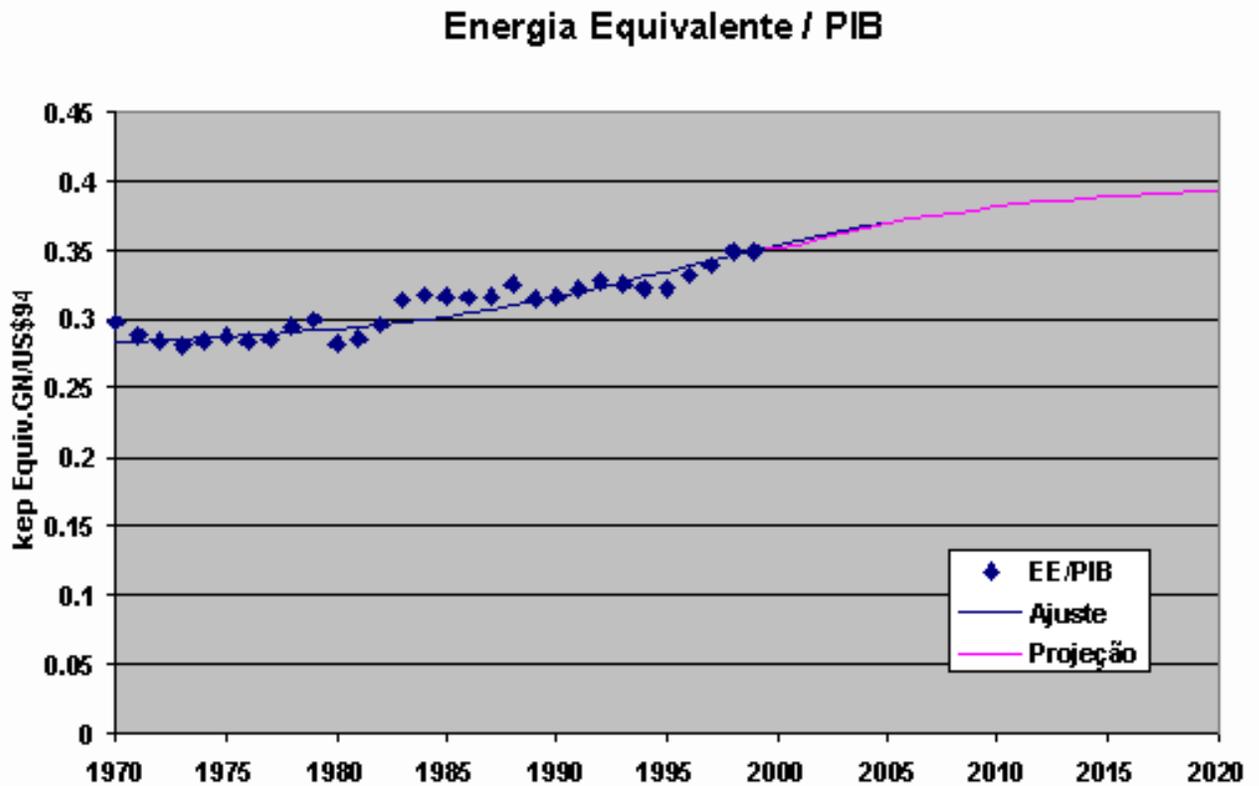
Figure 1.2: The graphic shows the equivalent energy/GNP for different countries arranged from left to right in increasing order of GNP per capita. The values of consumption by product are relative to that of Brazil. The secondary axis and the curve on the background indicate the GNP/inhab of

the selected countries.

It can be noticed that contrary to what occurs in the final energy/GNP ratio that usually decreases when there is development, the equivalent energy/GNP does not present a clear increase trend when development exists. However, the studied developed countries present values superior to those observed in Brazil. As seen in Figure 1.1 the historical trend points to the increase of this ratio.

In order to project this variable a equivalent energy/product module is under development and it will permit establishing the expected path considering the inertia of the previous behavior and assuming a hypothesis for future evolution. Some of the screens produced are shown in Annex 2.

The Brazilian historical values and the equivalent energy /product of other countries shown in the previous figures were considered in the extrapolation. The nine richest countries present energy consumption by product that is 1.4 times that of Brazil. The average of the European countries and Japan is 1.15. These values were the basis for adopting the value of 1.2 as the future trend. The graphic in Figure 1.3 shows the adjustment considering the past values and those assumed for the futur.



EE/GNP Adjustment Projection

Figure 1.3: Extrapolation of the equivalent energy/GNP parameter. The historical values, the adjustment and the projection are shown in the graphic on the left. The values for other countries, shown in the previous figure were used for guiding the choice of the limiting value.

This approximation takes into account only global factors. We are developing a sectorial module that will permit considering variations of sectorial contributions. This will allow for presenting an independent evaluation of energy demand that may differ from those considering in the planning of the involved energy sectors whose detailing level is generally larger. In compensation, the methodology permits evaluating demand for different economic scenarios.

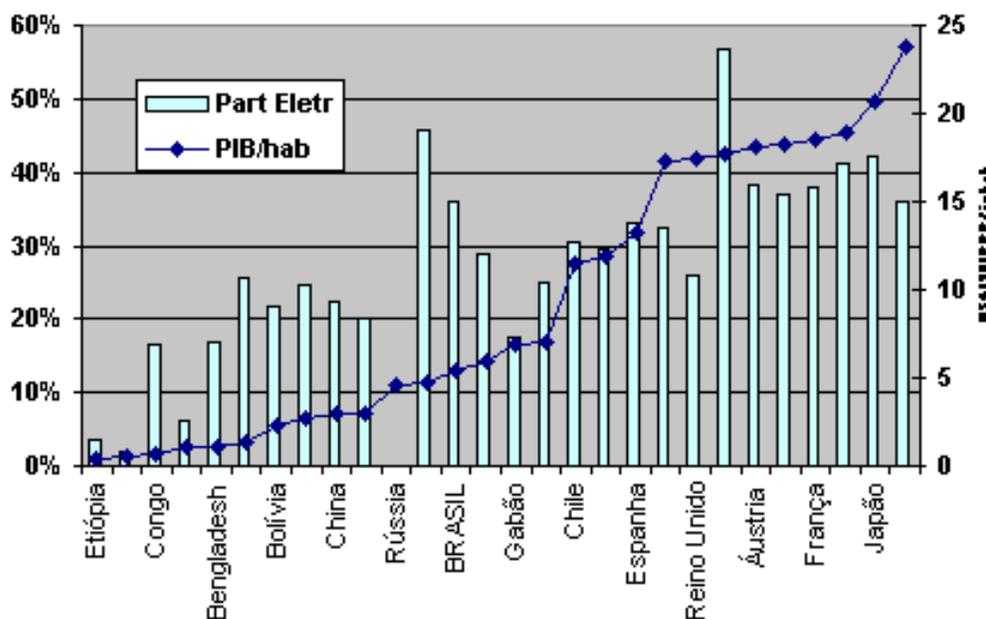
2. Electric Energy Demand (next page)

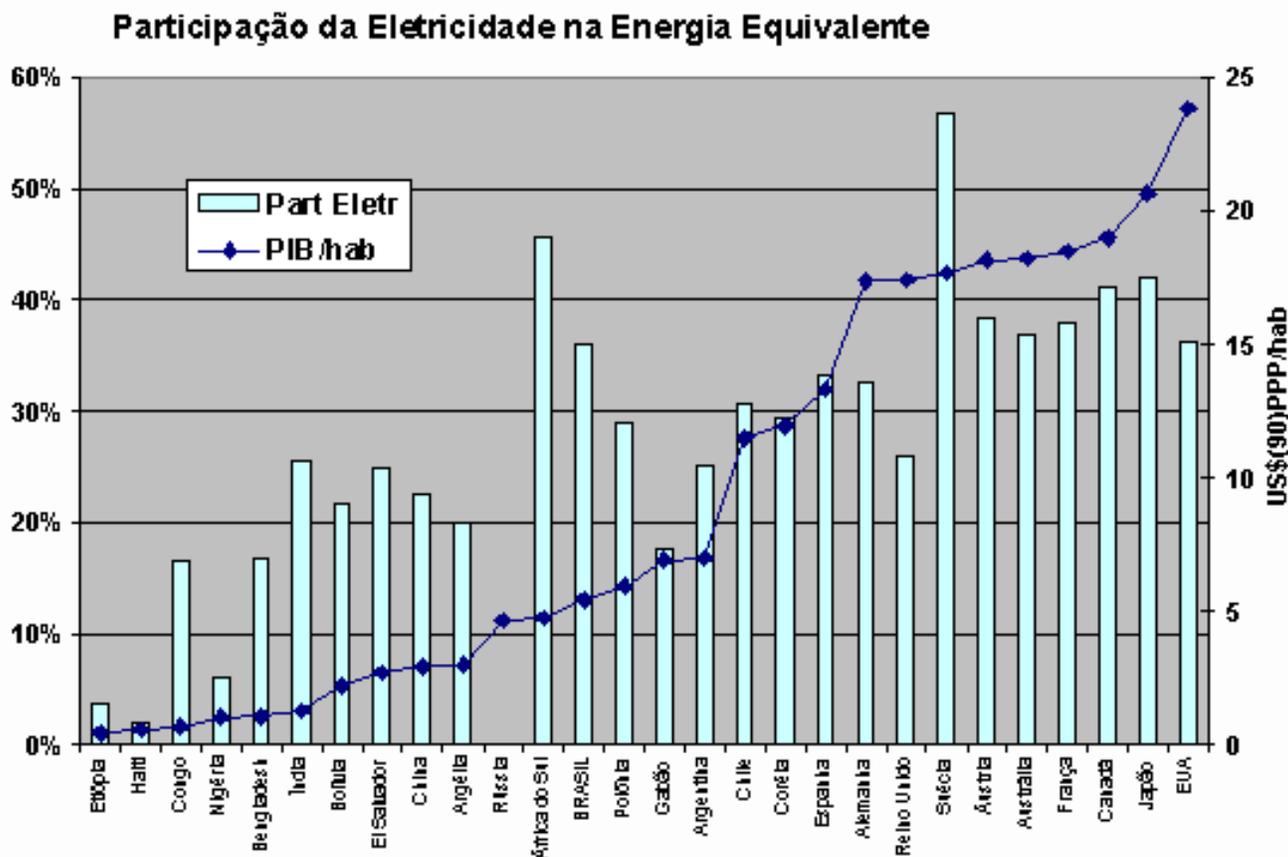
2.1. Participation of Electric Energy in Energy Consumption

The projection of electric energy participation in equivalent energy consumption permits the coupling of electric energy consumption to the considered economic scenario. The adopted procedure is similar to that used for projecting demand in equivalent energy.

In Figure 2.1 it is shown the participation of electric energy in the total for different countries (whenever possible the same as those of Figure 1.2). It can be noticed that electric energy participation, in the same way as it historically occurred in Brazil, increases with the variation of GNP/inhab. In opposition to what was observed in global consumption, Brazil has a relatively important electricity participation when compared to countries with equivalent GNP per capita.

Electricity Participation in the Equivalent Energy



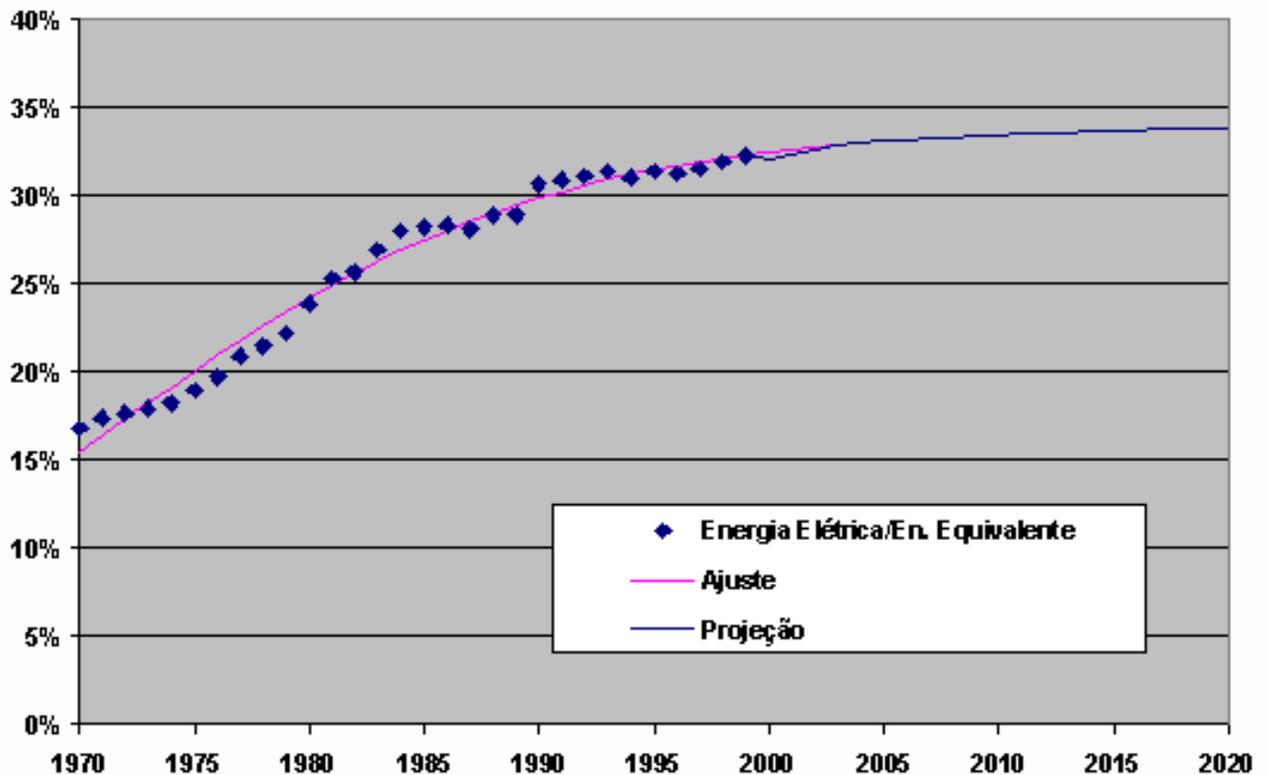


Participation of Electricity in Equivalent Energy
Elect. Part. GNP/inhab.

Figure 2.1: Participation of electric energy in global consumption of energy, measured in equivalent energy. It can be noticed that Brazil presents a relatively important electricity participation in the total. The values refer to 1996 and were obtained with the simplified methodology. The values in purchasing power parity of product per capita of the countries are also indicated, referring to the axis on the right.

In Figure 2.1 we show the evolution of electric energy participation in equivalent energy and its projection. In order to guide the maximum relative consumption option it was considered that the best adjustment for Brazil corresponds to a superior limit of 33% for electricity participation. On the other hand the average of the nine richest countries is 39%. An adjustment for a future limit value of 34% was considered. This value is slightest superior to the best fit and takes into account a recovery indicated in the scenario's GNP per capita as well as values superior to that of the richest countries. The adjustment and the projection for the considered limit value (34%) can be seen in Figure 2.2.

Energia Elétrica / Total (em Energia Equivalente)



Electric Energy/Total (in Equivalent Energy)
Electric Energy/equivalent Energy Adjustment Projection

Figure 2.2: Participation of electricity in the total consumption in equivalent energy, historical and projected values.

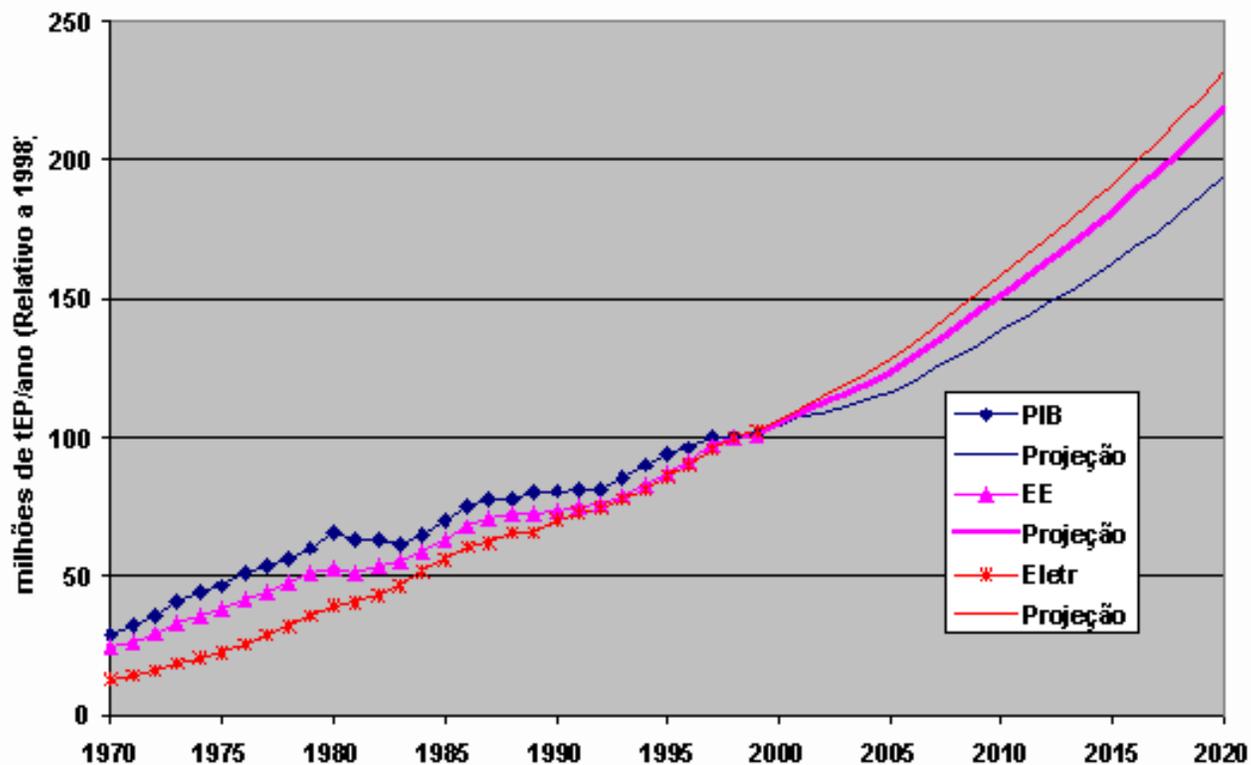
2.2 Projection of Electric Energy Demand

Figure 2.3 shows projections in values of the GNP, Equivalent Energy and Electric Energy consumption relative to 1998. The growth rate regarding GNP, energy and electric energy use are presented in Table 2.1 for the indicated periods.

Table 2.1 Growth Rates in the Periods

	1995-2000	2000-05	2005-10	2010-15	2015-20
GNP	2.1%	2.1%	3.5%	3.3%	3.6%
Equivalent Energy	3.8%	3.2%	4.1%	3.7%	3.8%
Electric Energy	4.3%	3.8%	4.4%	3.8%	3.9%

PIB, Energia Equivalente e Energia Elétrica



GNP, Equivalent Energy and Electric Energy
Millions of toe/year (relative to 1998)

GNP, Projection Equivalent Energy, Projection Electricity, Projection

Figure 2.3 Projections of GNP growth, final consumption, expressed in equivalent energy and electricity consumption

The objective of the present work is to offer a tool for evaluating demand and emissions associated with electric energy production by thermal power plants. Other scenarios can easily be analyzed using the developed methodology.

2.3 Evaluation of the Evolution, Imports and the Participation of Self-producers

In order to transform electricity demand at the consumption level into demand at the internal generation level (accounted for as transformation in BEN) it is necessary to evaluate losses in generation and storage and also estimate imports.

In order to link generation demand at the consumer level with electricity production by the public power plants it is necessary to extrapolate the contribution of the self-producers. In the case of electricity we should remember that variations in stock, normally necessary to even the annual

balance of any form of energy, are negligible.

Equalizing offer and demand

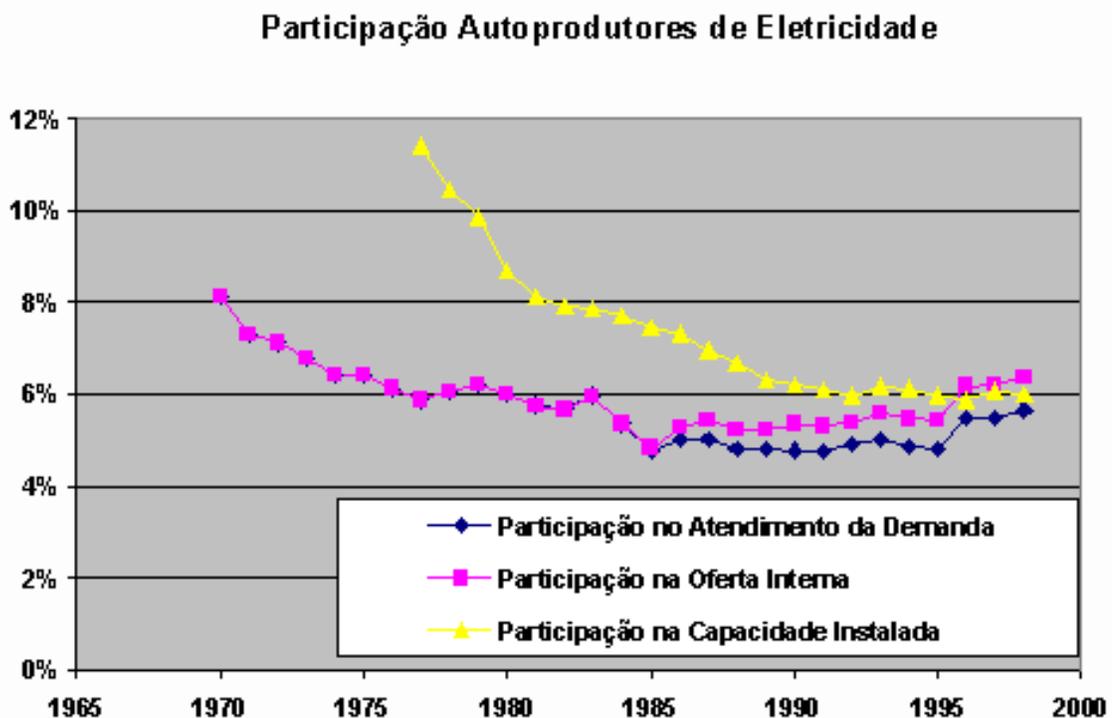
$$\text{Production} + \text{Net Imports} = \text{Final Consumption} + \text{Losses}$$

We also have:

$$\text{Production in Public Power Plants} = \text{Total Production} - \text{Production of Self-producers}$$

The participation of self-producers in electricity offer can be obtained in the National Energy Balance dividing by the total transformation (generated electricity) the electricity generated by autonomous producers. In order to have an indication of the participation in gross demand (including losses) one must add the net imports to the denominator.

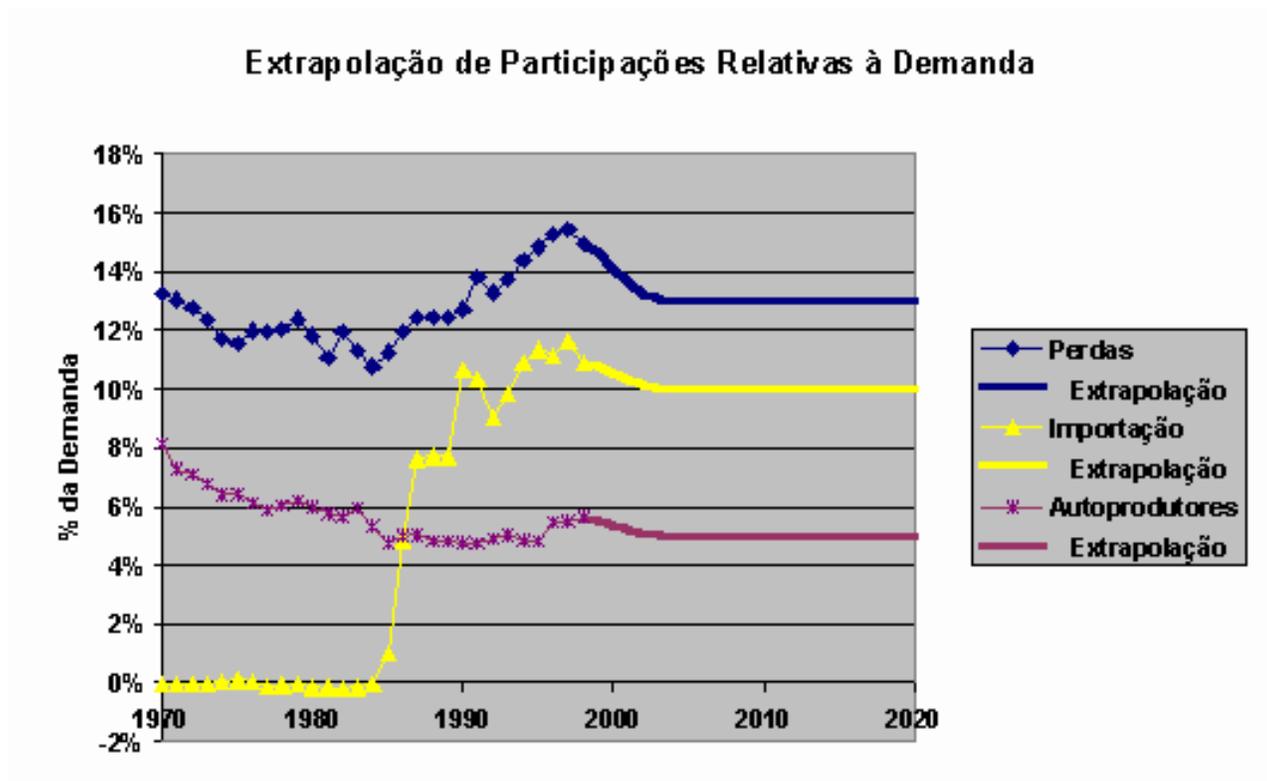
The participation of self-producers in the total installed capacity is also shown in Figure 2.4.



Participation of Electricity Self-producers Participation in Fulfilling
Demand Participation in Installed Capacity

Figure 2.4: Participation of self-producers in internal offer, in fulfilling demand (including that of electricity imports) and in installed generation capacity. From 1985 on when Itaipú started operation, imports became significant.

Figure 2.5 shows extrapolation of participation of self-producers in offer considered as tending to the average of the last 10 years, namely 5%.



Extrapolation of Participation Relative to Demand

Losses, Extrapolations Imports, Extrapolations Self-producers, Extrapolations

Figure 2.5: Extrapolation of losses in transmission and storage concerning the participation of imports and self-producers relative to gross demand (consumption + losses). Gross offer (transformation + imports) must be equal to gross demand.

Figure 2.5 shows as well extrapolation of losses were it is considered a reduction due to the introduction of thermal power plants and a larger efficiency in the production management. It is also shown the extrapolation of imports' participation that we have supposed, as a first approximation, to have reached 10 % of fulfillment of demand.

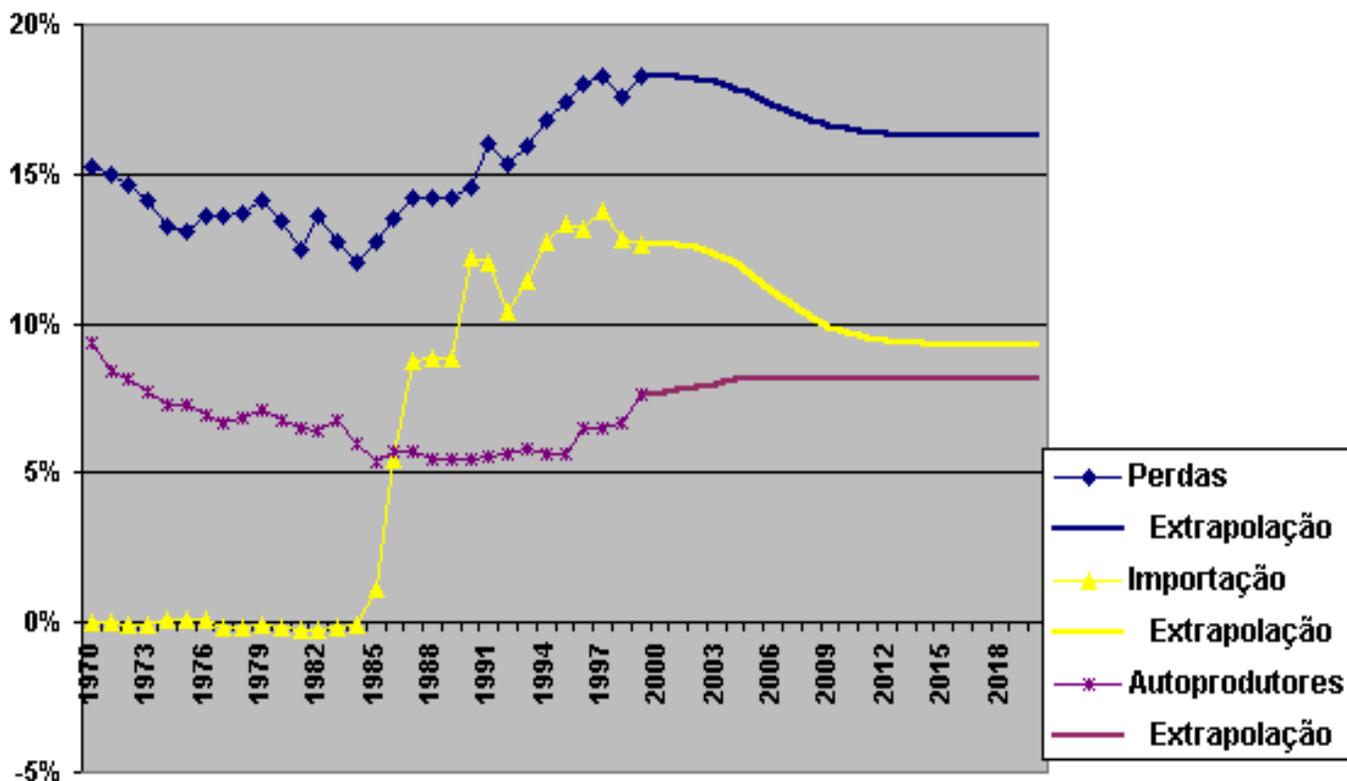
In Table 2.2 the values used in the extrapolation are shown. The last known value (1999), the values of projected stability and the time constants used are indicated.

Table 2.2: Values Used in Extrapolation

	Losses	Imports	Self-producers
Projection (% Gross Demand)	14%	8%	7%
Time Constant (years)	8.0	8.0	4.0

One can also evaluate the same parameters as a function of final consumption, as shown in Figure 2.6. Evaluation of demand as a function of the economic activity and of participation in equivalent energy was carried out at the consumer's level and refers to final consumption, as it is called in BEN, and this makes it interesting to represent the projected values as a function of this consumption.

Histórico e Projeções Relativas ao Consumo Final

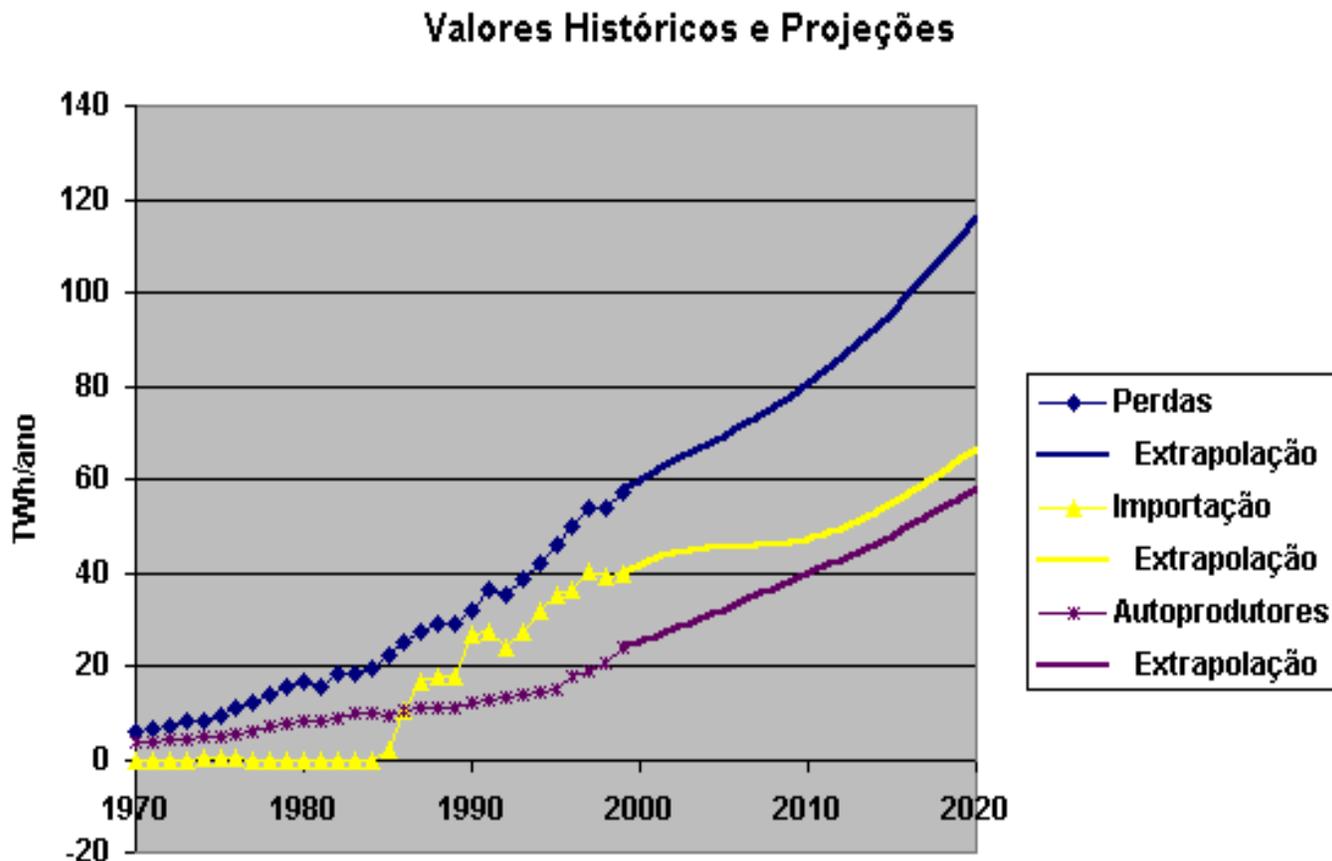


Historical and Projected Values Relative to Final Consumption

Losses, Extrapolations Imports, Extrapolations Self-producers, Extrapolations

Figure 2.6: Historical and Projected Values relative to final consumption that is the projected value as a function of the economic activity.

Finally, considering electric energy final consumption one can estimate these parameters in absolute value as shown in Figure 2.7.



Historical and Projected Values

Losses, Extrapolations Imports, Extrapolations Self-producers, Extrapolations

Figure 2.7: Historical and Projected Values of losses, imports and participation of self-producers

The objective of the present work is to study alternatives to electricity production and their result on the emission of gases causing the greenhouse effect. In order to do that the developed program presents a summary worksheet in which, starting from the alternatives, the results of participation in electricity generation and in emissions can easily be seen. In the Annex some of these worksheets are shown. In the present case we show the relative and absolute values of losses, imports and the energy generated by self-producers as a function of the adopted parameters for the participation and for the time constants.

In Table 2.3 imports, losses and electric energy production values by self-

producers for 1999 and projection for the intermediary years are shown.

Table 2.3: Projection for the reference scenario for electric energy (Twh/year)

	1999	2005	2010	2015	2020
Losses	57	69	75	85	102
Imports	40	45	46	52	63
Self-producers	24	32	38	46	55
Consumption	315	386	474	568	686
Transformation	332	410	504	601	725
Public Service Power Plants	308	378	465	555	670



SEARCH

MAIL

DADOS ECONÔMICOS

DOWNLOAD

other e&e issues

e&e No 23

1. Thermoelectric Generation in Public Power Plants

1.1 Electricity Generation and Fuel Participation

Provision of Electricity Demand

Projection of the resulting gross demand to be provided by imports, self-producer's power plants and public power plants can be extracted from the previous item. These values are indicated in Figure 1.1 and Table 1.1. In the figure they are represented in comparison to their historical evolution.

Progress in the Energy Matrix and in the Emissions of Gases Causing the Greenhouse Effect

Main Page Introduction Reference Economic Scenario

Preliminary Evaluation for the 2000-2020 period Demand in Equivalent Energy Electric Energy Demand 2000 – 2020 Thermoelectric Generation

Participation of Fuels used in Generation Necessary Thermal Generation Capacity

Emissions in Thermal Power Plants

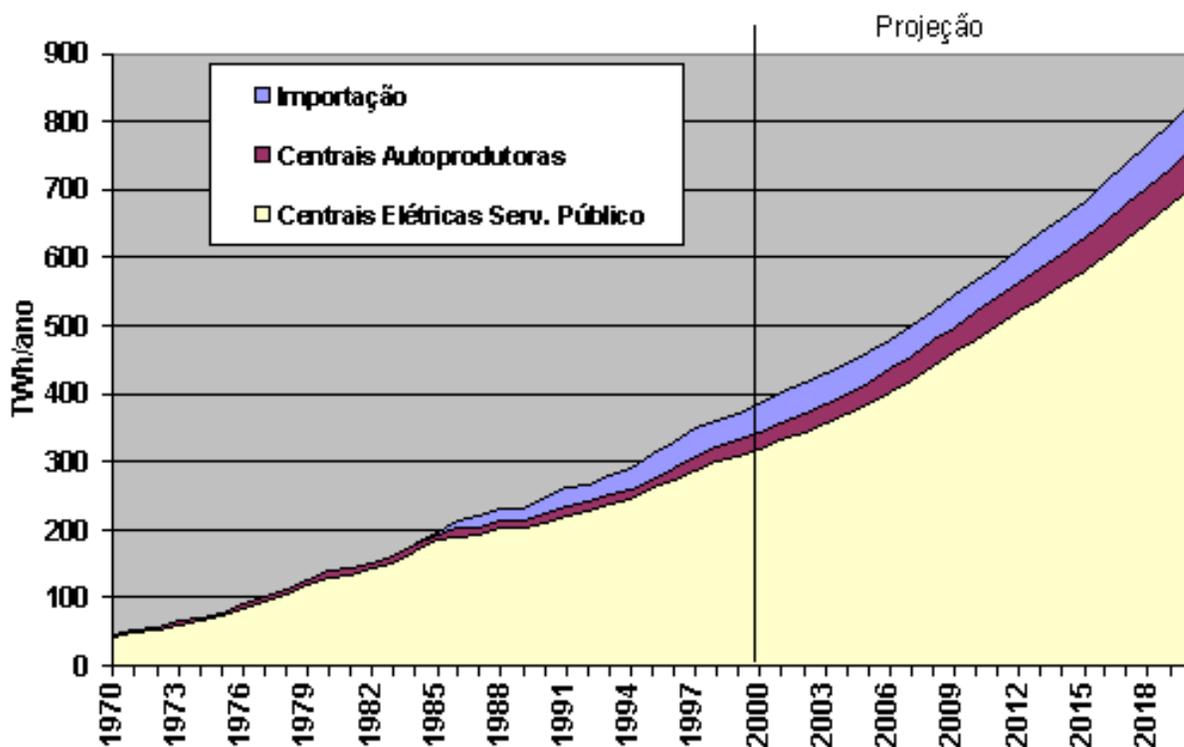
Conclusions and Sensitivity Evaluation

e&e links

Guestbook

http://ecen.com

Atendimento da Demanda Bruta



Imports, Self-producing Power Plants, Public Power Plants

Figure 1.1: Provision of Gross Demand by electricity imports, production in self-producer's power plants and public power plants.



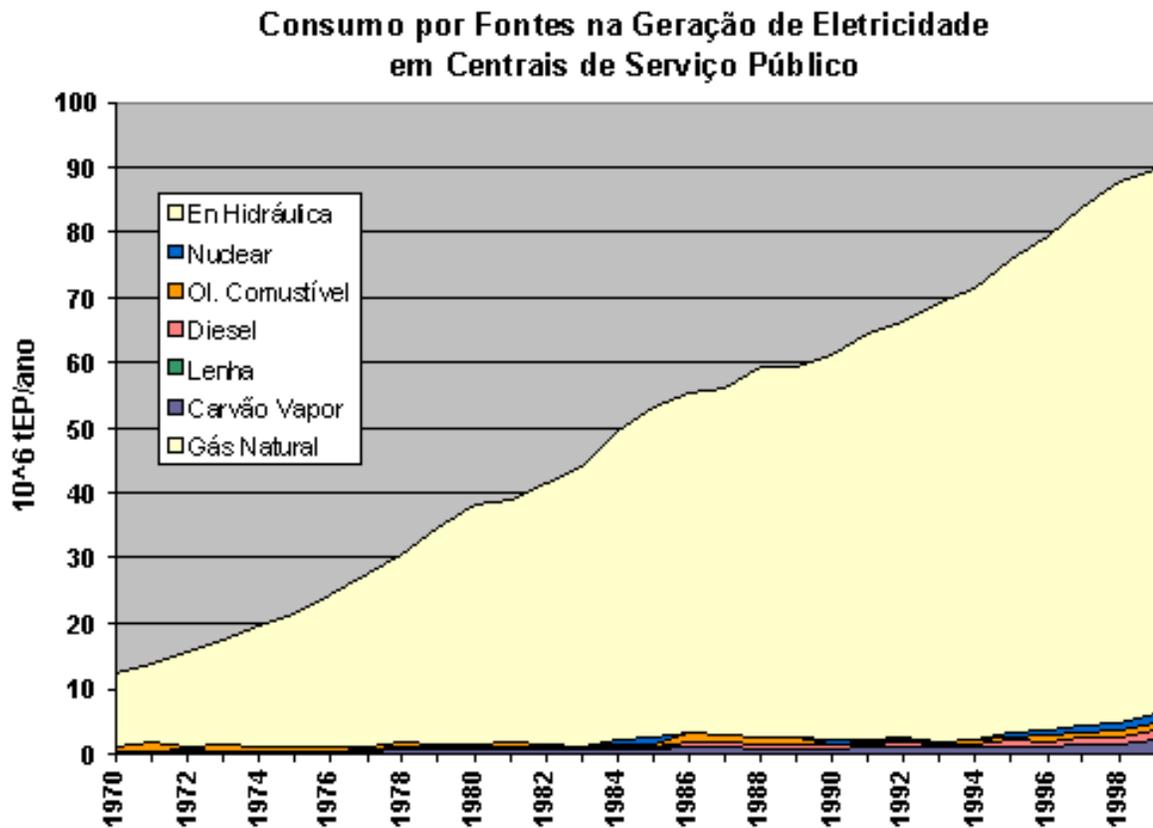
Table 1.1: Projected Gross Demand (TWh/year)

	1995	1999	2001	2005	2010	2015	2020
Imports	35	37	43	44	46	49	59
Self-producers	15	18	26	28	35	43	52
Public Service	261	273	332	344	421	519	626
Total	311	328	401	416	502	612	737

1.2 Fuels Participation

The participation of energy sources in electricity generation and in generation itself is predominately hydraulic. The form in which hydraulic energy is accounted for in BEN (the energy necessary to generate electricity in a thermal power plant) renders the percent of source use close to energy production, excluding variations relative to efficiencies of generation by thermal power plants.

The predominance of hydraulic energy in electricity generation can be observed in Figures 1.2 and 1.3 in absolute and relative values for public power plants. The participation of thermal power plants has been decreasing since the start of the seventies due to the interconnection of the large consuming centers and the petroleum crisis in 1973 and 1979. In 1983 only 3% of the sources used for electricity generation in public power plants was thermal.



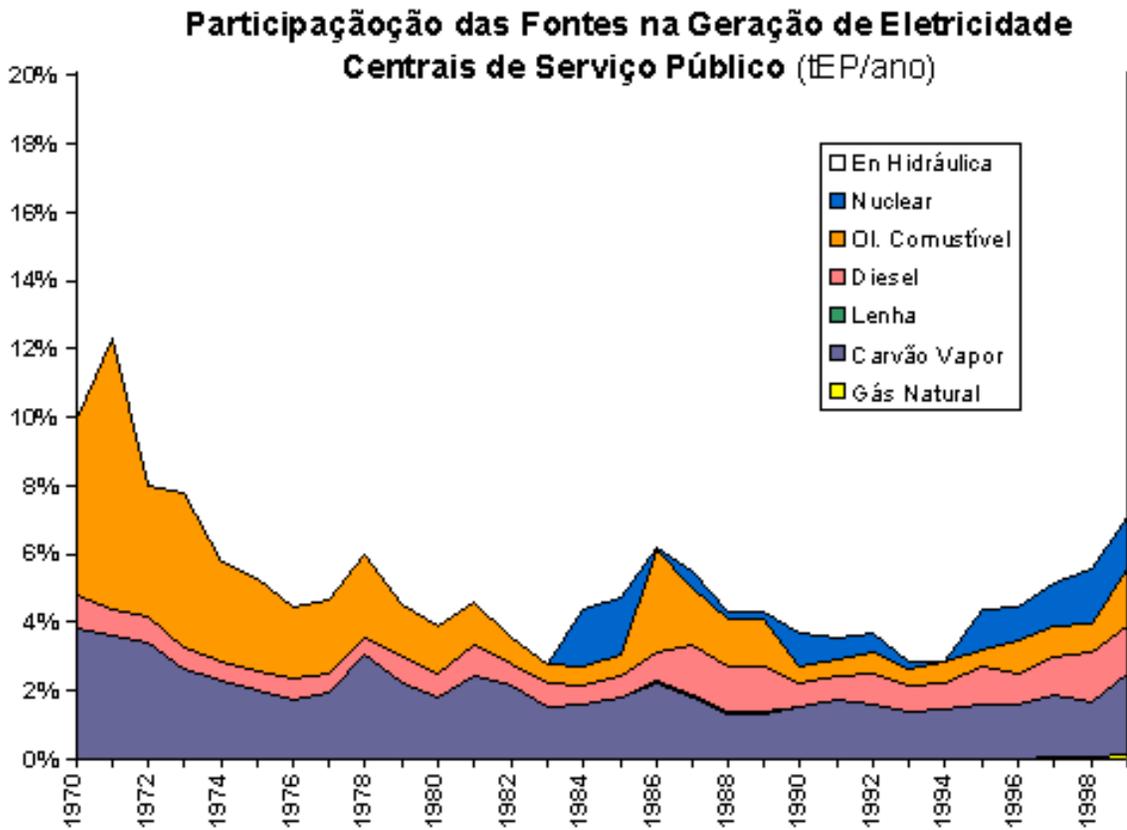
Consumption by Energy Sources for Electricity Generation in Public Power Plants
Hydraulic Energy / Nuclear/Fuel Oil /Diesel / Charcoal / Vapor Coal/ Natural Gas

Figure 1.2: Historical values of electricity generation from different energy sources.

The existing power plants were for a long period the reserve for deficiencies in the hydraulic system. With the establishment of the Cruzado Plan there occurred a consumption increase that was satisfied by generation from fuel oil. The power plants that use mineral coal either because they were coupled with nearby mines or because they consumed national fuel were maintained in the base.

The contribution from the Angra I nuclear plant, even though destined to provide for the base, had an irregular behavior due to technical problems.

Figures 1.3 and 1.4 show the participation of fuels by consumption of energy sources used in generation and in electricity generation, that has a very similar aspect as the former. In both of them data referring to public power plants are indicated. In Figure 1.4 only the participation of thermal power plants in electricity generation is shown.

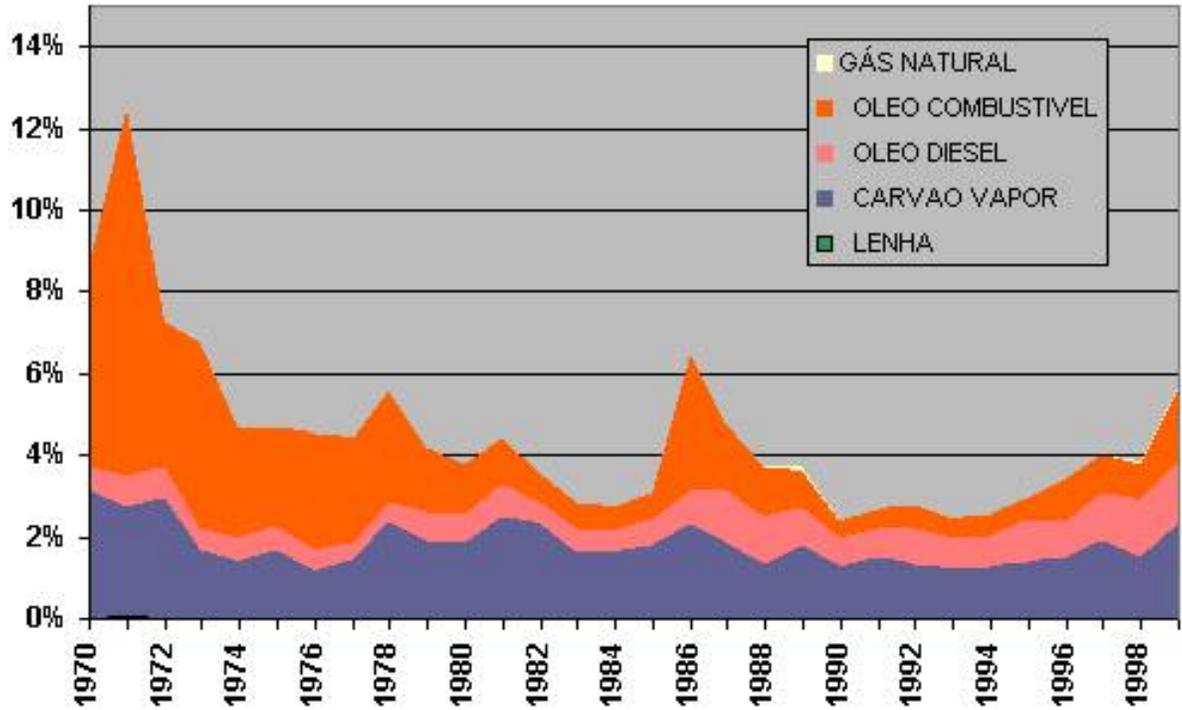


Participation of Energy Sources for Electricity Generation

Hydraulic Energy / Nuclear/Fuel Oil /Diesel / Charcoal / Vapor Coal/ Natural Gas

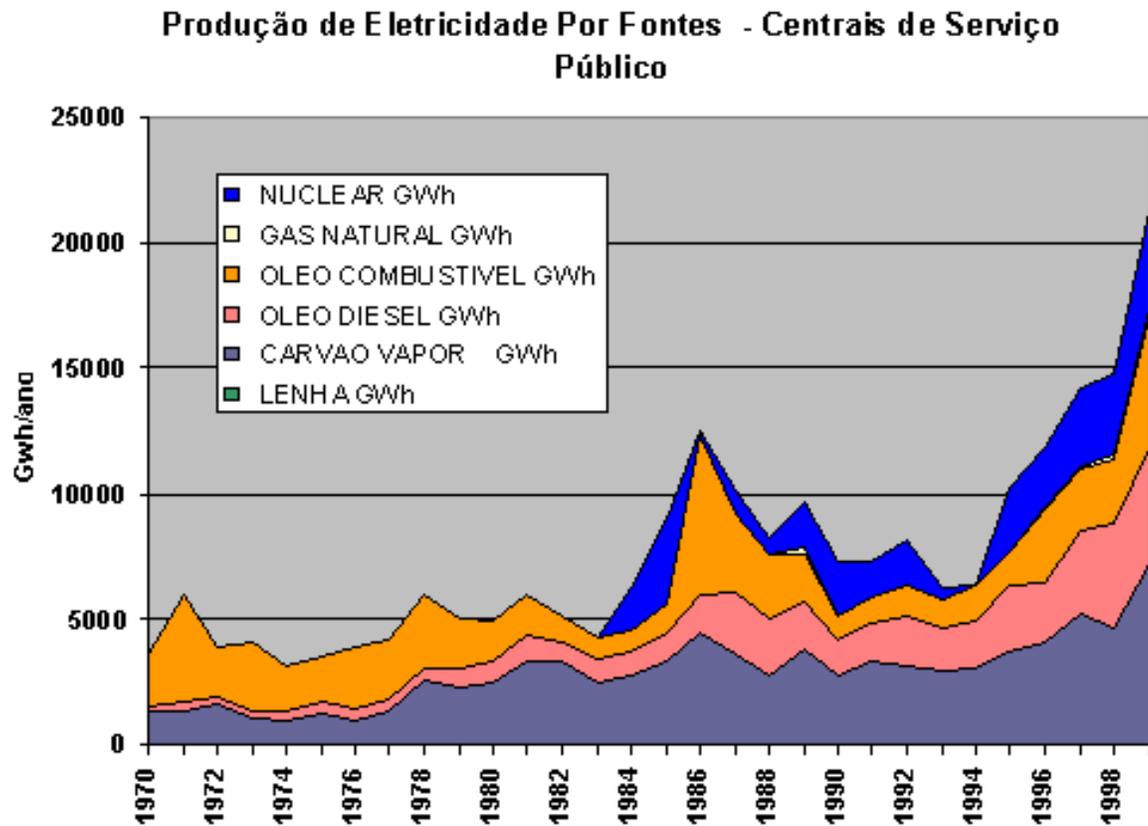
Figure 1.3: Participation of the energy sources consumption used for generation in public power plants. It should be noticed that the vertical scale was reduced in 20% so that it would be possible to better show the participation of the thermal power plants (the hydraulic source adds to 100%).

Participação na Geração de Eletricidade em Centrais de Serviço Público (em TWh/ano)



Participation in Electricity Generation in Public Power Plants.
Natural Gas / Fuel Oil / Diesel Oil / Vapor Coal/ Charcoal

Figure 1.4: Participation of the conventional thermal energy sources for electricity generation in public power plants



Electricity Production by Energy Source – Public Power Plants
Nuclear/Fuel Oil /Diesel / Charcoal / Vapor Coal/ Natural Gas

Figure 1.5: Electricity generation from thermal power plants.

It is noticeable the use of fuel oil to provide for annual demand peaks since its retraction after the first oil crisis. From 1992 on one can see the consequences of changes in policies that hindered long-term investments and favored the use of thermal power plants.

1.3 Introduction of Thermal Power Plants

The introduction of Public Thermal Power Plants was projected taking into account the general frame of Eletrobrás' Decennial Plan 1998/2008 and up to 2001 the projects approved by ANEEL. The adopted procedure uses parameters that can be changed in order to study alternative hypothesis using the summary screen shown in the annex.

Evaluation of demand provided by public thermal power plants uses a participation "goal" in 2020 that considers the values of the last years by fitting a second-degree curve that includes the goal in 2020. The transition between this value and the future is made by adopting a Poisson curve whose average is the indicated time constant.

In the present work we have considered the values of this parameter indicated in Table 1.2

Table 12: Parameters for extrapolation of the thermal power plants contribution

	Vapor Coal	Diesel	Natural Gas	Conventional Thermal Power Plants
Time constant	12	14	6	6
Participation 2020	3.0%	1.5%	10.0%	17.0%

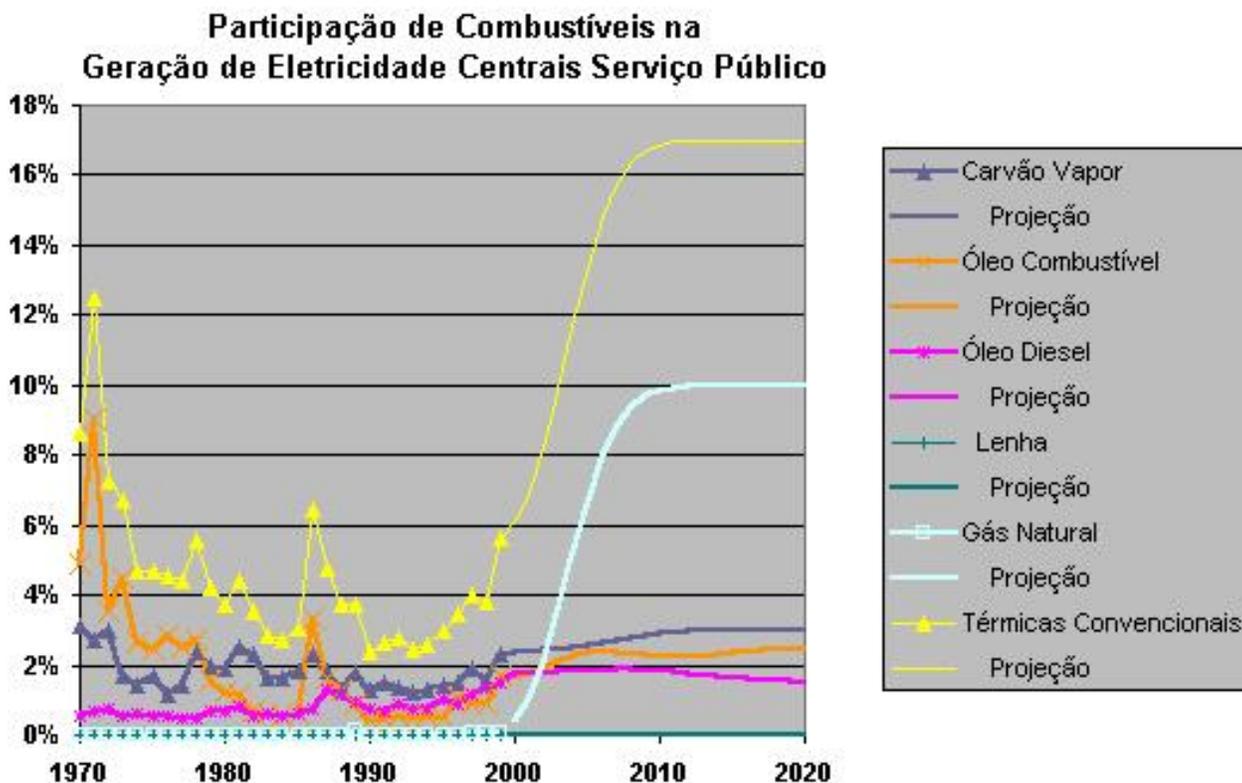
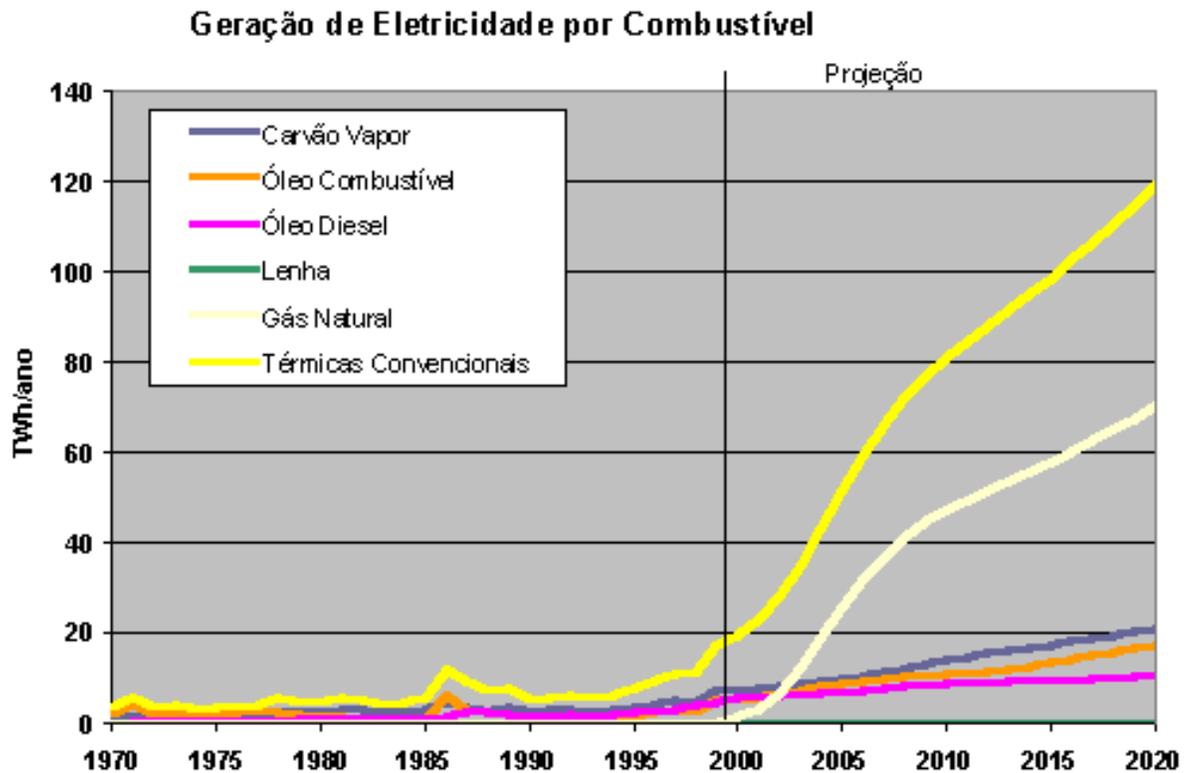


Figure 1.6: Projection of participation of conventional fuels in electricity generation in public power plants

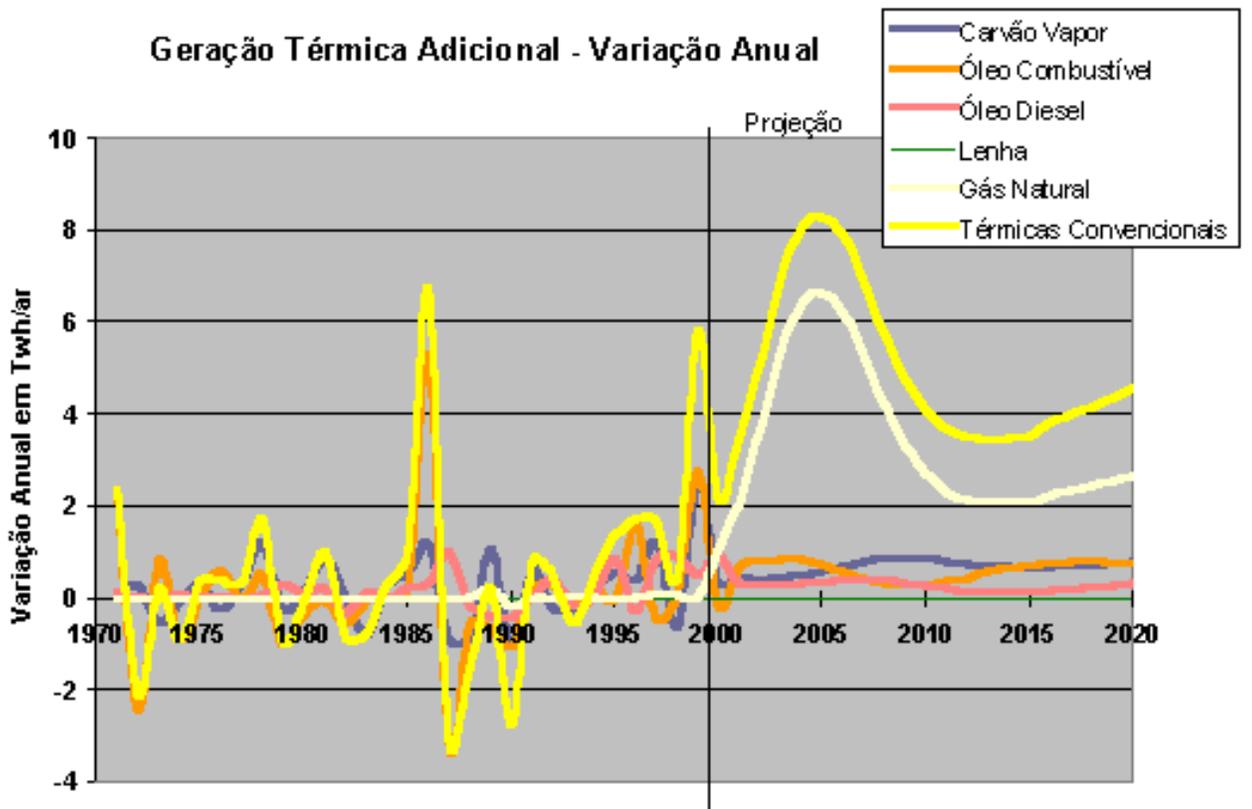


Electricity Generation by Fuel

Vapor Coal / Fuel Oil / Diesel Oil / Charcoal / Natural Gas/ Conventional Power Plants/

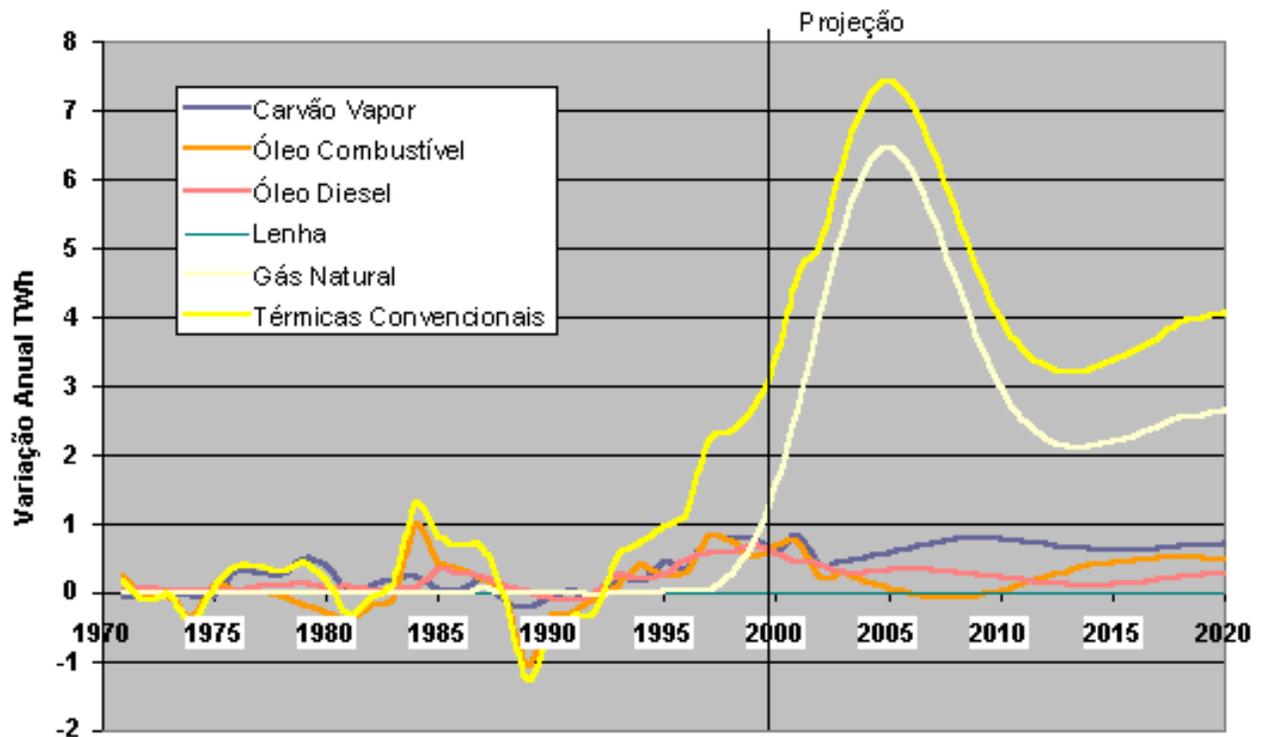
Figure 1.7: Participation, in absolute values, of traditional thermal fuels in electricity production.

The need to increase thermal generation comes directly from the foreseen consumption data and is the basis for projection of thermal power plants to be constructed. The corresponding installed capacity depends also on the projection of the load factor in which the plants would operate. In Figure 1.8 the historical and the projected additional electric energy for each year are shown.



Additional Thermal Generation Annual Variation
Vapor Coal / Fuel Oil / Diesel Oil / Charcoal / Natural Gas/ Conventional Power Plants/ Projection
Annual Variation in TWh/year

Varição Anual de Geração Térmica - Média Móvel (5 anos)



Thermal Generation Annual Variation – Movable Average

Vapor Coal / Fuel Oil / Diesel Oil / Charcoal / Natural Gas/ Conventional Power Plants/ Projection

Figure 1.8 a and 1.8 b: Historical and foreseen variation of annual generation in conventional thermal power plants

.In the lower part of Figure 1.8 b the movable average values are shown.

Figure 1.8 b shows the corresponding movable average that minimizes the annual variation of installed capacity use; these values will be useful in the projection of the capacity to be installed in order to satisfy demand and in comparison with other projections.

2. Electricity Generation from Thermal Power Plants and Fuel Demand for Generation



Progress in the Energy Matrix and in the Emissions of Gases Causing the Greenhouse Effect

**Main Page
 Introduction
 Reference Economic Scenario**

**Preliminary Evaluation for the 2000-2020 period
 Demand in Equivalent Energy
 Electric Energy Demand 2000 – 2020
 Thermolectric Generation**

**Participation of Fuels used in Generation
 Necessary Thermal Generation Capacity**

Emissions in Thermal Power Plants

Conclusions and Sensitivity Evaluation

**e&e links
 Guestbook**

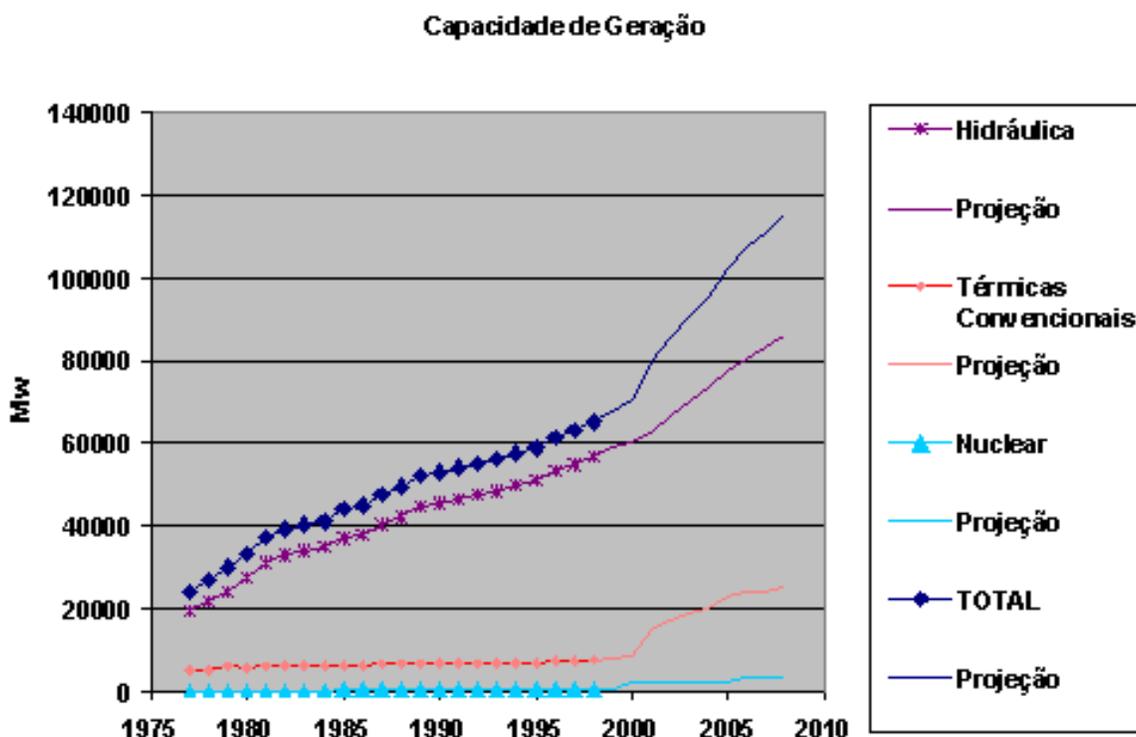
<http://ecen.com>

3. Projection of the Electricity Generation Installed Capacity

3.1. Reference Expansion Plan

The electric expansion plan is under revision. The Government has recently published an expansion plan for the thermal capacity to be installed. Since our aim is to create instruments for analyzing different scenarios we prefer to refer to the 1999/2008 Expansion Decennial Plan, where a schedule for introduction of different power plants and not only of thermal plants is given. The distribution among the different types of power plants will be taken as reference for the basic hypothesis.

The historical generation capacity and that foreseen in the Plan are shown in Figure 3.1



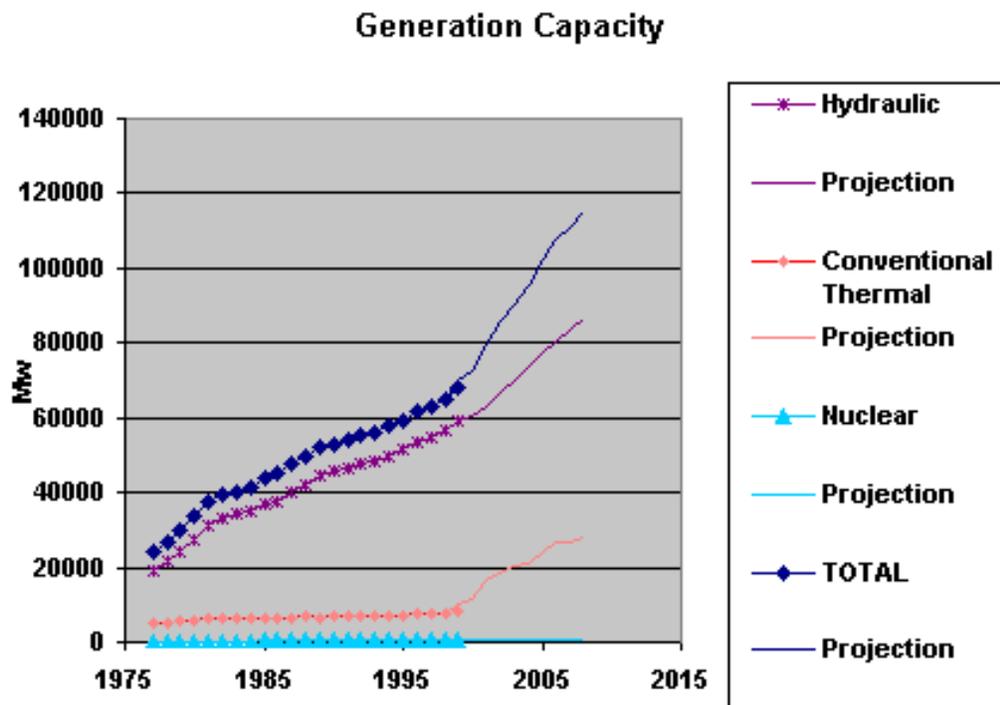


Figure 3.1: Historical and Projected Generation Capacity for Brazil in the 1999/2008

Expansion Decennial Plan
Hydraulic, Conventional, Nuclear, TOTAL

A expansão das térmicas por tipo de combustível, projetada no Plano, é mostrada na Figura 3.2.

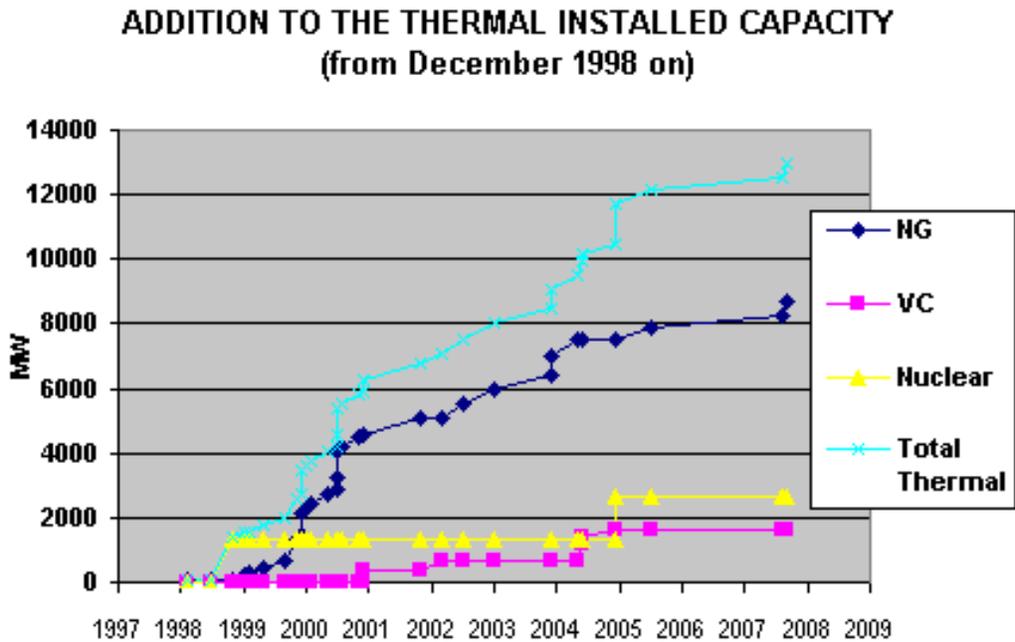
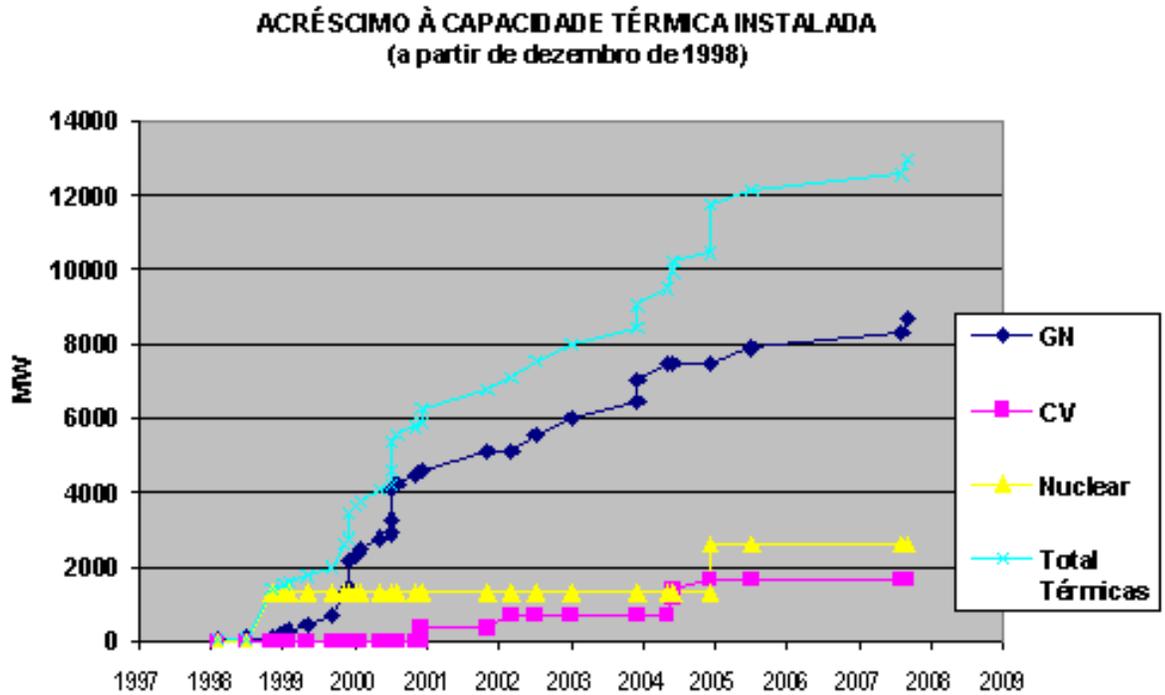


Figure 3.2: Addition to the projected thermal capacity by type of fuel source according to the 1999/2008 Decennial Plan (public power plants)

Addition to the Installed Thermal Capacity (from December 1998 on)

NG, VC, Nuclear, Thermal Total

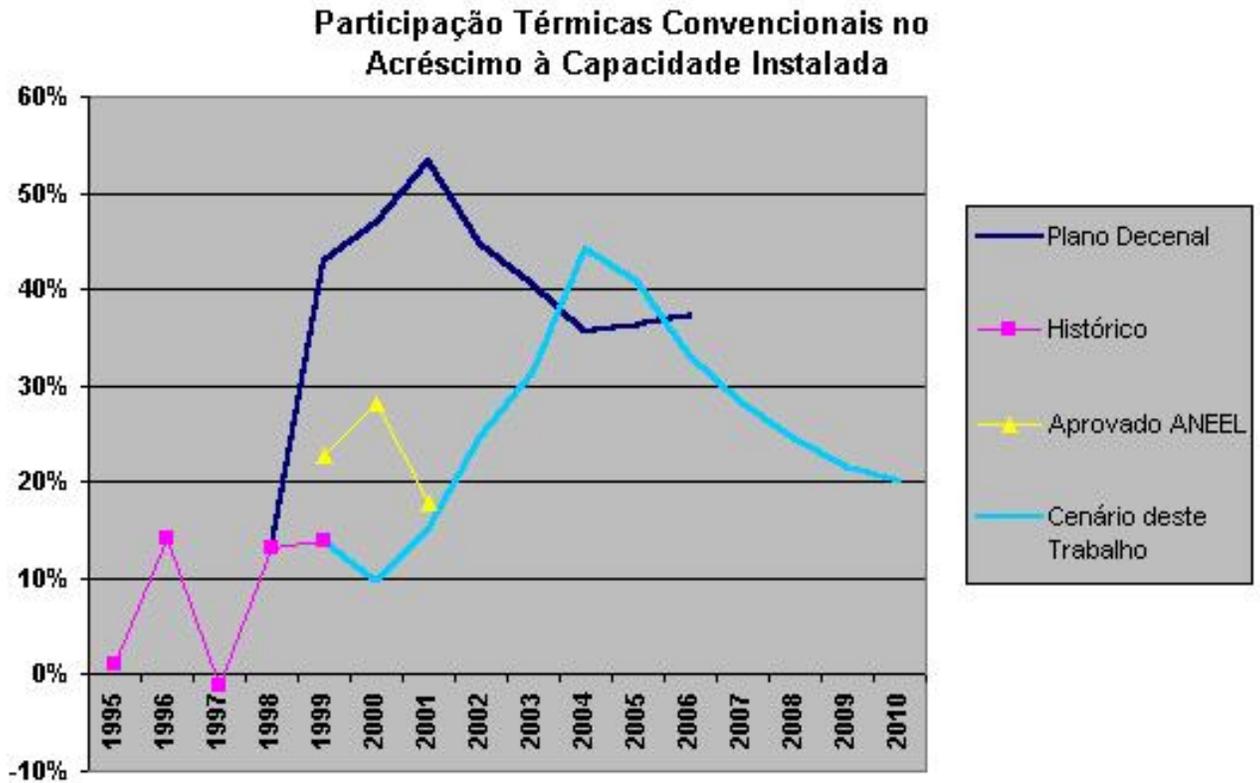
It can be noticed that a large participation of natural gas in the installed capacity is foreseen. The participation of nuclear energy in 2008 was projected assuming the operation of Angra II (effected in 2000) and Angra III which, as other projected power plants, will have some delay in its implementation.

For the 1999 and 2000 years we have the following comparison between the Decennial Plan and what was actually achieved.

Table 3.1:

	1999 Planned	1999 Achieved (*)	2000 Planned	2000 Approved (**)
Hydraulic	2301	2239	3420	2911
Conventional Thermal	1730	733	3014	1190
Nuclear	1320	0	0	1309
TOTAL	5351	2972	6434	4220

Sources BEN 2000(*) and ANEEL Summary Table (<http://www.aneel.gov.br>) (**)



Participation of Conventional Thermal in the Addition to the Installed Capacity

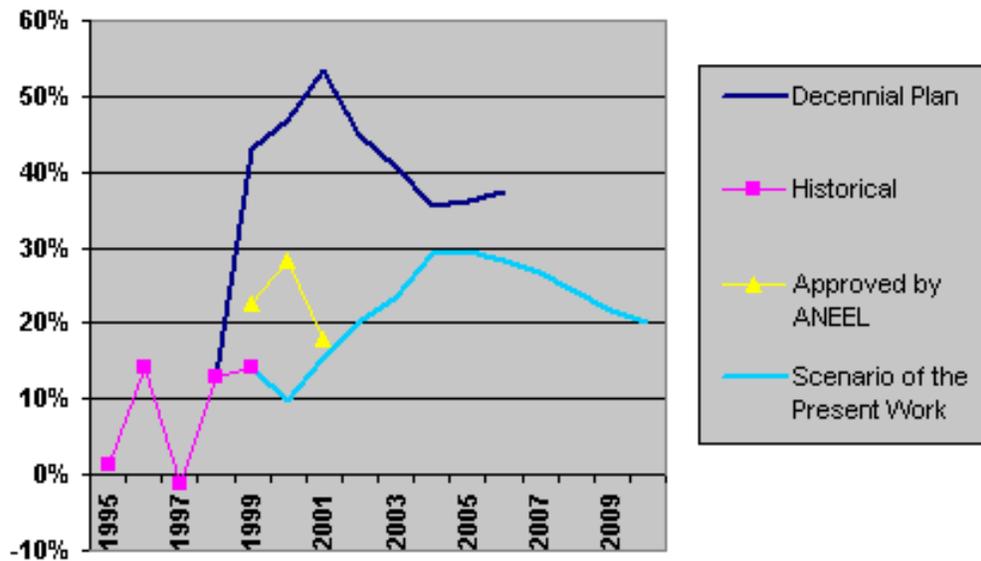


Figure 3.3: The participation of conventional thermal plants has had some delay but they will have a more important participation in the future.

Participation of Conventional Power Plants in the Addition to the

Installed Capacity

Decennial Plan, Historical, Approved by ANEEL, Scenario of the Present Work.

In Figure 3.3 the participation of thermal power plants compared with that established by the 1999/2008 Decennial Plan is shown. In the same graphic we show the results of the extrapolation of participation in the reference scenario. We describe in what follows how the indicated values were obtained.

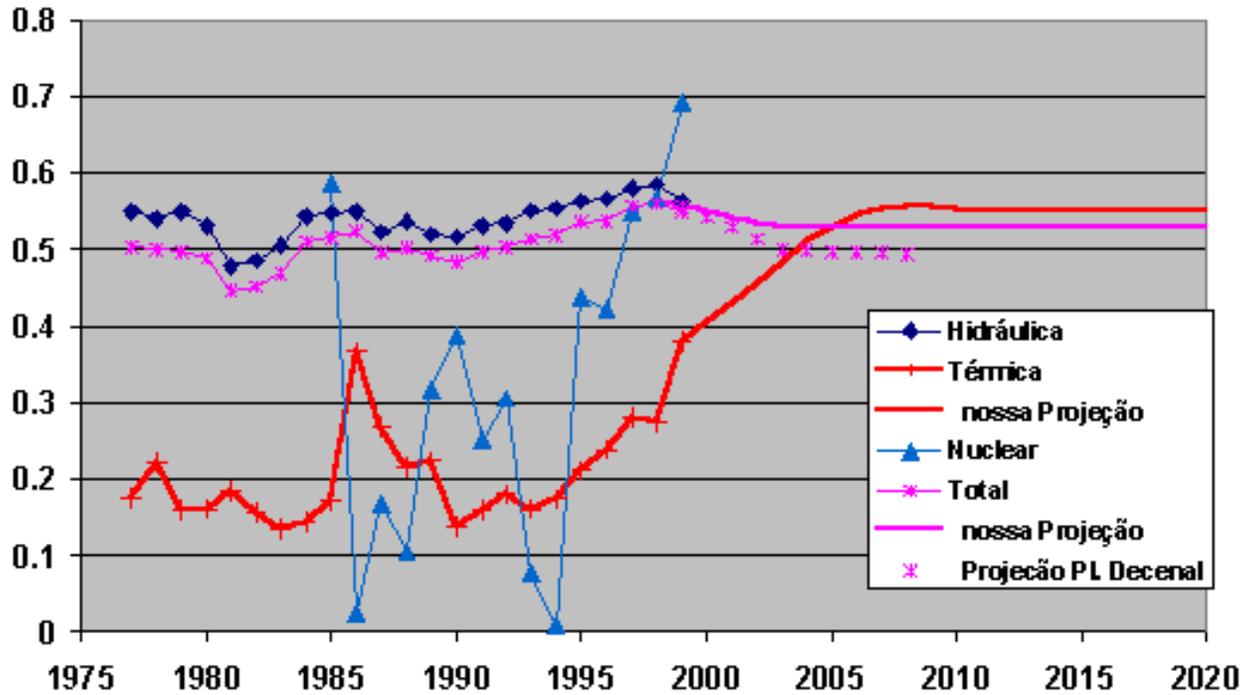
3.2. Evolution of the Capacity Factor and of the Required Installed Capacity

The evolution of the utilization factor considered in the Decennial Plan cannot be directly obtained from the published data. It is possible to calculate the capacity factor for the years 2003 and 2008 from the total demand and from the installed capacity. It is assumed that the global load factor would vary linearly between 1998 and 2003 and between the latter and 2008 and that it would remain constant in the following years.

Figure 3.3 shows the evolution of the capacity factor obtained from the ratio between the generated energy and that that would be obtained using the nominal capacity along the year. Extrapolated values regarding the Decennial Plan and the hypothesis of the present work are also indicated.

The natural gas power plants should be used in the system's base until alternatives to them should arise. The capacity factor of the thermal power plants should be increased. In the present work we are assuming a superior limit of 0.55 (55%) of the theoretical capacity utilization as well as some thermal power plants acting as regulators of annual cycle variations.

Fator de Carga Centrais Serv. Público



Load Factor of Public Plants

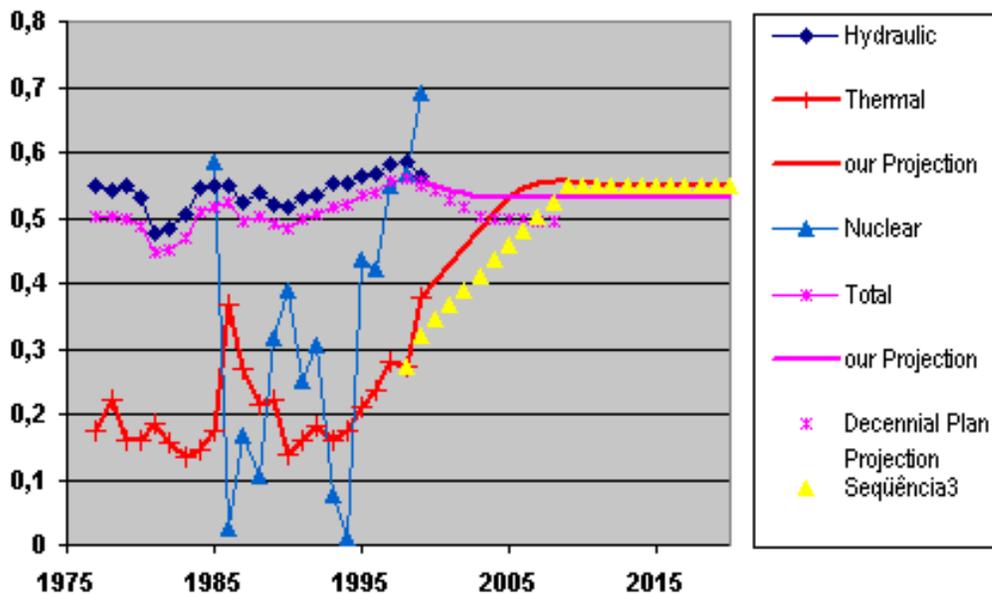


Figure 3.4: Graphic of the Evolution of the Electric Power Plants' Capacity Factor. Extrapolated values based on the Decennial Plan until 2008 and on BEN's data are also shown. The values adopted by the present work for thermal plants and global values are also shown.

Hydraulic, Thermal, Our Projection, Nuclear, Total, Projection of the Decennial Plan.

The capacity factor concerning the use of the total installed generation capacity is not explicitly quoted in the Decennial Plan. However we can infer that it would be 0.501 in 2003 and 0.494 in 2008. These values refer to BEN's installed capacity, which are slightly different from those used by Eletrobrás. On the other hand we have used the losses values assumed in our work since we have not found explicit references to losses adopted by the Decennial Plan.

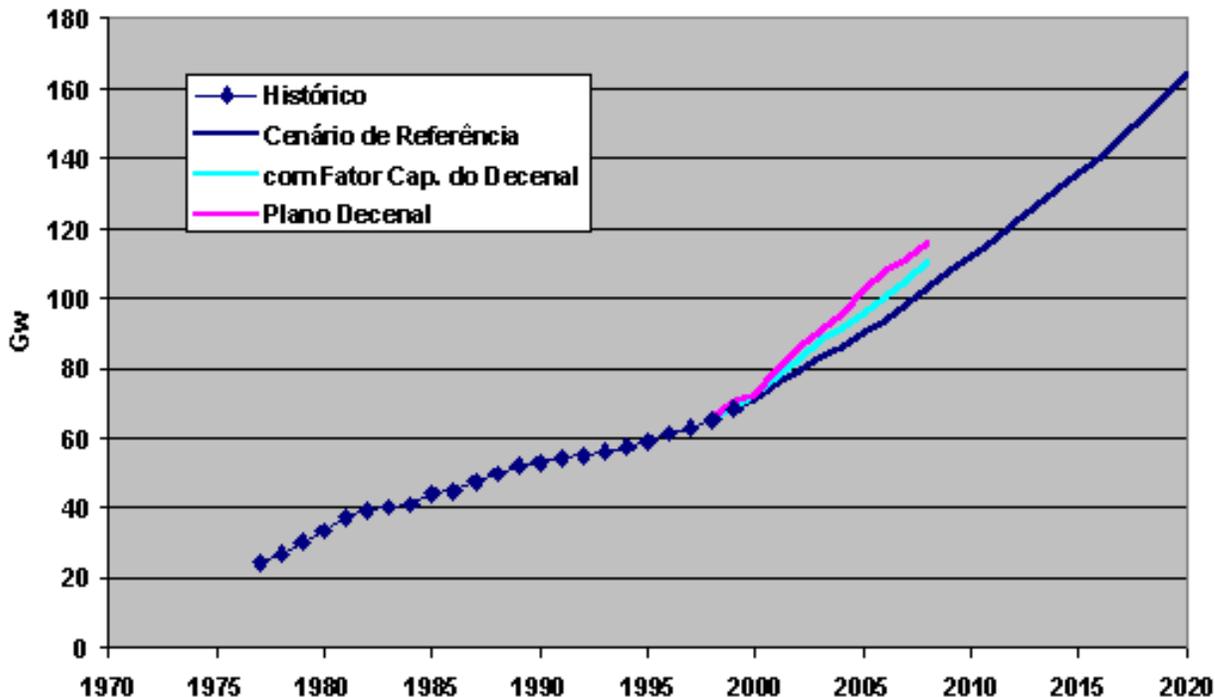
The average of the capacity factors according to BEN's data is 0.539 between 1975 and 1999. In the following years a better performance of the nuclear power plants and a larger use of thermal power plants, due to the reasons mentioned above, are expected.

Even though there are reasons to hope for a lower risk rate for the system we prefer to consider a global utilization factor in the future slightly lower than the historical average tending to 0.53.

From the projection of electricity demand (relative to 1998) and from the capacity factor one can obtain the evolution of the installed capacity supposing that losses follow the behavior previously described.

Figure 3.5 shows the evolution of the installed capacity for the reference economic scenario compared with that of the Decennial Plan. The two capacity factors until 2008 were considered just for comparison.

Capacidade Instalada Histórica e Projetada



Historical and Projected Installed Capacity

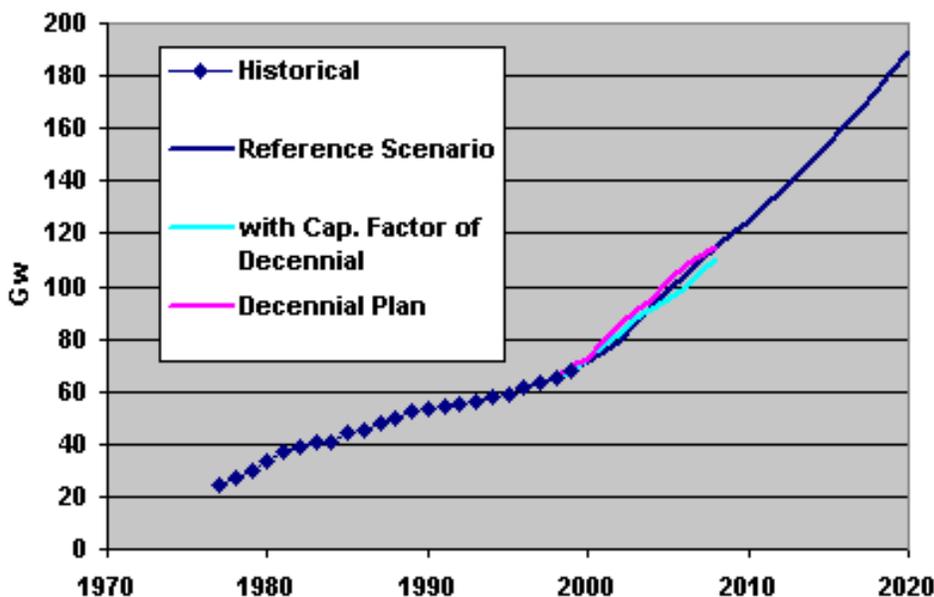
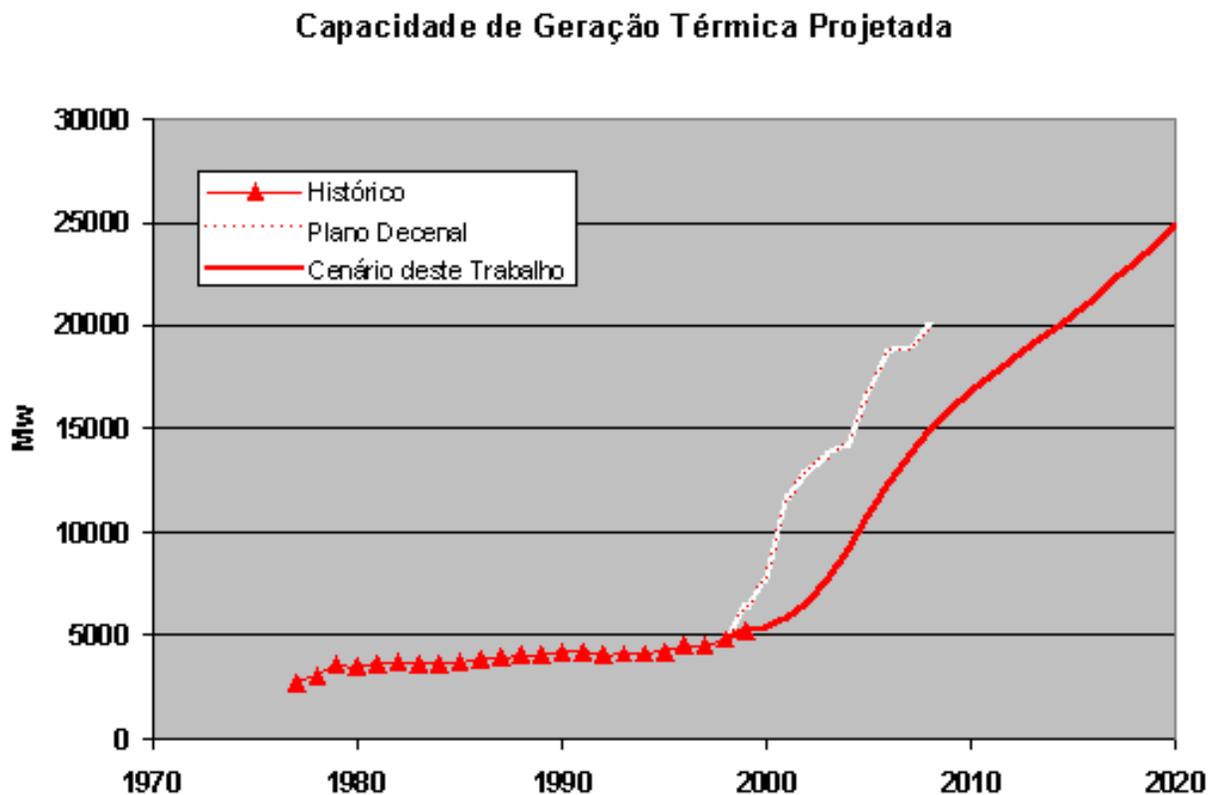


Figure 3.5: Generation Capacity in the Reference Scenario using the methodology of the present work compared with that foreseen in the Decennial Plan (different economic scenario). The required installed capacity using the energy demand considered in the present work is also compared with the capacity factor of the Decennial Plan.

Historical and Projected Installed Capacity

Historical, Reference Scenario with Decennial's Capacity Factor, Decennial Plan

Energy demand is strongly dependent on the economic scenario and on the admitted hypothesis for the capacity factor. The comparison made in Figure 3.5 makes it possible to separate the influence of both factors. In order to define generation demand in each one of the power plant types it is necessary to have the values of the capacity factors to be adopted when planning each type of power plant. Figure 3.6 presents the historical evolution and that resulting from the hypothesis considered for the evolution of the capacity factor of thermal power plants and for the total.



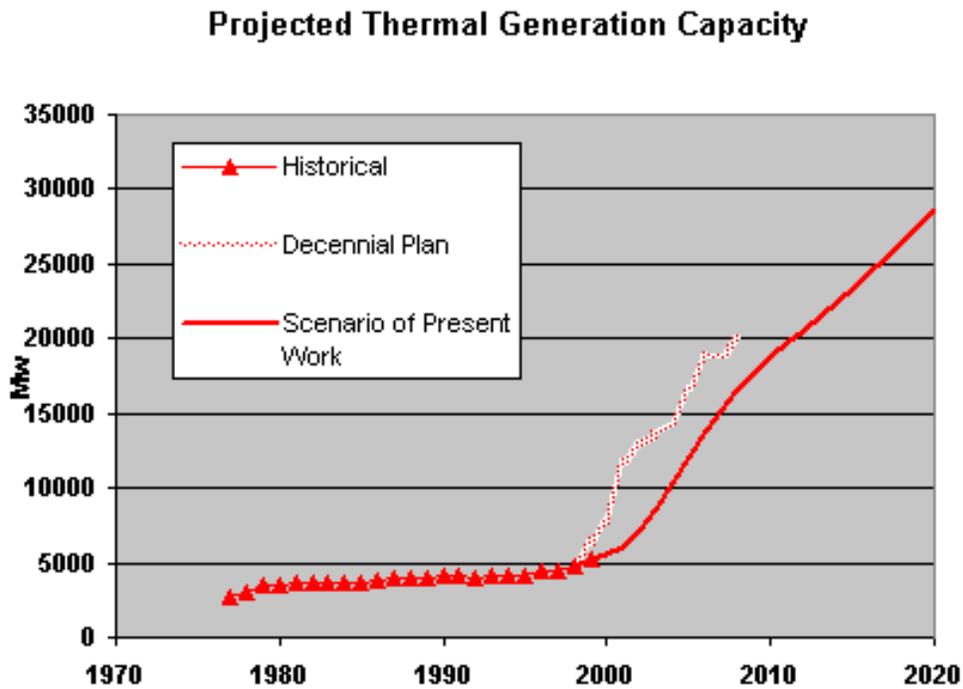


Figure 3.6: Historical Thermal Generation Capacity and projections relative to the decennial Plan and to the present work's scenario.

Projected Thermal Generation Capacity

Historical, Decennial Plan, Scenario of the present work

In Figure 3.3 above we can compare the values of addition to the thermal capacity of thermal generation foreseen in the Decennial Plan with both the capacity approved by ANEEL and that resulting from the present work's hypothesis.



Progress in the Energy Matrix and in the Emissions of Gases Causing the Greenhouse Effect

Main Page

Introduction

Reference Economic Scenario

Preliminary Evaluation for the 2000-2020 period Demand in Equivalent Energy Electric Energy Demand 2000 – 2020 Thermoelectric Generation

Participation of Fuels used in Generation Necessary Thermal Generation Capacity

Emissions in Thermal Power Plants

Conclusions and Sensitivity Evaluation

e&e links Guestbook

<http://ecen.com>



Emissions of Gases Causing the Greenhouse Effect by Thermoelectric Power Plant in the 2000 -2020 Period

1. Introduction

Our objective in this work is to develop a methodology for evaluating the emission of the public thermoelectric power plants in different scenarios of economic development and the use of this form of generation considering the different usable fuels. For this purpose we will follow the following path:

1. Obtain the production values associated with a Reference Economic Scenario;
2. Study the evolution of the equivalent energy/GNP ratio in Brazil, study this ratio in other countries in recent time and its projection in order to determine the demand growth in equivalent energy associated with the GNP;
3. Study the evolution of electric energy participation in consumption in equivalent energy in Brazil, study this relationship in other countries in recent time and evaluation of electric energy consumption
4. Evaluation of loses, imports and the participation of self producers aiming at obtaining the energy generation demand concerning public power plants (and those of self producers);
5. Evaluation of the participation of public power plants in electricity generation;
6. Projection of thermal power plants participation in the total electric energy generation and the participation of different fuels in this generation;
7. Study concerning generation efficiency and its projection for the different fuels and consumption of these fuels in the corresponding electricity generation;

8. Projection of thermal power plants emissions using fuel demand and information previously obtained for the 1990-1997 period;
9. Evaluation of the global capacity factor for different power plant types;
10. Evaluation of the necessity of increasing the Installed Capacity.

Note: Steps 9 and 10 are necessary, in a strict sense, for emission calculations and were carried out to estimate the necessary generation capacity and compare it with the planned one. The preliminary results can be found at the end of the present work.

2. Emission of Greenhouse Effect Gases from Thermal Power Plants

2.1. Methodology for Evaluating Emissions Causing the Greenhouse Effect

Emissions of the resulting CO₂ depends fundamentally on fuel consumption and on some particularities concerning its use. In the long term most of the emitted carbon compounds degrade into CO₂. In the particular case of mineral coal with high ash content, as in the Brazilian case, quantitative studies about carbon retention in ashes as well as retention of other compounds such as sulfur have not yet been carried out.

In the present evaluation of long-term impact we have used for coal and for other fuels the parametric data utilized previously in a study carried out for the MCT and PNUD for the 1990-1997 period.

Fuel consumption was converted from tep to TJ (terajoules) according to annual indexes for each fuel and according to the Brazilian Energy Balance data base for each year. Whenever specific data concerning emission were not available we have used recommended parametric values. The factor used are shown in Table 2.1

Table 2.1: Parameters used in the evaluation

Combustível		Unidade	Fator de conversão	Unidade do Fator de Conversão	Fator de emissão de Carbono (tC/TJ)	Fração de Carbono oxidado
Óleo Diesel	521553	m³	38.35	TJ/E03 m³	20.2	0.99
Óleo Combustível	292	E03t	42.24	TJ/E03t	21.1	0.99
CV 3100	345	E03t	12.98	TJ/E03t	26.2	0.98
CV 3300	1471	E03t	13.82	TJ/E03t	26.2	0.98
CV 4200	71	E03t	17.58	TJ/E03t	26.2	0.98
CV 4500	790	E03t	18.84	TJ/E03t	26.2	0.98
CV 6000	34	E03t	25.12	TJ/E03t	26.2	0.98
Gás Natural	6121	E03m³	43.77	TJ/E06 m³	15.3	0.995
CV					26.2	0.98

Unit, Conversion Factor, Conversion Factor Unit, Carbon Emission Factor (tC/TJ), Oxidised Carbon Fraction
Fuel
Diesel Oil, Fuel Oil, VC 1300, , Natural Gas

Combustível		Unidade	Fator de conversão	Unidade do Fator de Conversão	Fator de emissão de Carbono (tC/TJ)	Fração de Carbono oxidado
Óleo Diesel	521553	m³	38.35	TJ/E03 m³	20.2	0.99
Óleo Combustível	292	E03t	42.24	TJ/E03t	21.1	0.99
CV 3100	345	E03t	12.98	TJ/E03t	26.2	0.98
CV 3300	1471	E03t	13.82	TJ/E03t	26.2	0.98
CV 4200	71	E03t	17.58	TJ/E03t	26.2	0.98
CV 4500	790	E03t	18.84	TJ/E03t	26.2	0.98
CV 6000	34	E03t	25.12	TJ/E03t	26.2	0.98
Gás Natural	6121	E03m³	43.77	TJ/E06 m³	15.3	0.995
CV					26.2	0.98

Como primeira aproximação pode-se usar os seguintes parâmetros médios

Table 2.2 : Average Emissions / TJ

	Óleo			
	Carvão Vapor	Combustível	Óleo Diesel	Gás Natural
tCO ₂ /TJ	0.094145	0.076593	0.073328	0.05582
kgH ₂ O/TJ	0.001	0.003	0.003	0.001
kgNO _x /TJ	0.3	0.2	0.2	0.3
kgCO/TJ	0.02	0.015	0.015	0.02
kgSO ₂ /TJ	0.0024	0.0026	0.0024	0

Vapor Coal, Fuel Oil, Diesel Oil, Natural Gas

2.2 Evolution of Emissions

Figure 2.1 shows the results of historical and projected carbon dioxide emissions.

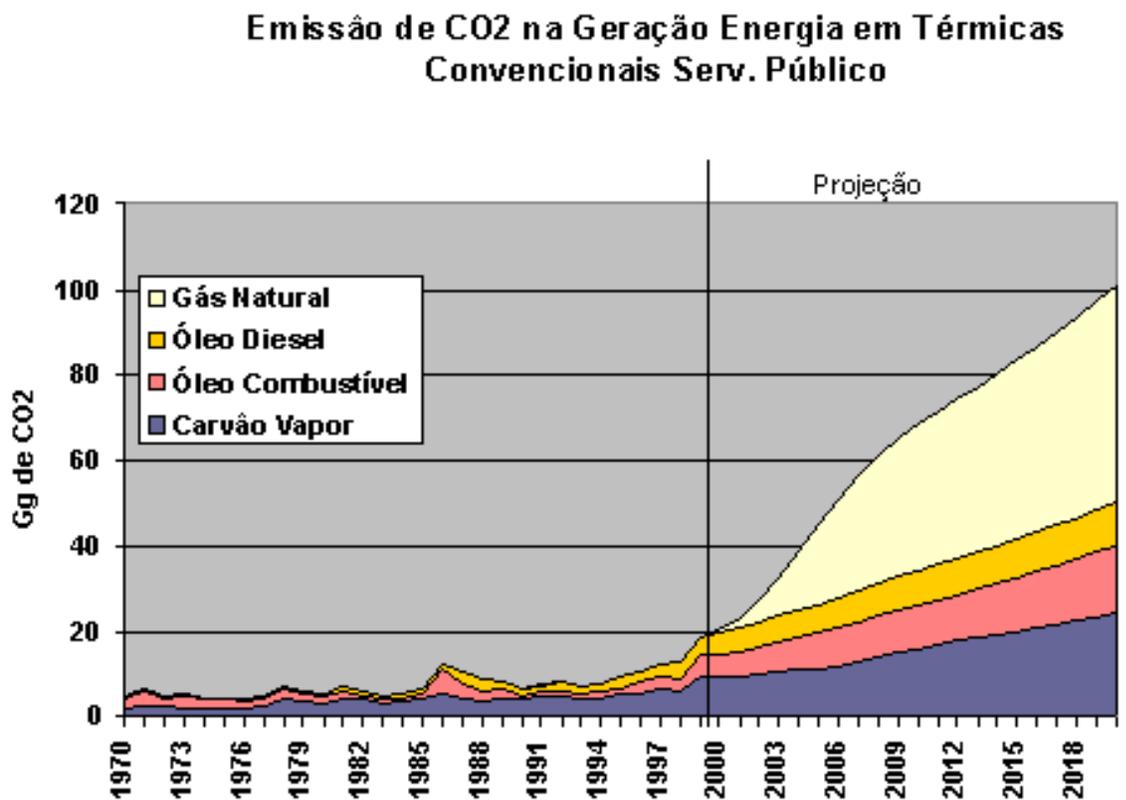


Figure 2.1 : Annual Emissions of CO₂ from thermal generation of electricity in public power plants.

Figures 2.2 to 2.5 show the evolution of emissions in Gg/year and those accumulated in the indicated period for N₂O, NO_x, CO and SO₂ in the period. Emission values for the selected years and the accumulated values for the 2001/2020 period are shown in Tables 2.3 to 2.7 for the different gases considered.

A more accurate evaluation of emissions can be carried out for the past by assigning specific values for each power plant according to the fuel data. A request for the

latter has been submitted to the energy agencies. We have already available data concerning coal that were used in the previous work for MCT and PNUD.

Table 2.3 : CO₂ Emissions in Gg/year

	CAR/AD VAPOR	OLEO COMB.	OLEO DIESEL	GAS NATURAL	TOTAL
1998	6	3	4	0	13
2000	9	5	5	1	20
2005	11	8	7	18	45
2010	16	10	8	34	68
2015	20	13	9	42	83
2020	24	16	10	51	101
2001/2020	324	213	161	623	1321

Table 2.4 : N₂O Emissions in Gg/year

	CAR/AD VAPOR	OLEO COMBUS- TIVEL	OLEO DIESEL	GAS NATURAL	TOTAL
1998	0.1	0.1	0.2	0.0	0.3
2000	0.1	0.2	0.2	0.0	0.5
2005	0.1	0.3	0.3	0.3	1.0
2010	0.2	0.4	0.3	0.6	1.5
2015	0.2	0.5	0.4	0.7	1.8
2020	0.3	0.6	0.4	0.9	2.2
2001/2020	3.4	8.3	6.6	11.2	29.5

Table 2.5 : NO_x Emissions in Gg/year

	CAR/AD VAPOR	OLEO COMBUS- TIVEL	OLEO DIESEL	GAS NATURAL	TOTAL
1998	19	7	11	0	38
2000	29	13	14	5	62
2005	36	22	18	99	175
2010	50	26	23	183	283
2015	63	33	25	225	345
2020	76	42	28	272	418
2001/2020	1032	556	440	3350	5378

Table 2.6 : CO Emissions in Gg/year

	CARVÃO VAPOR	OLEO COMBUS- TIVEL	OLEO DIESEL	GÁS NATURAL	TOTAL
1998	1.3	0.5	0.8	0.0	2.7
2000	1.9	1.0	1.1	0.3	4.3
2005	2.4	1.6	1.4	6.6	12.0
2010	3.4	2.0	1.7	12.2	19.3
2015	4.2	2.5	1.8	15.0	23.5
2020	5.1	3.1	2.1	18.2	28.5
2001/2020	68.8	41.7	33.0	223.4	366.8

Table 2.7 : SO₂ Emissions in Gg/year

Emissões SO ₂ qG/ano					
	CARVÃO VAPOR	OLEO COMBUS- TIVEL	OLEO DIESEL	GÁS NATURAL	TOTAL
1998	0.2	0.1	0.1	0.0	0.4
2000	0.2	0.2	0.2	0.0	0.6
2005	0.3	0.3	0.2	0.0	0.8
2010	0.4	0.3	0.3	0.0	1.0
2015	0.5	0.4	0.3	0.0	1.2
2020	0.6	0.5	0.3	0.0	1.5
2001/2020	8.3	7.2	5.3	0.0	20.8

Emissão de N₂O na Geração Energia em Térmicas Convencionais Serv. Público

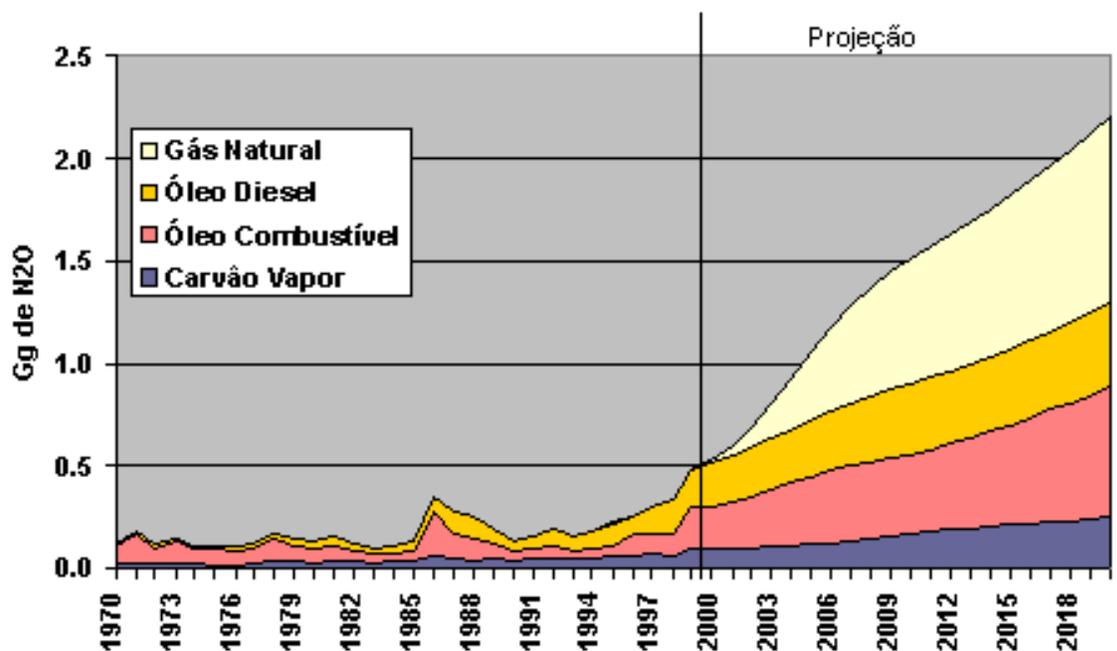


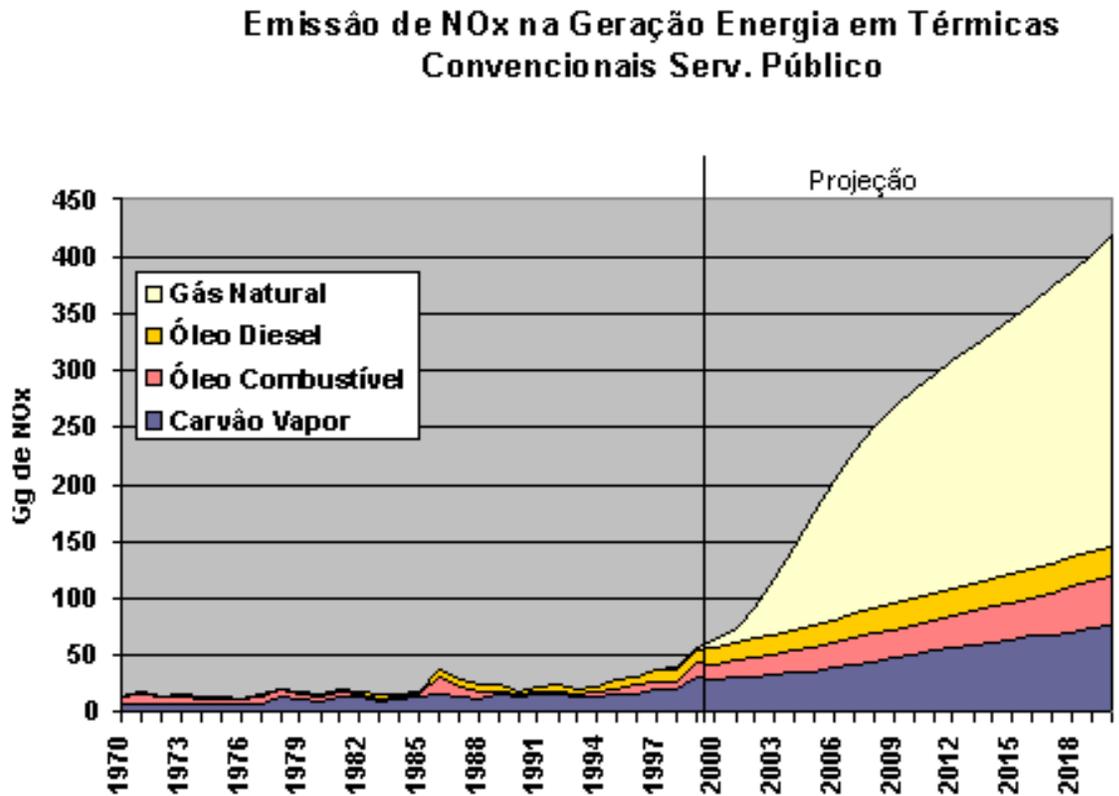
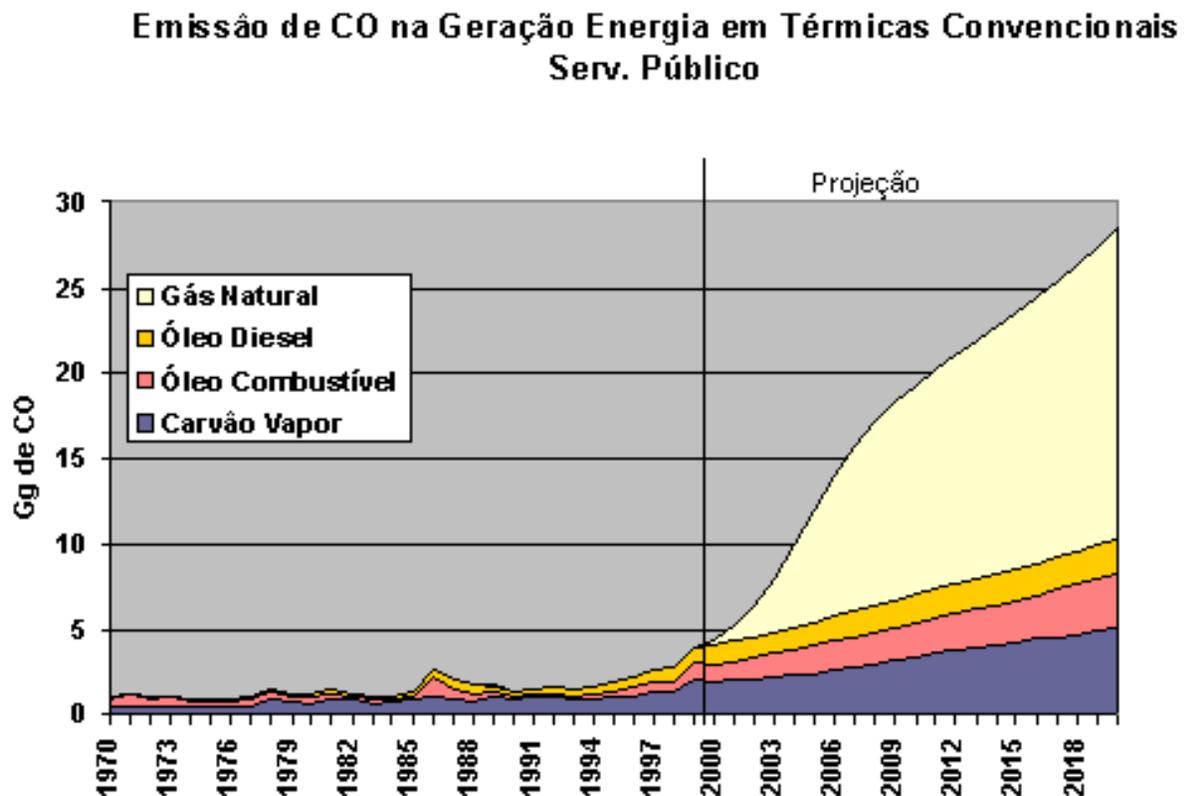
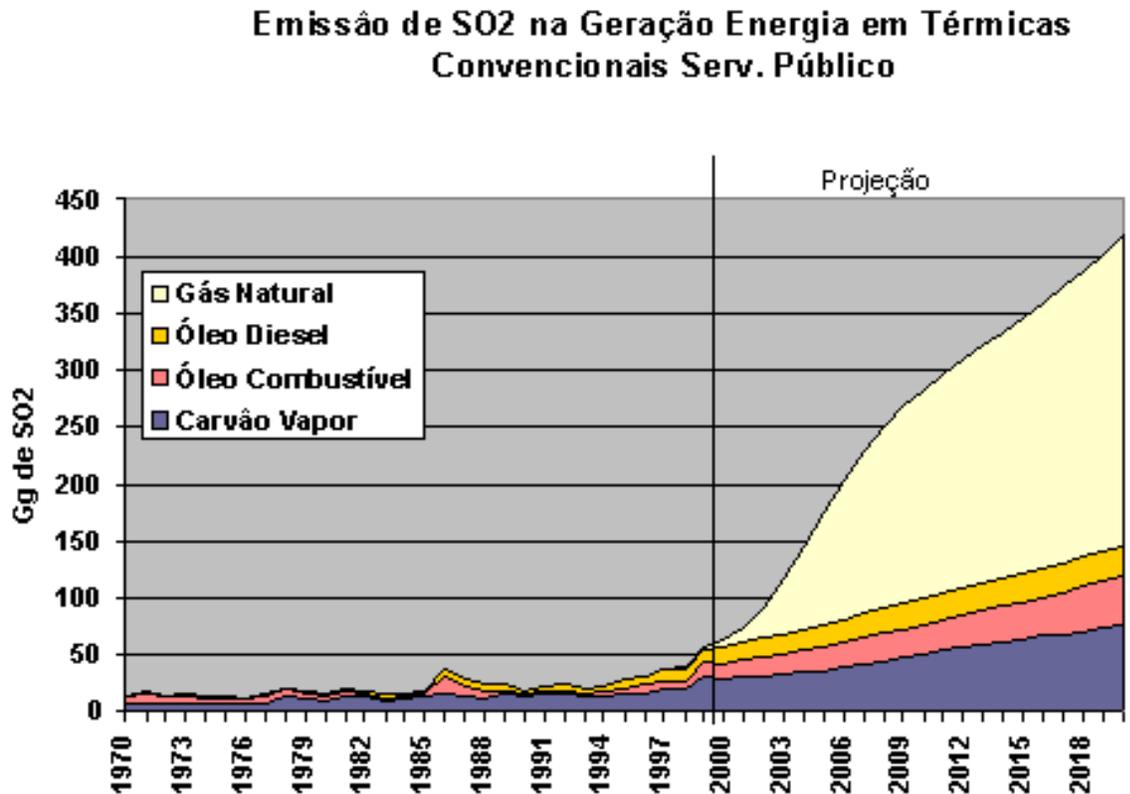
Figure 2.2: N₂O Annual emissions from electricity generation in public power plantsFigure 2.3: NO_x Annual emissions from electricity generation in public power plants

Figure 2.4: CO Annual emissions from electricity generation in public power plants

Figure 2.5 :SO₂ Annual emissions from electricity generation in public power plants

3 – Conclusions and Sensitivity Analysis

In the present work we have studied the emissions of greenhouse effect gases from conventional (non-nuclear) public thermal power plants used for generating electricity. We have assumed that the participation of conventional thermal power plants in the generation of electricity would grow from the present 6% (3% in 1995) to 17% of the total. This participation would still be well below the present world average that is above 60% of electricity from conventional thermal plants.

The emission from this type of plant would increase in 2020 by a factor of 5 relative to that of 1999. In two decades the emission of CO₂ per inhabitant would be 0.45 ton/year larger.

The methodology starts directly from economic activity and calculates the total energy consumption and the participation of electricity therein. The schedule of thermal power plants introduction and the participation of different fuels, considering the generation efficiency of each one of them, are defined. Therefore, one can

consider different hypothesis for the economic growth, for consumption and for electricity generation.

In the hypothesis considered here the participation of natural gas would be 10% of the total used in public power plants (other energy sources would be responsible for the remaining 7%). This hypothesis presents the lowest emission as compared to the same thermal participation using other fuels. However, since they are used in the base, the possible regulating effect of fuel-oil-fired power plants or even of those using mineral coal (when not linked to production commitment) is minimized.

The procedure developed here helps analyzing the impact of the present option on these emissions and of any other option to be chosen.

For example, in the hypothesis adopted here we are assuming a significant increase of efficiencies in the new power plants mainly due to the possibility of using co-generation. Without this improvement the emissions would grow in the period 6% above the projected value presented here.

This would represent 87 million tons of extra carbon released to the atmosphere in the period of twenty years.

If we consider the alternative of lower participation of natural gas, 8% instead of 10%, this would mean an emission increase of 3% in 2020 and an accumulated increase of 35 million tons of CO₂ released to the atmosphere. However, this does not take into account the benefit on the regulating effect from the use of fuel-oil-fired power plants, allowing for a better use of hydroelectric power plants.

Using complementary information it is possible to vary the increments in the utilization of the installed capacity and to evaluate the net impact of this option. Another possibility offered by the methodology is to study the possible role of increasing electricity trade with neighboring countries which would also allow for a better use of the generating park of the countries involved.

The availability of an integrated model as the present one permits this type of simulation in an easy way and allows for obtaining a first evaluation of impact using technical parameters. Using the developed methodology one could also consider the effect of using biomass for electricity generation, which would reduce CO₂ emission.

A computer program that permits to perform the integrated analysis of the different variables that influence emission from thermal generation of electricity will be soon available.



SEARCH

MAIL

DADOS ECONÔMICOS

DOWNLOAD

other e&e issues

e&e No 23

Previous

Progress in the Energy Matrix and in the Emissions of Gases Causing the Greenhouse Effect

2. Electricity Generation from Thermal Power Plants and Fuel Demand for Generation

2.1: Apparent Efficiency in Electricity Generation

**Main Page
 Introduction
 Reference
 Economic
 Scenario**

The apparent efficiency in electricity generation in public power plants can be obtained by comparing the energy generated with that contained in the fuels used. Both data are available in BEN's historical series. In Figure 2.1 the efficiencies obtained from these data and the projection for the next period are indicated. We have assumed some increment in the average efficiencies in fuel-oil-fueled and vapor-coal-fueled power plants. For natural gas we have supposed that a substantial participation in co-generation which, associated to equipment of more recent technology, can increase its efficiency. These preliminary values will be revised in the future using results from studies of the characteristics of the project both to be implemented or in elaboration.

**Preliminary Evaluation for the 2000-2020 period
 Demand in Equivalent Energy
 Electric Energy Demand
 2000 – 2020
 Thermolectric Generation**

Participation of Fuels used in Generation Necessary

Thermal Generation Capacity

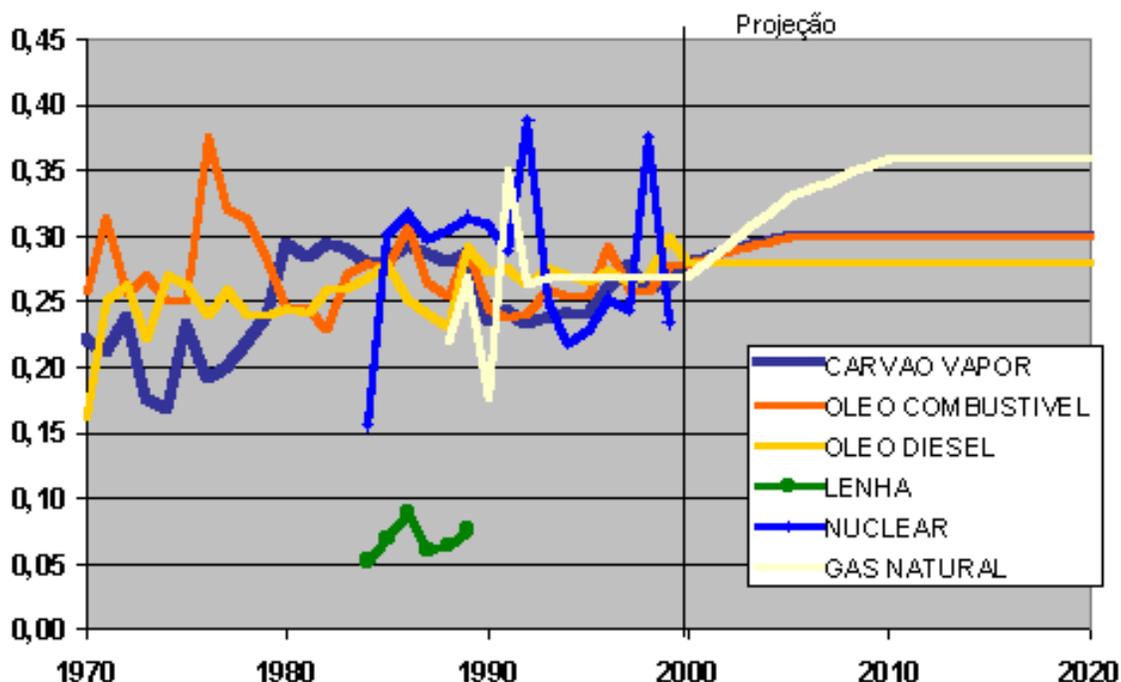
Emissions in Thermal Power Plants

Conclusions and Sensitivity Evaluation

**e&e links
 Guestbook**

<http://ecen.com>

Eficiências das Fontes na Geração de Eletricidade



**Efficiencies of the Generating Energy Sources
 Vapor Coal/ Fuel Oil / Diesel Oil / Charcoal / Nuclear / Natural Gas**
 Figure 2.1: Apparent Efficiencies in Electricity Generation and Projected Values



In Table 2.1 we show the adopted efficiency values for some reference years. The efficiencies for the intermediary years are interpolated.

Table 2.1 Efficiency in Electricity Generation – Projected Values

	1998	2000	2005	2010	2015	2020
VAPOR COAL	0,260	0,280	0,300	0,300	0,300	0,300
FUEL OIL	0,258	0,280	0,300	0,300	0,300	0,300
DIESEL OIL	0,272	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280
NATURAL GAS	0,269	0,270	0,330	0,360	0,360	0,360

In the case of mineral coal primary data from BEN contain the energy generated by coal type and it is possible to obtain the apparent efficiency for each type of coal as shown in Figure 2.2.

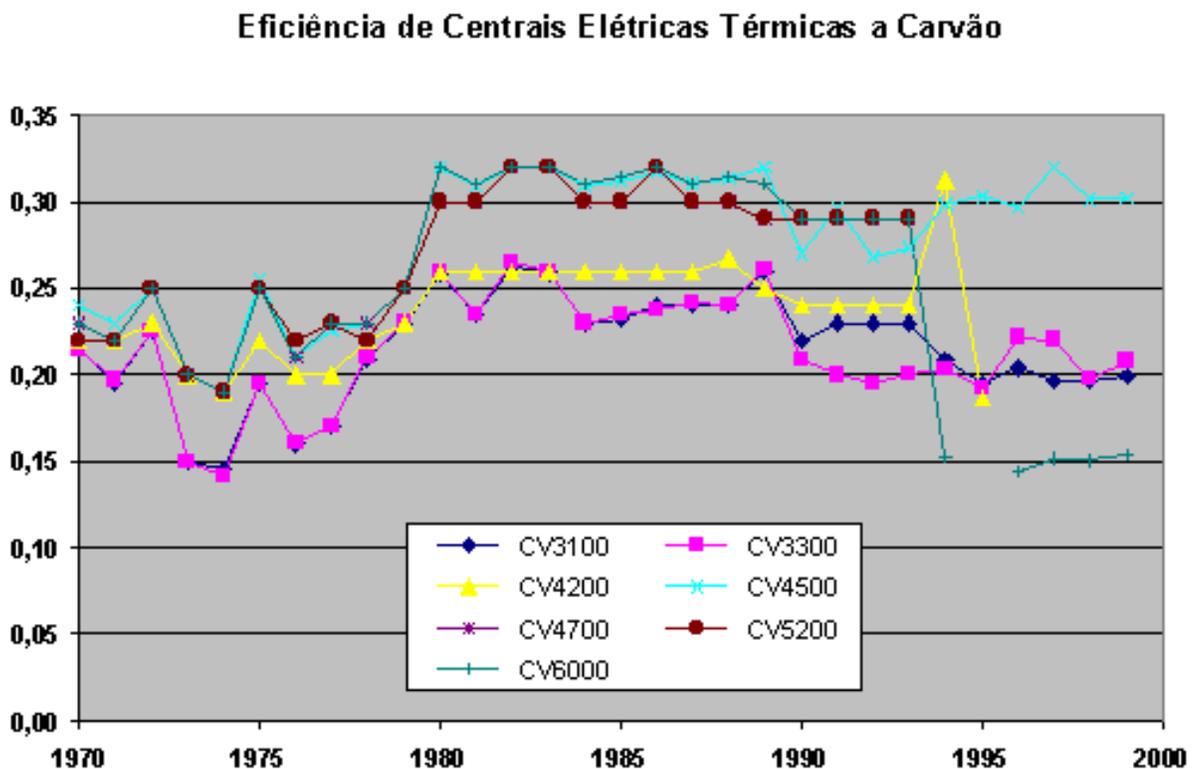


Figure 2.2 : Efficiencies of thermal power plants for different types of coal. The number that follows VC (vapor coal) indicates its energy value in kcal/kg.

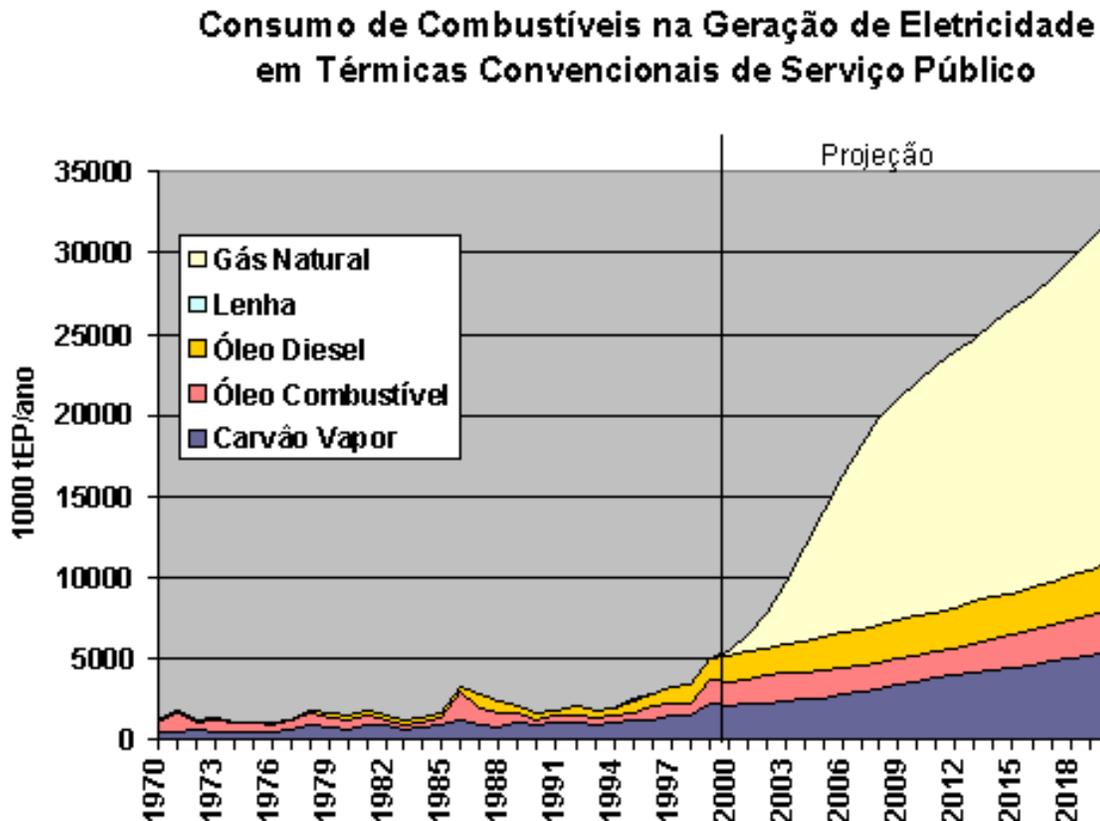
For future projects the coal quality must be a parameter to be considered in the expected efficiency.

2.2 Fuel Demand for Electricity Generation in Public Power Plants

One can evaluate fuel demand in thermal power plants from the energy generated in public power plants and from the expected efficiency.

In Figure 2.3 fuel demand as a function of electricity production and of the projected efficiencies are shown.

Table 2.2 shows the values of the expected fuel consumption for the period in the intermediary years



Fuel Consumption for Electricity Generation in Conventional Public Power Plants
Natural Gas / Charcoal / Diesel Oil / Fuel Oil / Vapor Coal / Projection

Figure 2.3 Fuel Consumption for the Reference Scenario

Table 2.2 Fuel Consumption for Electricity Generation in Public Power Plants: 1000 tep/year

	1998	2000	2005	2010	2015	2020
VAPOR COAL	1424	2140	2625	3718	4673	5634
FUEL OIL	804	1474	2403	2894	3628	4646
DIESEL OIL	1224	1593	2028	2520	2713	3053
NATURAL GAS	33	363	7307	13535	16576	20091

Table 2.3: Fuel Consumption for Electricity Generation in Public Power Plants – Natural Units

	Vapor Coal	Fuel Oil	Natural Gas			Vapor Coal	Fuel Oil	Natural Gas			
	10 ³ t/year	10 ³ m ³ /year	Diesel Oil 10 ³ t/year	10 ⁶ m ³ /year 10 ³ m ³ /day		10 ³ t/year	10 ³ m ³ /year	Diesel Oil 10 ³ t/year	10 ⁶ m ³ /year 10 ³ m ³ /day		
2000	5951	1558	1878	398	1092	2010	10337	3059	2971	14841	40662
2001	6201	1734	1982	1062	2908	2011	10939	3159	3039	15566	42646
2002	6428	1937	2077	2228	6104	2012	11501	3290	3090	16232	44471
2003	6676	2158	2175	3909	10709	2013	12025	3451	3129	16877	46238
2004	6961	2369	2279	5927	16238	2014	12519	3635	3163	17522	48005
2005	7298	2540	2392	8012	21950	2015	12993	3835	3200	18176	49797
2006	7827	2705	2521	9964	27299	2016	13489	4049	3250	18884	51736
2007	8420	2824	2651	11621	31837	2017	13998	4266	3315	19620	53754
2008	9055	2909	2775	12948	35474	2018	1452	4482	3394	20389	55859
2009	9702	2980	2883	13994	38339	2019	15081	4697	3489	21191	58057
2010	10337	3059	2971	14841	40662	2020	15665	4911	3600	22029	60354

3. Projection of the Electricity Generation Installed Capacity



Emissões dos Gases Geradores do Efeito Estufa por Termelétricas no Período 2000 a 2020

[Página Principal](#)

[Aplicação da Metodologia no Estudo de Termelétricas](#)

[Cenário Econômico de Referência](#)

[Demanda de Energia Equivalente](#)

[Demanda de Energia Elétrica](#)

[Geração](#)

[Termeleétrica 2000-2020](#)

[Centrais por Tipo de Combustível na Geração](#)

[Capacidade de Geração Térmica Necessária](#)

[Emissões em Termelétricas](#)

[Conclusões](#)

<http://ecen.com>

[Vínculos e&e](#)

[Livro de Visitas](#)

<http://ecen.com>

1. Introdução

Nosso objetivo neste trabalho é desenvolver a metodologia para avaliar a emissão de termelétricas de serviço público em diferentes cenários de crescimento econômico e de uso dessa forma de geração considerando os diferentes combustíveis utilizáveis.

Para isso percorremos o seguinte caminho:

1. Obtenção dos valores da produção associados a um [Cenário Econômico de Referência](#);
2. Estudo da evolução da relação Energia Equivalente/PIB no Brasil. Estudo dessa relação para outros países em uma data recente e sua projeção para determinar o crescimento da [demanda em Energia Equivalente associada ao PIB](#);
3. Estudo da evolução na participação da Energia Elétrica no consumo em Energia Equivalente no Brasil. Estudo dessa relação em outros países, em data recente, e [avaliação do consumo energia elétrica](#);

4. Avaliação das perdas, das importações e da participação dos autoprodutores, visando obter a demanda de geração de energia nas centrais de serviço público (e de autoprodutores).
5. Avaliação da participação das térmicas de serviço público na geração de eletricidade.
6. Projeção da participação das térmicas na capacidade de geração de Energia Elétrica total e da participação dos diferentes combustíveis nessa geração.
7. Estudo sobre a eficiência na geração e sua projeção para os diferentes combustíveis e estudo do consumo desses combustíveis na geração correspondente de eletricidade.
8. Projeção das emissões provenientes das centrais térmicas a partir da demanda de combustíveis e de informações do período 1990-1997 levantadas anteriormente.
9. Avaliação da evolução dos fatores de capacidade global e para diferentes tipos de usinas.
10. Avaliação da necessidade de incremento da Capacidade Instalada

Nota: Os passos 9 e 10 não são necessários, a rigor, aos cálculos das emissões e foram realizados para estimar a capacidade de geração necessária e compará-la com a planejada. As conclusões preliminares encontram-se ao final deste trabalho.



Cenário Econômico de Referência

Página Principal

Aplicação da Metodologia no

Estudo de Termelétricas

Cenário Econômico de Referência

Demanda de Energia Equivalente

Demanda de Energia Elétrica Geração

Termelétrica 2000-2020

Centrais por Tipo de Combustível na Geração

Capacidade de Geração Térmica Necessária

Emissões em Termelétricas

Conclusões

<http://ecen.com>

Para a obtenção de um cenário econômico de referência foi usado o Módulo Econômico do modelo Projetar_e. O funcionamento deste Programa é descrito no Documento 2 que integra este relatório (descreve o Programa e dá como exemplo um cenário um pouco diferente do atual). Neste trabalho nos limitamos a expor as premissas adotadas no cenário de referência considerado. Diferentes cenários podem ser contemplados usando a mesma metodologia.

Foram consideradas as seguintes premissas:

1. Poupança Territorial

A Poupança Territorial foi considerada tendendo para um valor limite de 27% como mostrado na Figura 1. A constante de tempo adotada de acoplamento do dado do último ano com os da projeção foi de 5 anos (média da função que gera a curva integral de “Poisson”).

No Anexo 1, descrevemos o funcionamento do Programa de projeção e transcrevemos as telas correspondentes ao cenário de referência aqui adotado.

Vínculos e&e
Livro de Visitas

<http://ecen.com>

Vínculos e&e
Livro de Visitas

<http://ecen.com>

Poupança Territorial

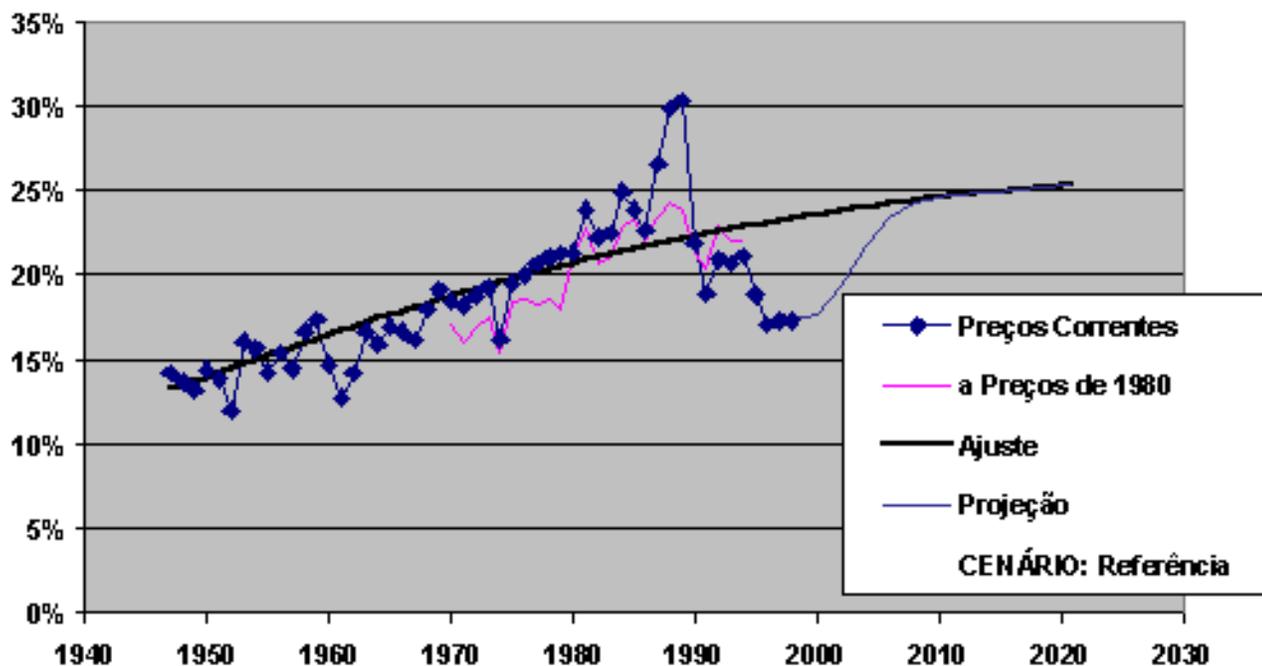


Figura 1: Evolução da Poupança Territorial. Foi suposta uma retomada significativa da poupança interna.

2. Produtividade de Capital

A razão capital/produto foi suposta de forma a se estabilizar em 2,6 nos anos futuros mantendo-se praticamente no nível atual como é mostrado na Figura 1.2.

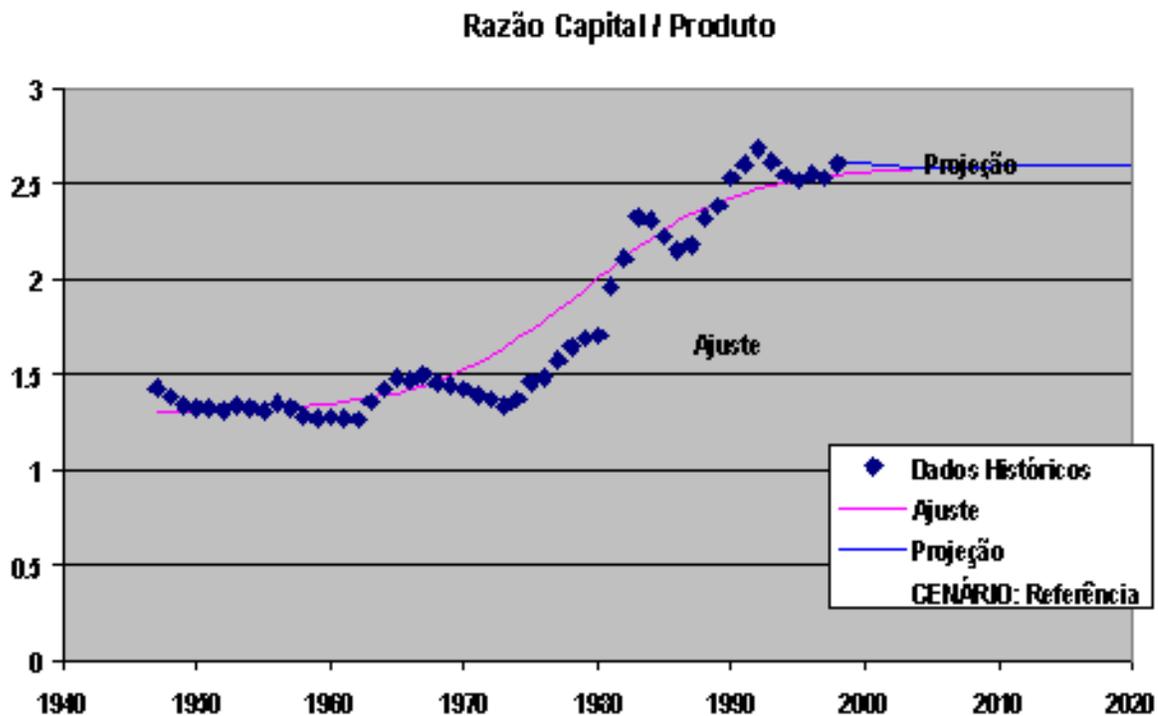


Figura 1.2: A produtividade de capital foi suposta praticamente no nível dos últimos anos

3. Comércio Exterior

O Comércio Exterior (média das exportações e importações) foi suposto evoluindo de maneira a atingir 8% no ano de 2020 como é mostrado na Figura 1.3.

Projeção do Comércio Exterior = $(X + M)/2$

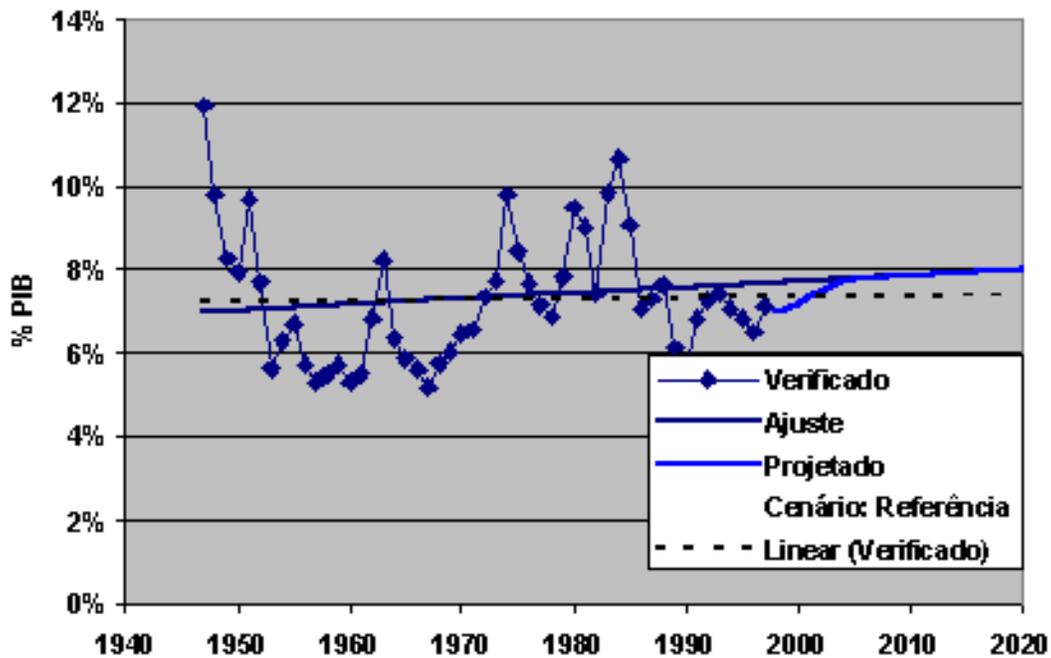


Figura 1.3: Foi suposto algum aumento do Comércio Exterior Brasileiro em relação à tendência histórica de relativa estabilidade.

Na Balança Comercial foi suposta uma recuperação do superávit externo de maneira a manter o passivo externo em um limite pré-estabelecido, expresso em percentual do estoque de capital. Esse valor corresponde, para uma razão capital/produto especificada para o fim do período, a um percentual do PIB. Os valores supostos para a Balança Comercial, para anos intermediários, estão mostrados na Figura 1.4.

Comércio Exterior

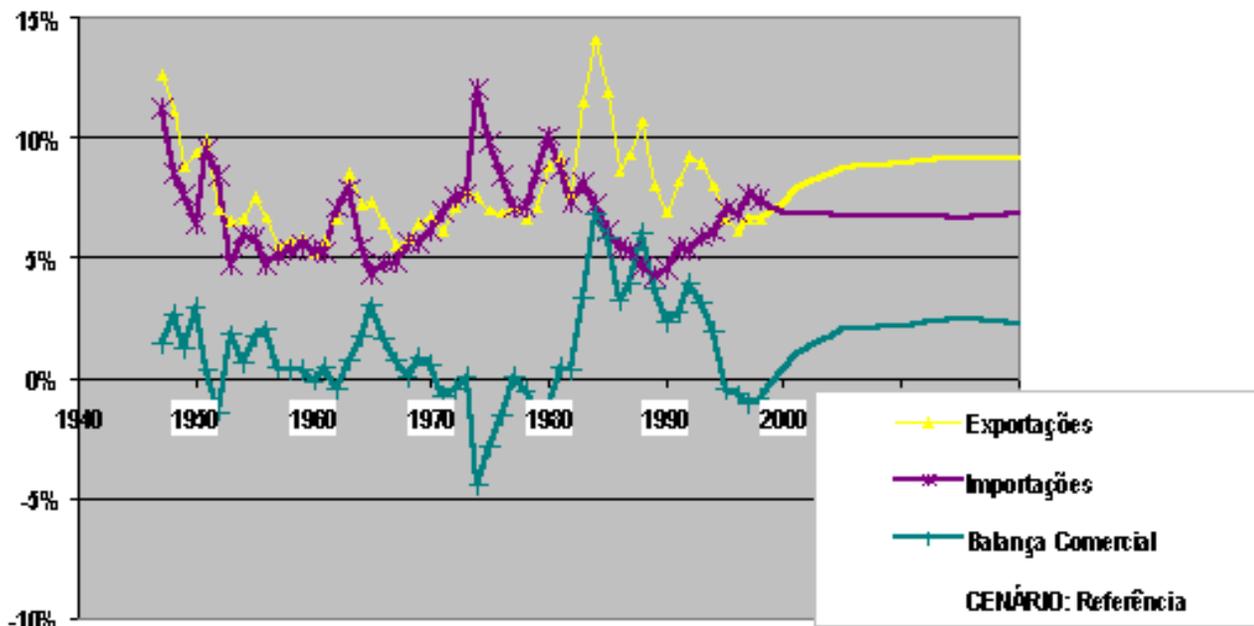


Figura 1.4: Evolução das Exportações e Importações e da Balança Comercial no Cenário de Referência.

Na Tabela seguinte são mostrados para os primeiros anos e para anos intermediários os valores da balança comercial introduzidos. Também são mostrados os valores das transferências para o exterior correspondentes.

Tabela 1.1: Valores da Balança Comercial e das Transferências para o Exterior

	1998	1999	2000	2001	2005	2010	215	2020
Balança Comercial (% PIB)	-0.8%	-0.2%	0.3%	1.0%	2.0%	2.2%	2.5%	2.3%
Transferências para o Exterior	0.0%	-1.3	-0.8%	-0.1%	1.0%	1.2%	1.5%	1.3%

Continuação

**BUSCA****CORREIO****DADOS ECONÔMICOS****DOWNLOAD****e&e ANTERIORES****e&e No 23**

Demanda de Energia Equivalente e Elétrica no Brasil – Primeira Aproximação

Página Principal**Aplicação da Metodologia no****Estudo de Termelétricas****Cenário Econômico de Referência****Demanda de Energia Equivalente****Demanda de Energia Elétrica Geração****Termelétrica 2000-2020****Centrais por Tipo de Combustível na Geração****Capacidade de Geração Térmica Necessária****Emissões em Termelétricas Conclusões****<http://ecen.com>****Vínculos e&e****Livro de Visitas****<http://ecen.com>****Vínculos e&e****Livro de Visitas****<http://ecen.com>**

1. Demanda de Energia Equivalente e Elétrica no Brasil – Primeira Aproximação

1.1. Demanda de Energia Equivalente

A conversão de demanda final em energia equivalente, para o caso do Brasil, foi anteriormente exposta e está resumida no Documento 3 que integra esse relatório.

O conceito de energia equivalente busca estabelecer, para os diferentes setores da economia, uma equivalência média nos diferentes usos para as diversas fontes de energia na forma dita final em que são contabilizadas nos balanços energéticos.

As eficiências de uso são tomadas em relação a um energético de referência. Nesse trabalho usamos o gás natural como energético de referência. Por uma questão de facilidade de entendimento e, para evitar estabelecer outra unidade, nos referimos a tonelada equivalente de petróleo- tep, significando 10800 Mcal. Assim, 1 tep corresponde a 1167 m³ de gás natural seco.

1.2. Energia equivalente/PIB

A projeção da demanda de energia equivalente depende do PIB estimado, da composição setorial da atividade econômica, da evolução tecnológica e de outros fatores não diretamente ligados à atividade econômica.

Demanda de Energia Equivalente e Elétrica no Brasil – Primeira Aproximação 2000/2020

1. Demanda de Energia Equivalente e Elétrica no Brasil

2 - Demanda de Energia Elétrica

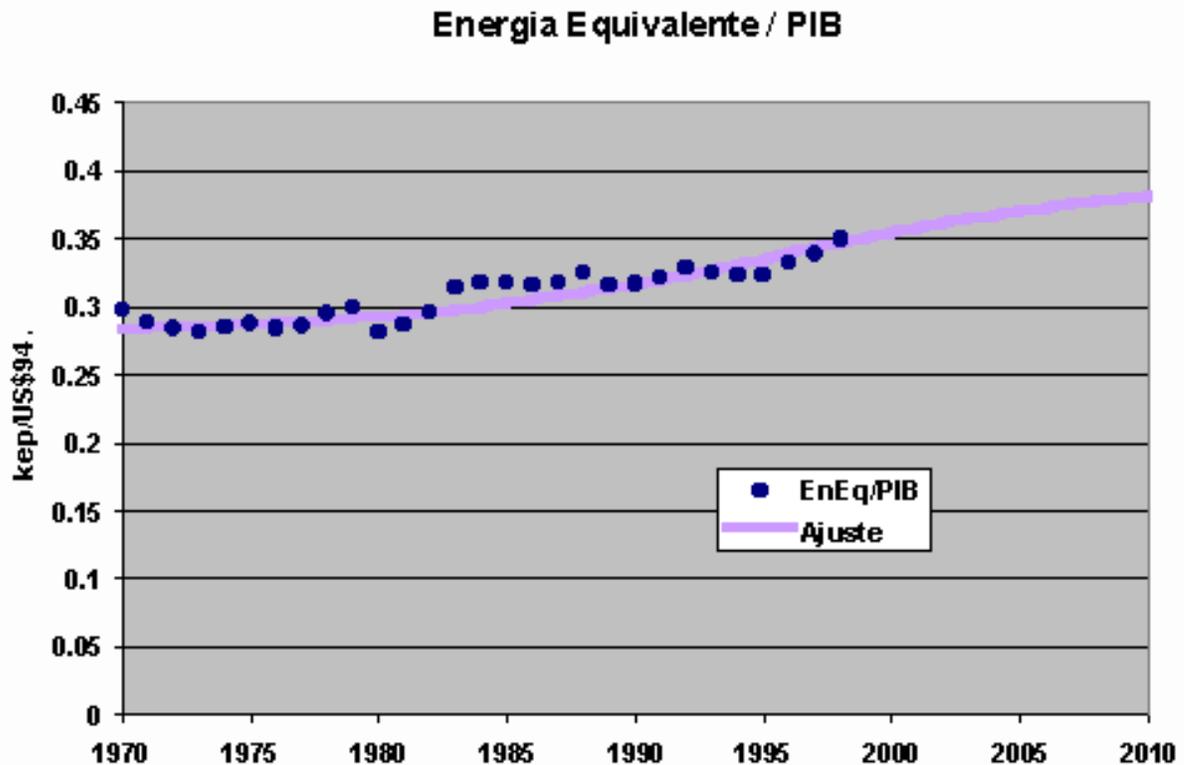


Figura 1.1: A evolução da razão Energia Equivalente/PIB mostra uma boa estabilidade e previsibilidade ao longo do período em que ela pode ser avaliada para o Brasil. O ajuste supondo uma estabilização no longo prazo, também é mostrado.

A evolução do consumo em energia equivalente / PIB pode ser observada, para o Brasil, na Figura 1.1. No consumo global, como em muitos setores estudados, a relação Energia Equivalente / Produto mantém-se aproximadamente estável, mesmo em presença de substituições importantes de energéticos em uso, nos setores estudados.

Para projetar este parâmetro é interessante comparar os valores brasileiros para a razão Energia Equivalente / Produto, em um ano recente, para diversos países. Foi elaborado o trabalho (Documento 4), onde foi aplicado um processo expedito de conversão de Energia Final em Energia Equivalente, usando-se as eficiências relativas médias dos energéticos para apenas três setores da economia. O resultado para países de diferentes graus de desenvolvimento (da Etiópia aos EUA) é mostrado na Figura 1.2.

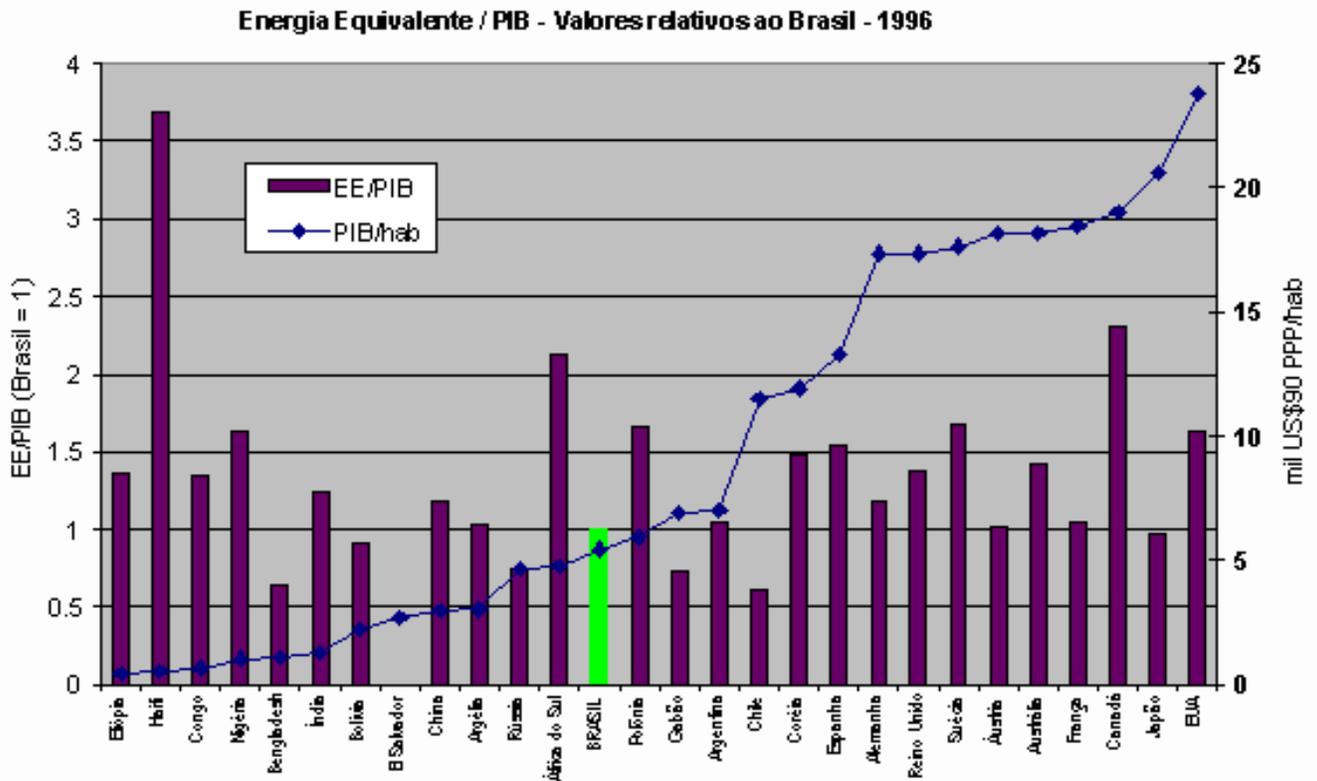


Figura 1.2: O gráfico mostra a razão Energia Equivalente / PIB para diversos países colocados, da esquerda para a direita, em ordem crescente de PIB per capita. Os valores do consumo por produto são relativos ao do Brasil. O eixo secundário e a curva ao fundo indicam o PIB/hab. dos países selecionados.

Pode-se notar que diferentemente do que ocorre com a razão Energia Final / PIB, que costuma decrescer na medida que o país se desenvolve, a razão Energia Equivalente / PIB não apresenta uma tendência nítida de crescimento com o desenvolvimento. Os países desenvolvidos estudados apresentam, no entanto, valores superiores ao observado no Brasil. Como foi visto na Figura 1.1, a tendência histórica é de aumento desta razão.

Para projetar esta variável está em elaboração um módulo Energia Equivalente / Produto que permite, frente a uma hipótese de evolução futura, estabelecer a trajetória esperada considerando a inércia do comportamento anterior. Algumas telas geradas, são mostrada no Anexo 2.

Foram considerados, na extrapolação, os valores históricos para o Brasil e os valores de Energia Equivalente / produto de outros países mostrados nas figuras anteriores. Os nove países mais ricos apresentam um consumo de energia por produto 1,4 vezes o do Brasil. A média dos países europeus e do Japão é de 1,15. Esses valores serviram de base para que adotássemos o valor de 1,2 como tendência futura. O Gráfico da Figura 1.3 mostra o ajuste considerando os valores do passado e os supostos para o futuro.

Energia Equivalente / PIB

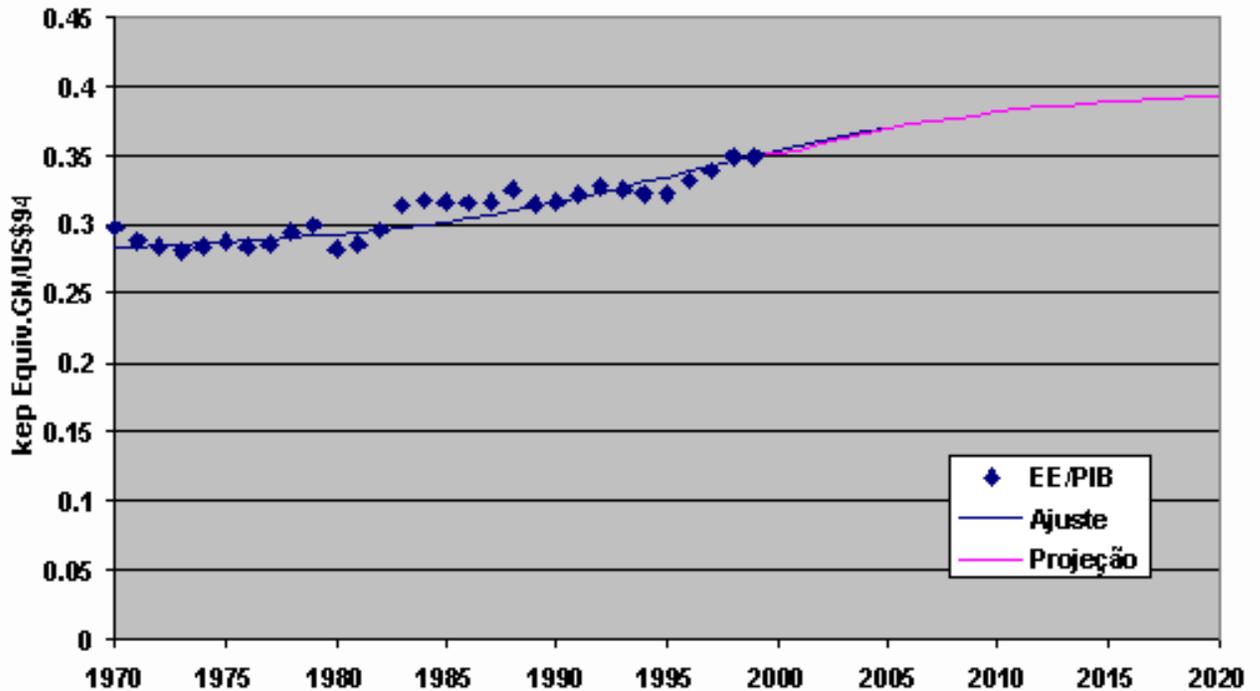


Figura 1.3: Extrapolação do parâmetro Energia Equivalente / PIB. Os valores históricos, o ajuste e a projeção são mostrados no Gráfico à esquerda. Os valores para outros países, mostrados na figura anterior, serviram para orientar a escolha do valor limite.

Esta aproximação leva em conta apenas os fatores globais. Estamos elaborando um módulo setorial que permitirá considerar as variações das contribuições setoriais. Isso permite apresentar uma avaliação independente da demanda de energia que pode diferir das consideradas no planejamento dos setores energéticos envolvidos cujo grau de detalhe é, geralmente, maior. Em contrapartida, a metodologia permite avaliar a demanda para diferentes cenários econômicos.

2. Demanda de Energia Elétrica

(próxima página)



BUSCA

CORREIO

DADOS ECONÔMICOS

DOWNLOAD

e&e ANTERIORES

e&e No 23

[Retornar](#)

[Página Principal](#)

2 - Demanda de Energia Elétrica

[Aplicação da Metodologia no](#)

[Estudo de Termelétricas](#)

[Cenário Econômico de Referência](#)

[Demanda de Energia Equivalente](#)

[Demanda de Energia Elétrica Geração](#)

[Termelétrica 2000-2020](#)

[Centrais por Tipo de Combustível na Geração](#)

[Capacidade de Geração Térmica Necessária](#)

[Emissões em Termelétricas](#)

[Conclusões](#)

<http://ecen.com>

[Vínculos e&e Livro de Visitas](#)

<http://ecen.com>

<http://ecen.com>

Demanda de Energia Equivalente e Elétrica no

2.1. Participação da Energia Elétrica no Consumo de Energia

A projeção da participação da Energia Elétrica no consumo de Energia Equivalente permite acoplar um consumo de Energia Elétrica ao cenário econômico considerado. O procedimento adotado é semelhante ao usado para a projeção da demanda em energia equivalente.

Na Figura 2.1 é mostrada a participação da energia elétrica no total para diversos países (na medida do possível os mesmos da Figura 1.2). Pode-se ver que a participação da energia elétrica, a exemplo do ocorrido historicamente no Brasil, aumenta com a variação do PIB/hab. Ao contrário do observado em relação ao consumo da energia global, o Brasil já possui uma participação relativamente importante da eletricidade, quando comparado com países de PIB per capita equivalente.

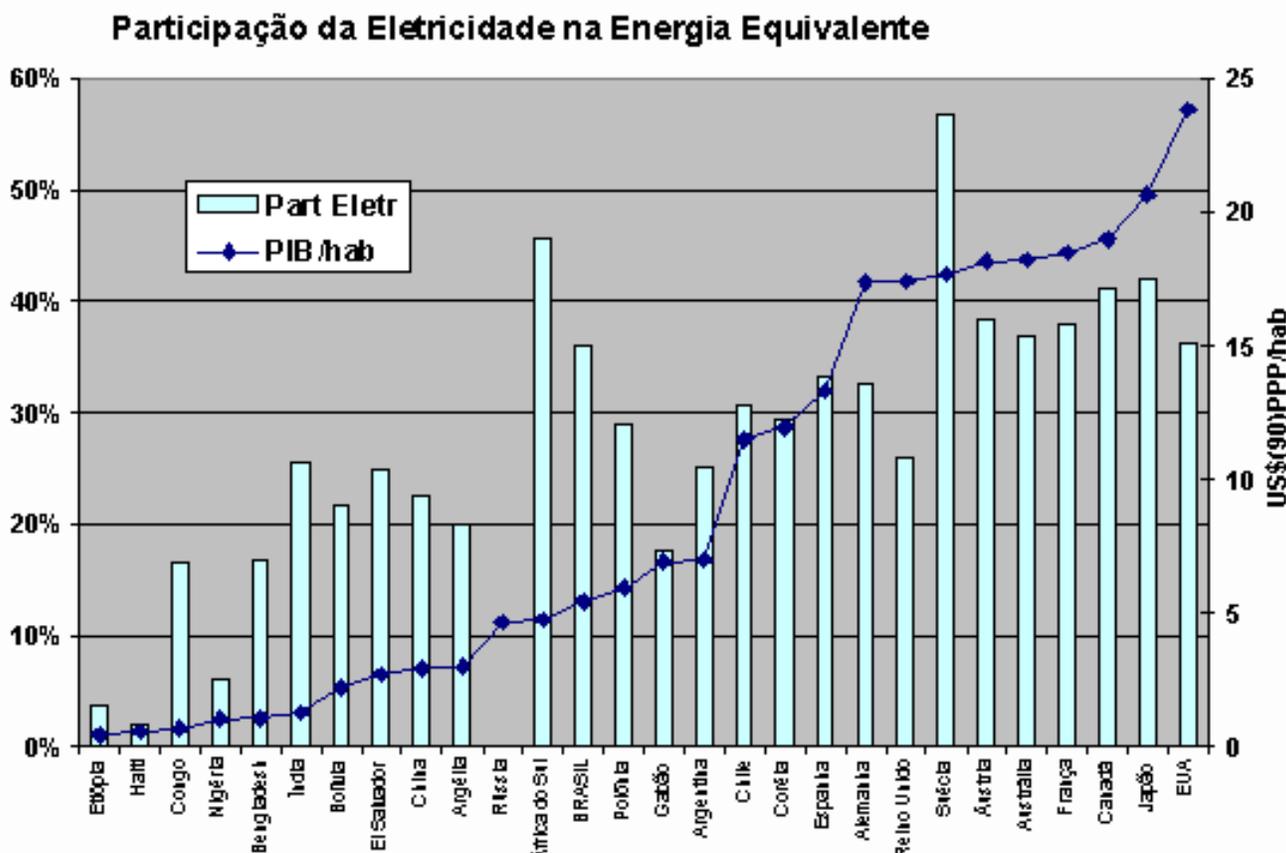


Figura 2.1: Participação da Energia Elétrica no consumo global de energia, medida em Energia Equivalente. Pode-se notar que o Brasil apresenta uma participação relativamente importante da eletricidade no total. Os valores referem-se a 1996 e foram obtidos com metodologia simplificada. Também estão indicados, referidos ao eixo da direita, os valores, em paridade de poder de compra, do produto per capita dos países.

Brasil – Primeira Aproximação 2000/2020

1. Demanda de Energia Equivalente e Elétrica no Brasil

2 - Demanda de Energia Elétrica

Na Figura 2.1 mostramos a evolução dos valores da participação da energia elétrica na energia equivalente e sua projeção. Para orientar a opção de consumo relativo máximo, foi considerado que o melhor ajuste para o Brasil corresponde a um limite superior em 33% para a participação da eletricidade. Por outro lado, a média dos nove países mais ricos é de 39%. Também foi considerado um ajuste para um valor limite futuro de 34%. Este valor é ligeiramente superior ao do melhor ajuste e leva em conta uma recuperação indicada no cenário do PIB per capita e os valores superiores dos países mais ricos. O ajuste e a projeção, para o valor limite considerado (34%), podem ser vistos na Figura 2.2.

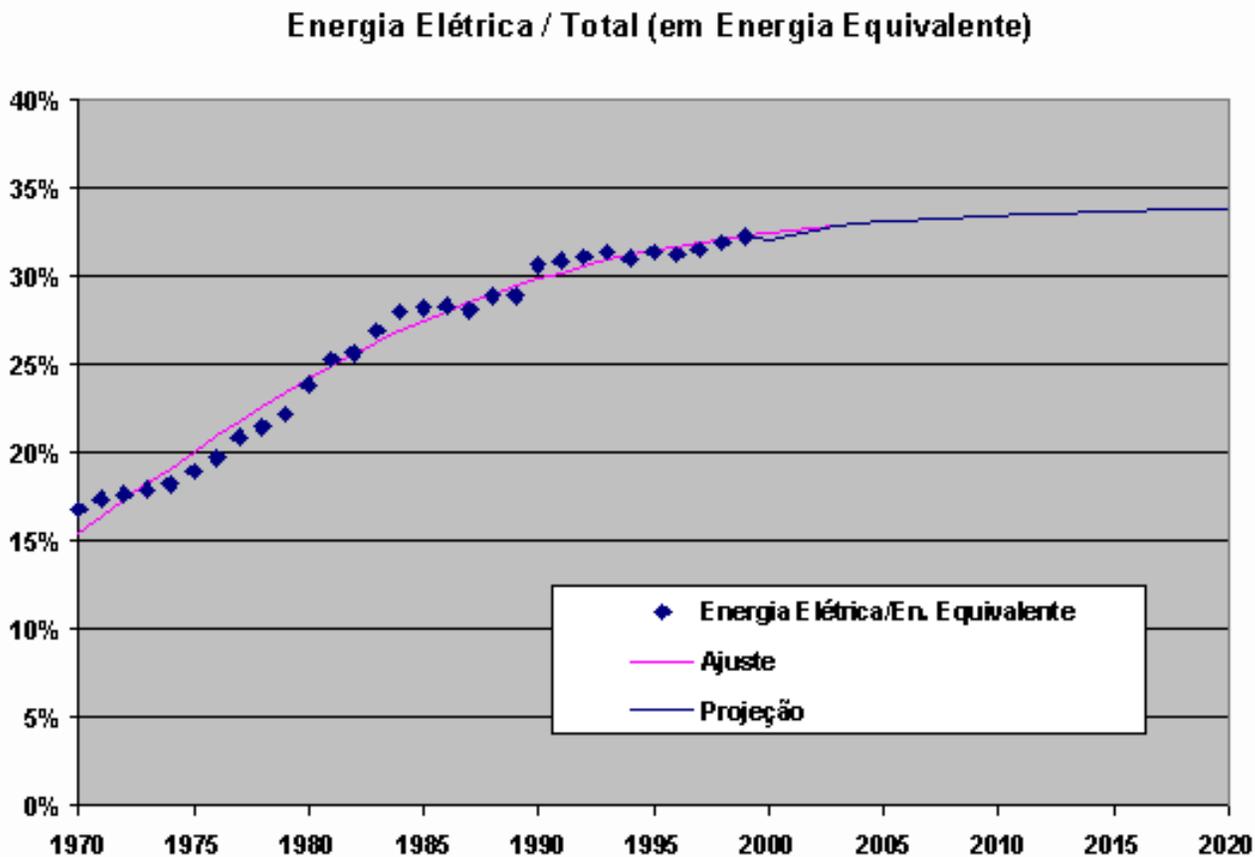


Figura 2.2: Participação da eletricidade no total do consumo em Energia Equivalente. São apresentados valores históricos e projetados.

2.2. Projeção da Demanda de Energia Elétrica

A Figura 2.3 mostra as projeções, em valores relativos a 1998, dos valores para o PIB, do Consumo de Energia Equivalente e o de Energia Elétrica. As taxas de crescimento do PIB, de energia e do uso de energia elétrica são indicadas, para os períodos selecionados, na Tabela 2.1.

Note-se que o crescimento do PIB é relativamente modesto no período 2000 a 2005 em virtude dos reajustes admitidos na economia. Mesmo assim, as taxas de crescimento de Energia Elétrica são expressivas.

Tabela 2.1: Taxas de Crescimento nos Períodos

	1995-2000	2000-05	2005-10	2010-15	2015-20
PIB	2.1%	2.1%	3.5%	3.3%	3.6%
Energia Equivalente	3.8%	3.2%	4.1%	3.7%	3.8%
Energia Elétrica	4.3%	3.8%	4.4%	3.8%	3.9%

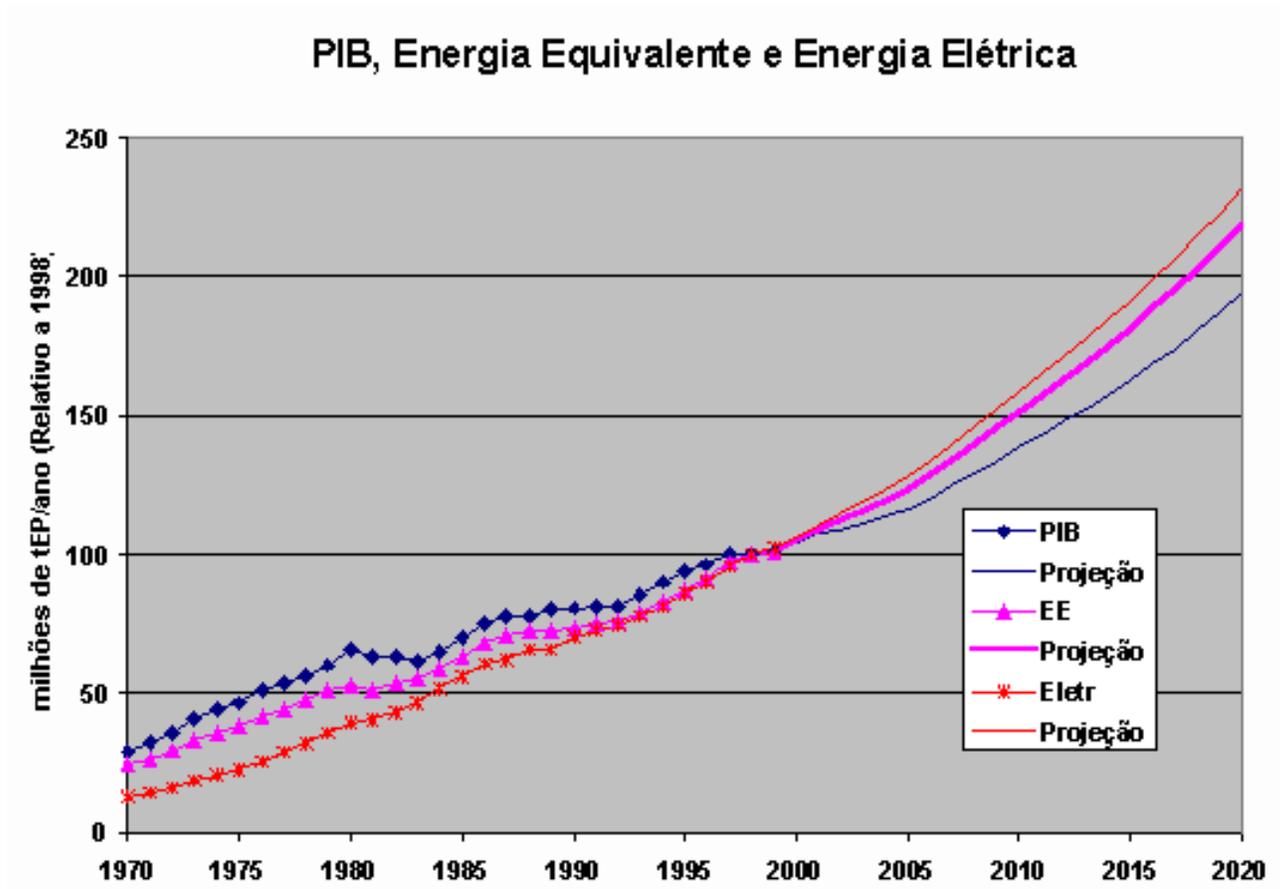


Figura 2.3: Projeções de Crescimento do PIB, do consumo final, expresso em de Energia Equivalente, e do consumo de eletricidade.

O objetivo deste trabalho é oferecer um instrumento de avaliação da demanda e das emissões associadas à produção de Energia Elétrica a partir das centrais térmicas. Outros cenários podem ser analisados com facilidade a partir da metodologia desenvolvida.

2.3. Avaliação da Evolução das Perdas, da Importação e da Participação dos Autoprodutores

Para passar da demanda de eletricidade, ao nível do consumo, para a demanda a nível de geração interna (contabilizada como transformação no BEN) é necessário avaliar as perdas na geração e no armazenamento e também estimar a importação.

Para vincular a demanda de geração, ao nível do consumidor, à produção de eletricidade nas usinas de uso público é necessário extrapolar a contribuição das usinas autoprodutoras. No caso da eletricidade, devemos lembrar que as variações de estoque, normalmente necessárias para fechar o balanço anual

de qualquer forma de energia, são desprezíveis.

Igualando oferta e demanda:

Produção + Importação Líquida = Consumo Final + Perdas

Temos ainda:

Produção em Centrais de Uso Público = Produção Total - Produção Autoprodutores.

A participação dos autoprodutores na oferta de eletricidade pode ser obtida, no Balanço Energético Nacional, dividindo-se a eletricidade gerada pelos produtores autônomos pelo total de transformação (eletricidade gerada). Para se ter uma indicação da participação das autoprodutoras na demanda bruta (incluindo perdas), deve-se adicionar ao denominador as importações líquidas.

A participação dos autoprodutores na capacidade total instalada também é mostrada na Figura 2.4.

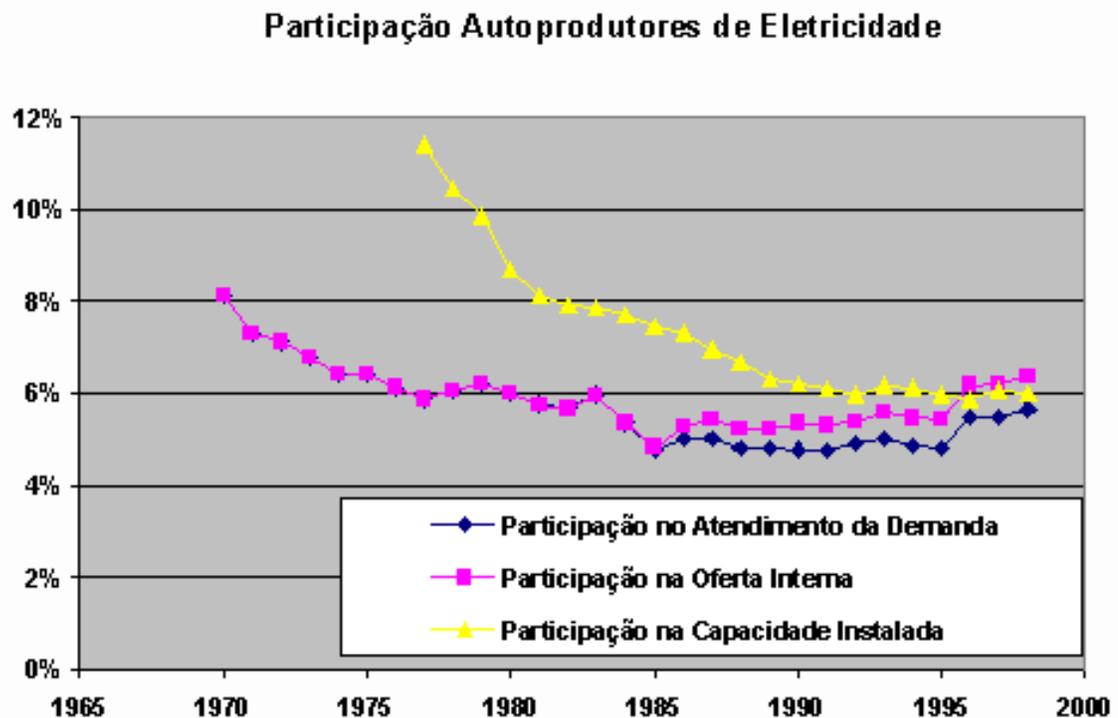


Figura 2.4: A participação dos autoprodutores na oferta interna, no atendimento da demanda (incluindo a atendida por importação de eletricidade) e na capacidade de geração instalada. A partir de 1985, com o funcionamento de Itaipu as importações começam a ser significativas.

A Figura 2.5 mostra a extrapolação da participação dos autoprodutores na oferta que é considerada tendendo para 5%, média dos últimos 10 anos.

Extrapolação de Participações Relativas à Demanda

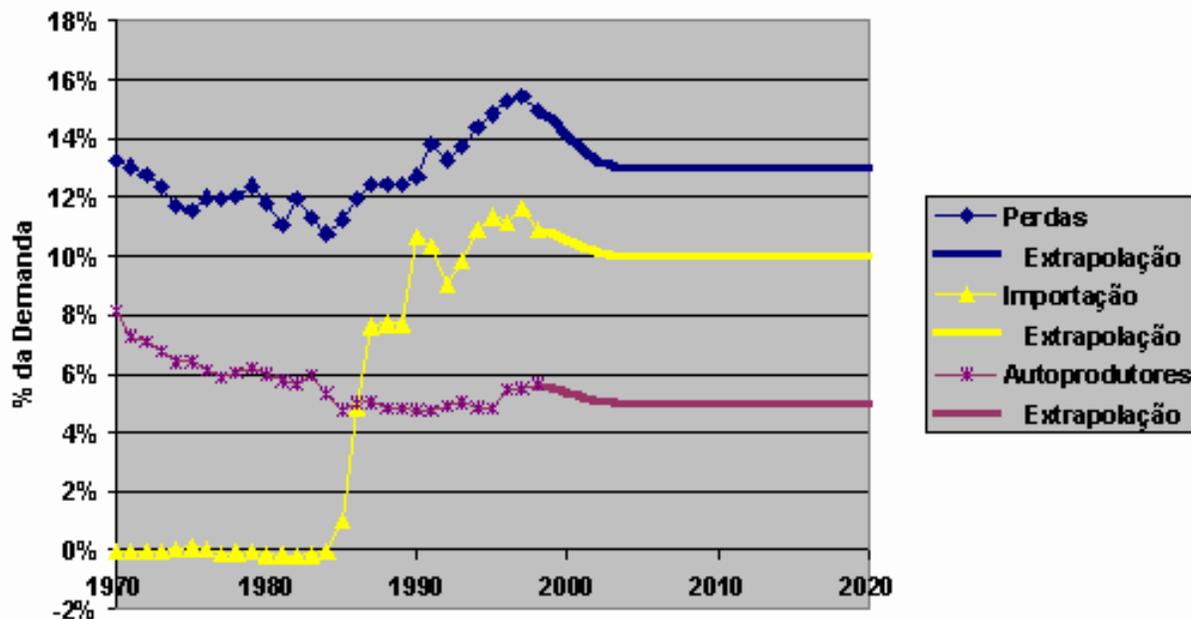


Figura 2.5: Extrapolação das perdas na transmissão e armazenagem, da participação da importação e dos autoprodutores, relativas à demanda bruta (consumo + perdas). A oferta bruta (transformação + importação) deve se igualar à demanda bruta

A Figura 2.5 mostra ainda a extrapolção das perdas onde consideramos uma redução pela introdução das térmicas (menos perdas devidas a transmissão em grandes distâncias) e maior eficiência na administração da produção e melhor repressão aos furtos. Igualmente é mostrada a extrapolção da participação das importações que supomos, como primeira aproximação, evoluírem para uma participação de 10% no atendimento da demanda.

Na Tabela 2.2 são mostrados os valores usados na extrapolção. São indicados o último valor conhecido (1999) e os valores de estabilização projetados e as constantes de tempo utilizadas.

Tabela 2.2: Valores Usados para Extrapolção

	Perdas	Importações	Autoprodutores
Projeção (% Demanda Bruta)	14%	8%	7%
Constante Tempo (anos)	8.0	8.0	4.0

Pode-se também avaliar os mesmos parâmetros em função do consumo final, como é mostrado na Figura 2.6. A avaliação da demanda em função da atividade econômica e da participação na Energia Equivalente foi feita ao nível do consumidor e refere-se ao que é chamado no BEN de consumo final tornando interessante a representação dos valores projetados em função desse consumo.

Histórico e Projeções Relativas ao Consumo Final

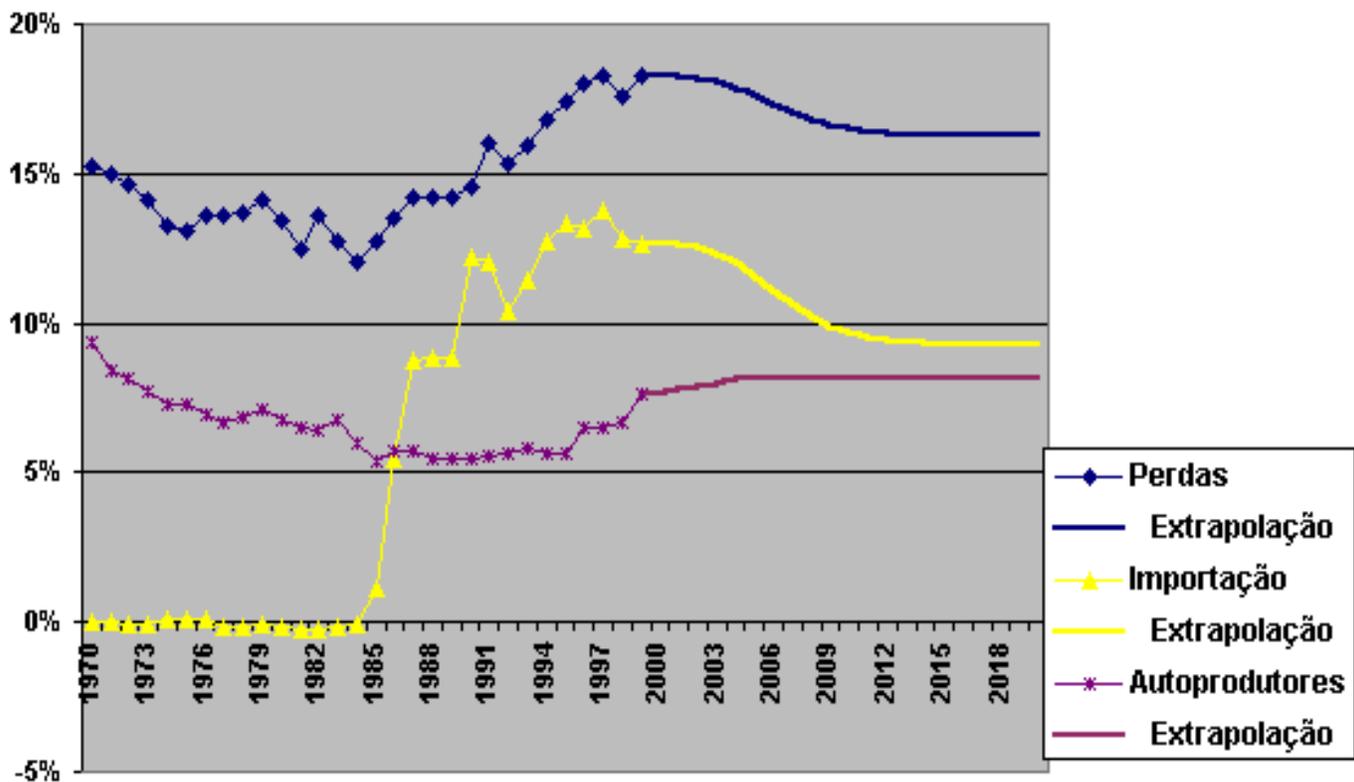


Figura 2.6: Valores Históricos e Projetados em relação ao consumo final que é o valor projetado em função da atividade econômica

Finalmente, considerando-se o consumo final de Energia Elétrica projetado, pode-se estimar estes parâmetros em valores absolutos como é mostrado na Figura 2.7.

Valores Históricos e Projeções

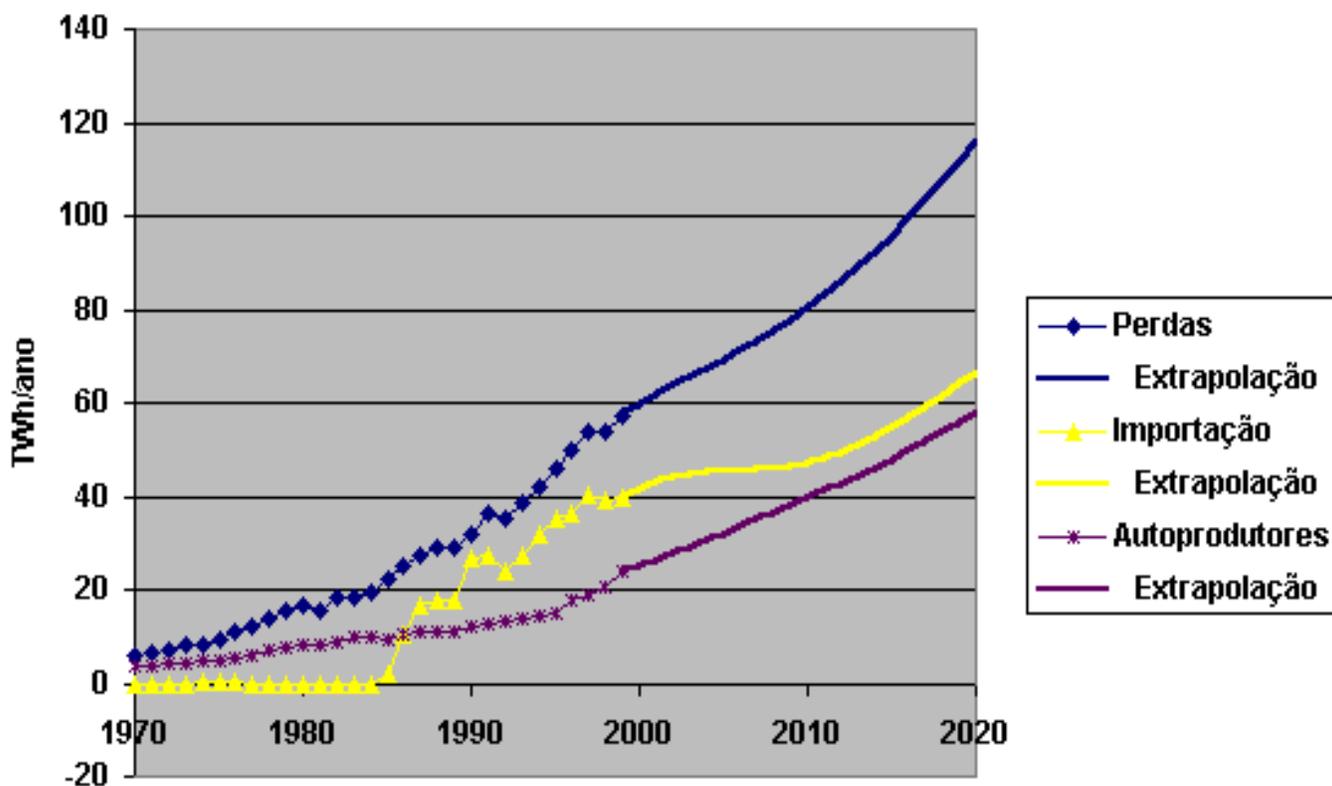


Figura 2.7: Valores Históricos e Projetados de perdas, importações e participação de autoprodutores.

O objetivo deste trabalho é estudar as alternativas de produção de eletricidade e seu efeito sobre a emissão de gases geradores do efeito estufa. Para operacionalizar isso, o Programa desenvolvido apresenta uma planilha resumo, em que o efeito da participação na geração de eletricidade e o das emissões pode ser facilmente visualizado a partir de alternativas. No Anexo, estão transcritas algumas dessas planilhas. No caso atual, são visualizados os valores relativos e absolutos de perdas, importação e energia gerada pelos autoprodutores em função de parâmetros adotados para a participação e para a constante de tempo.

Na Tabela 2.3 são mostrados os valores das importações, perdas e produção de energia elétrica por autoprodutores para 1999 e projeções para anos intermediários.

Tabela 2.3: Projeções para o Cenário de Referência para a Energia Elétrica (Twh/ano)

	1999	2005	2010	2015	2020
Perdas	57	69	75	85	102
Importação	40	45	46	52	63
Autoprodutores	24	32	38	46	55
Consumo	315	386	474	568	686
Transformação	332	410	504	601	725
Centrais Elétricas Serv. Público	308	378	465	555	670

Geração Termelétrica em Centrais de Serviço Público

[Página Principal](#)

[Aplicação da Metodologia no](#)

[Estudo de Termelétricas](#)

[Cenário Econômico de Referência](#)

[Demanda de Energia Equivalente](#)
[Demanda de Energia Elétrica](#)
[Geração](#)

[Termelétrica 2000-2020](#)

[Centrais por Tipo de Combustível na Geração](#)

[Capacidade de Geração Térmica Necessária](#)

[Emissões em Termelétricas](#)
[Conclusões](#)

<http://ecen.com>

[Vínculos e&e Livro de Visitas](#)

<http://ecen.com>

1. Geração de Eletricidade e Participação dos Combustíveis

1.1 Atendimento da Demanda de Eletricidade

Do item [Demanda de Energia Elétrica](#) podemos extrair a projeção da demanda bruta resultante a ser atendida pela importação, por Centrais Autoprodutoras e para Centrais de Serviço Público. Na Figura 1.1 e Tabela 1.1 são indicados esses valores. Na Figura eles são representados em comparação à sua evolução histórica.

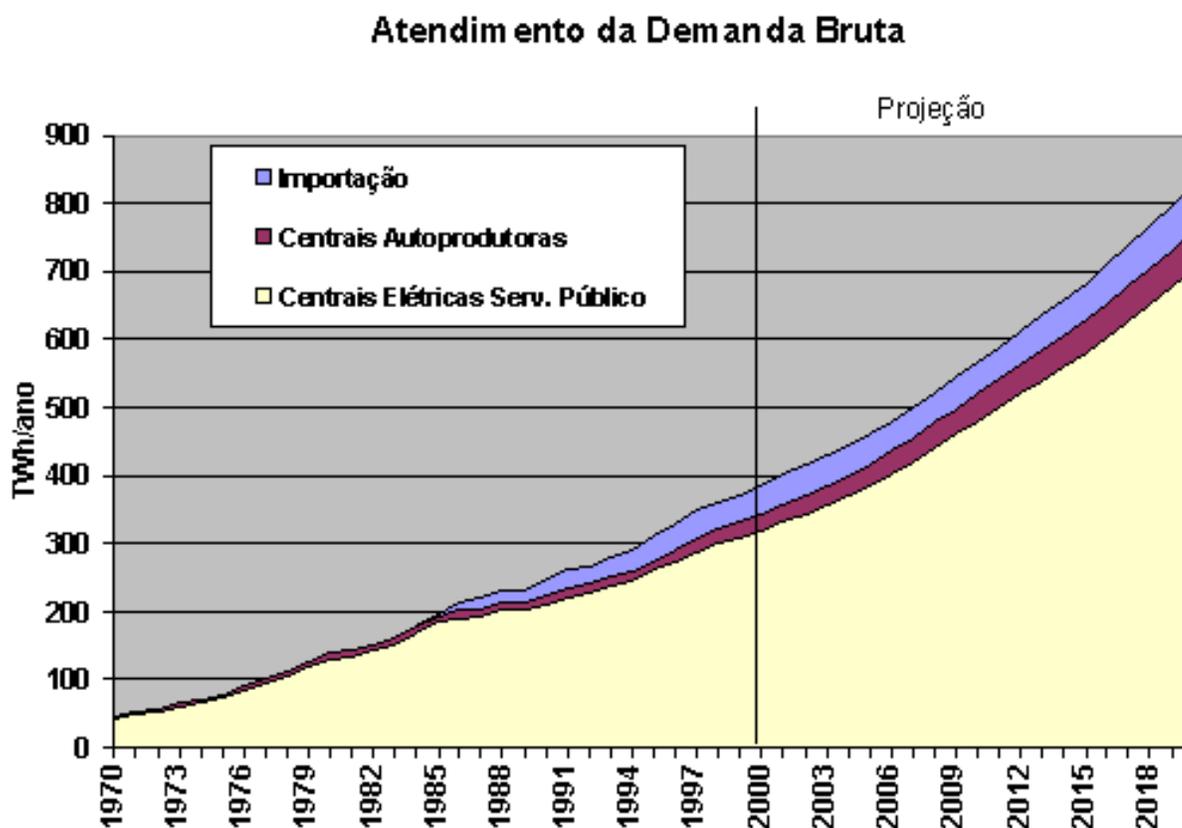


Figura 1.1: Atendimento da Demanda Bruta a partir da importação de eletricidade, da produção em centrais autoprodutoras e de centrais de serviço público.

Tabela 1.1: Demanda Bruta Projetada (TWh/ano)

	1995	1999	2001	2005	2010	2015	2020
Importação	35	37	43	44	46	49	59
Autoprodutores	15	18	26	28	35	43	52
Serviço Público	261	273	332	344	421	519	626
Total	311	328	401	416	502	612	737

1.2 Participação de Combustíveis

A participação dos cenergéticos na geração de eletricidade e na própria geração é predominante hídrica. A forma de contabilizar a energia hidráulica do BEN (pela energia necessária para gerar a eletricidade a partir de uma térmica) faz com que o percentual de uso das fontes seja próximo ao de produção de energia, a menos de variações relativas na eficiência na geração entre as térmicas.

A predominância da energia hidráulica na geração de eletricidade pode ser observada nas Figuras 1.2 e 1.3, em valor absoluto e relativo, para as Centrais de Serviço Público. A participação das térmicas veio decrescendo desde o início da década de setenta em virtude da interligação entre os maiores centros consumidores e das crises de petróleo de 1973 e 1979. Em 1983 apenas 3% das fontes usadas para gerar eletricidade em centrais de serviço público era térmica.

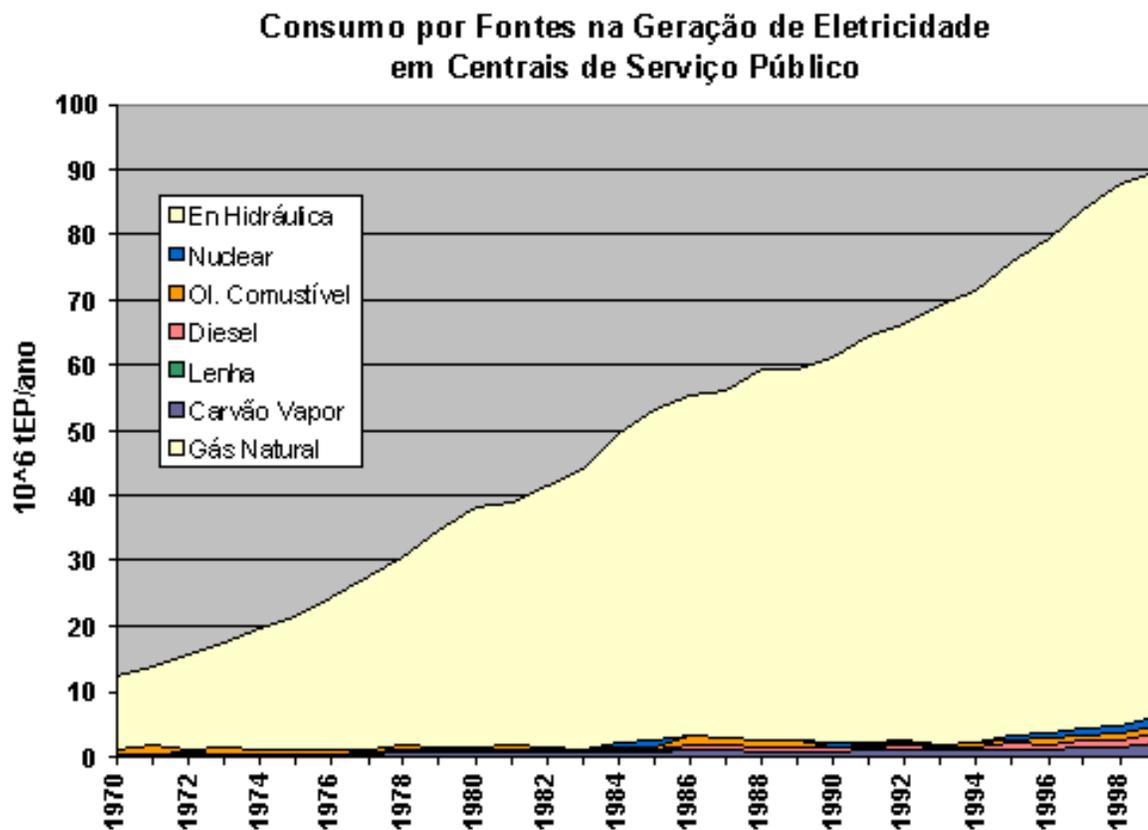


Figura 1.2: Valores históricos da eletricidade gerada a partir das diversas fontes de energia.

As térmicas existentes estiveram por um longo período apenas como reserva para deficiências no regime hídrico. Com o advento do Plano Cruzado houve um crescimento do consumo que foi temporariamente atendido pela geração a base de óleo combustível. As centrais que utilizam carvão mineral como combustível, seja porque estavam acopladas às minas próximas seja porque consumiam combustível nacional, foram mantidas na base.

A contribuição da central Nuclear Angra I, embora fosse destinada a atender à base, teve um comportamento irregular por problemas técnicos.

As Figuras 1.3 e 1.4 mostram a participação dos combustíveis por consumo de fonte usada na geração e na geração da eletricidade que têm aspecto bastante semelhante. Em ambas estão indicados os dados referentes às centrais de serviço público. Na Figura 1.4 vê-se apenas a participação das térmicas na geração de eletricidade.

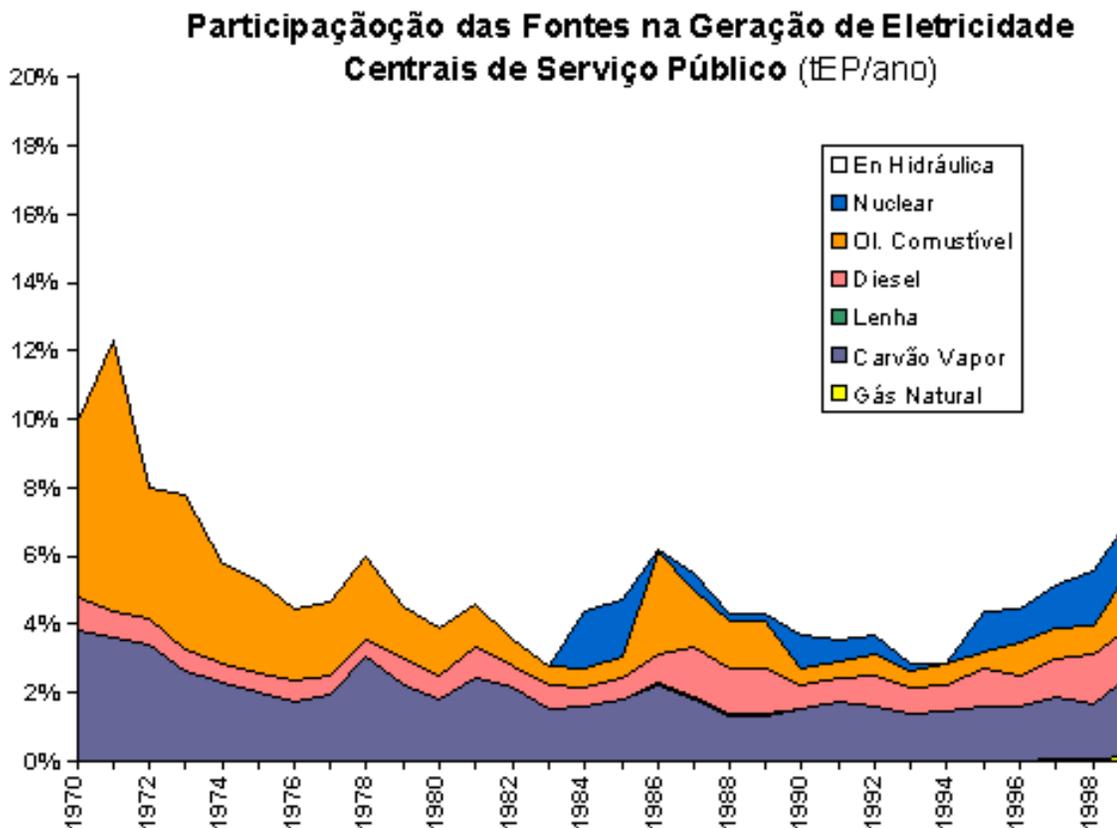


Figura 1.3: Participação das fontes, por consumo do energético usado na geração, para as centrais de serviço público. Note-se que a escala vertical foi cortada em 20% para, que fosse possível, mostrar melhor a participação das térmicas (a fonte hidráulica completa os 100%).

Participação na Geração de Eletricidade em Centrais de Serviço Público (em TWh/ano)

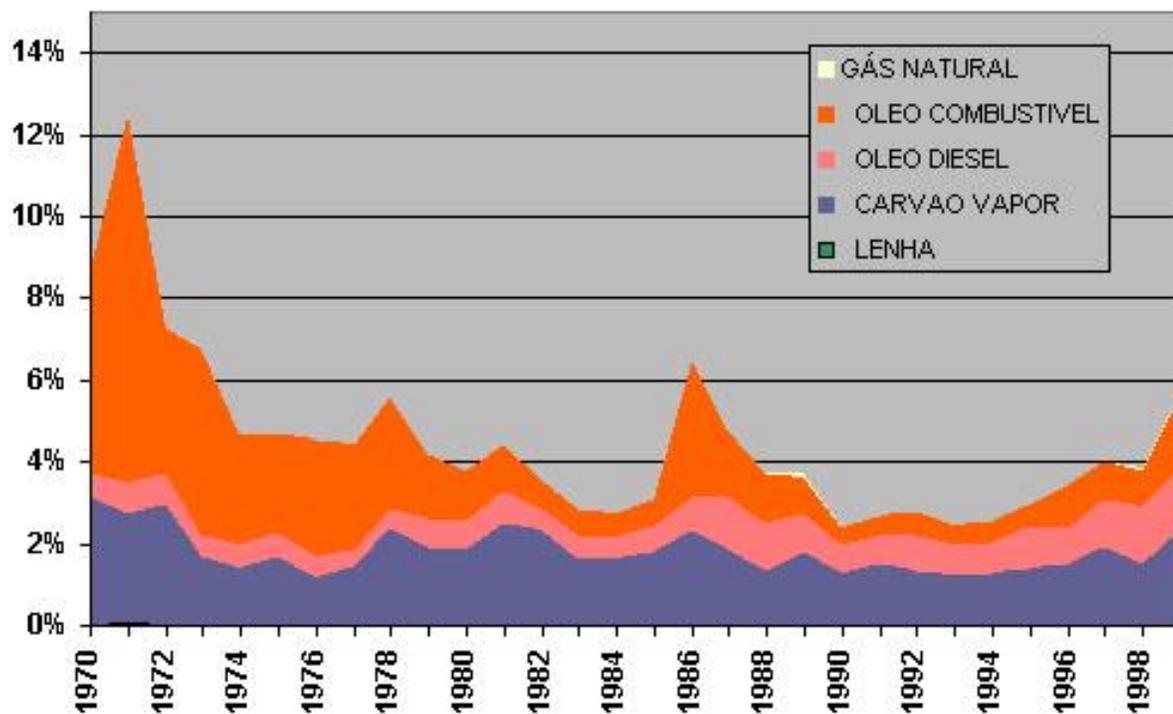


Figura 1.4: Participação das fontes energia térmica convencional na geração de eletricidade nas centrais de serviço público

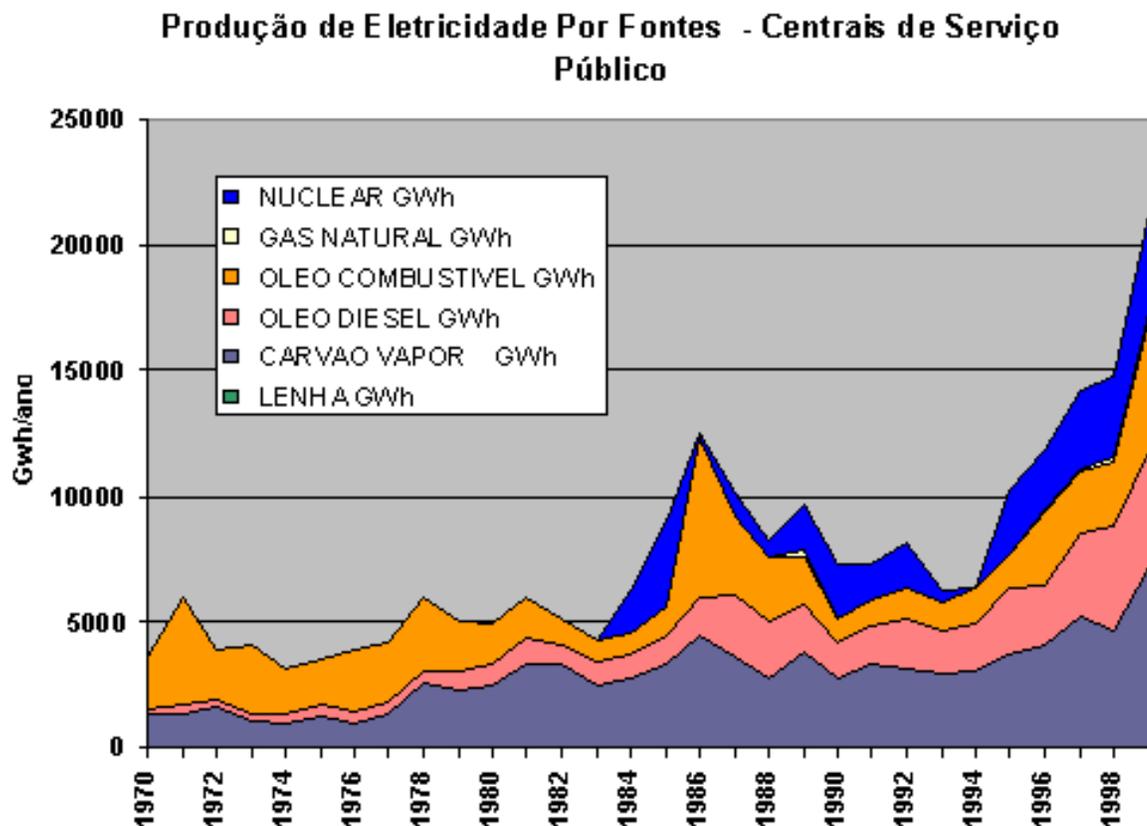


Figura 1.5: Geração de eletricidade a partir de térmicas. Chama a atenção o uso do óleo combustível para atender aos picos anuais de demanda, a partir da retração de seu uso, após a primeira crise de petróleo. A partir de 1992, já se vê as conseqüências das mudanças políticas que dificultam os investimentos de longo prazo e que favoreceram o uso das térmicas.

1.3: Introdução de Térmicas

A introdução das Centrais Térmicas de Serviço Público foi projetada levando em conta o quadro geral do Plano Decenal 1998/2008 da Eletrobrás e, até 2001 os projetos aprovados pela ANEEL. O procedimento adotado parte de parâmetros que podem ser alterados, para estudos de hipóteses alternativas, usando-se tela resumo mostrada no anexo.

A avaliação da demanda atendida pelas térmicas de Serviço Público parte de uma “meta” de participação no horizonte de 2020 que considera os valores dos últimos anos, por ajuste de uma curva de segundo grau, passando pelo valor da meta em 2020. A transição entre esse valor e o futuro é feita mediante a adoção de uma curva de Poisson cuja média é a constante de tempo indicada.

Neste trabalho consideramos os valores para esses parâmetros indicados na Tabela 1.2.

Tabela 1.2: Parâmetros para extrapolação da contribuição das térmicas

	Carvão Vapor	Diesel	Gás Natural	Térmicas.. Convencionais
Constante de Tempo	12	14	6	6
Participação 2020	3.0%	1.5%	10.0%	17.0%

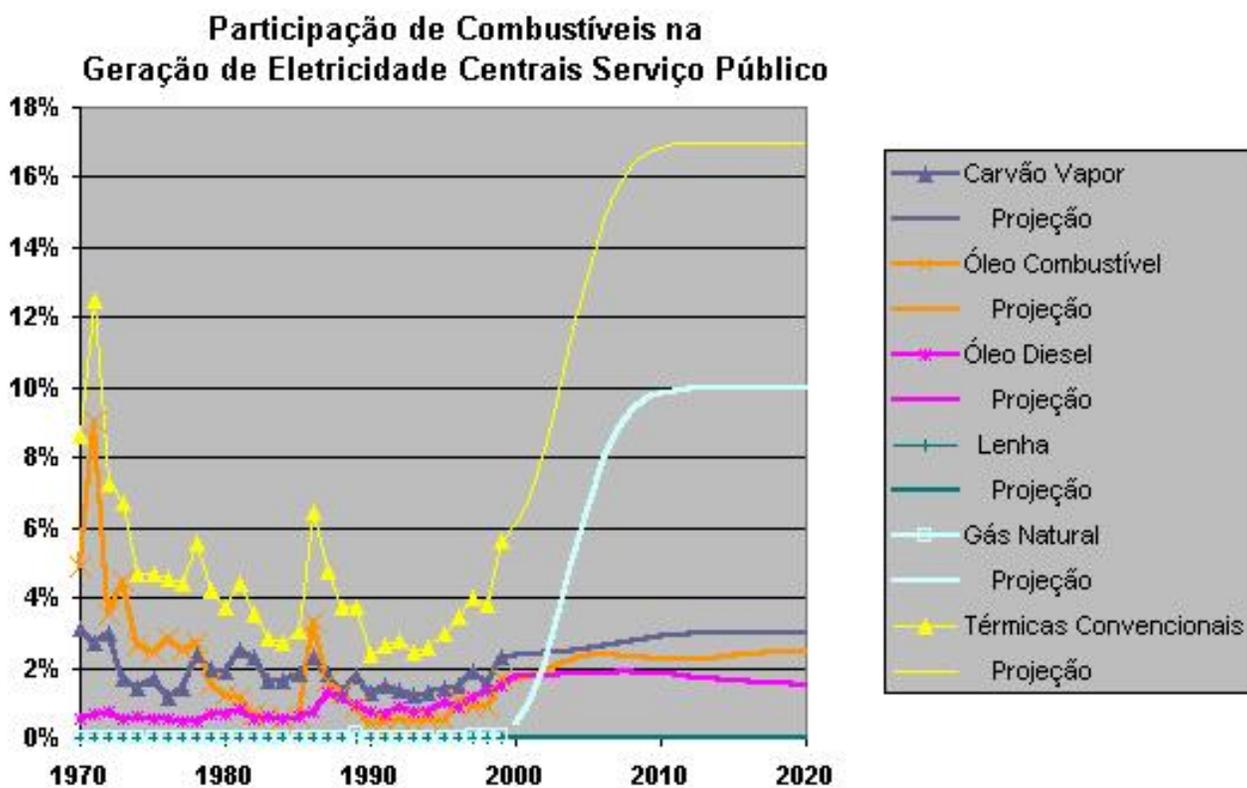


Figura 1.6: Projeção da participação na geração de Energia Elétrica em centrais de serviço público dos combustíveis convencionais.

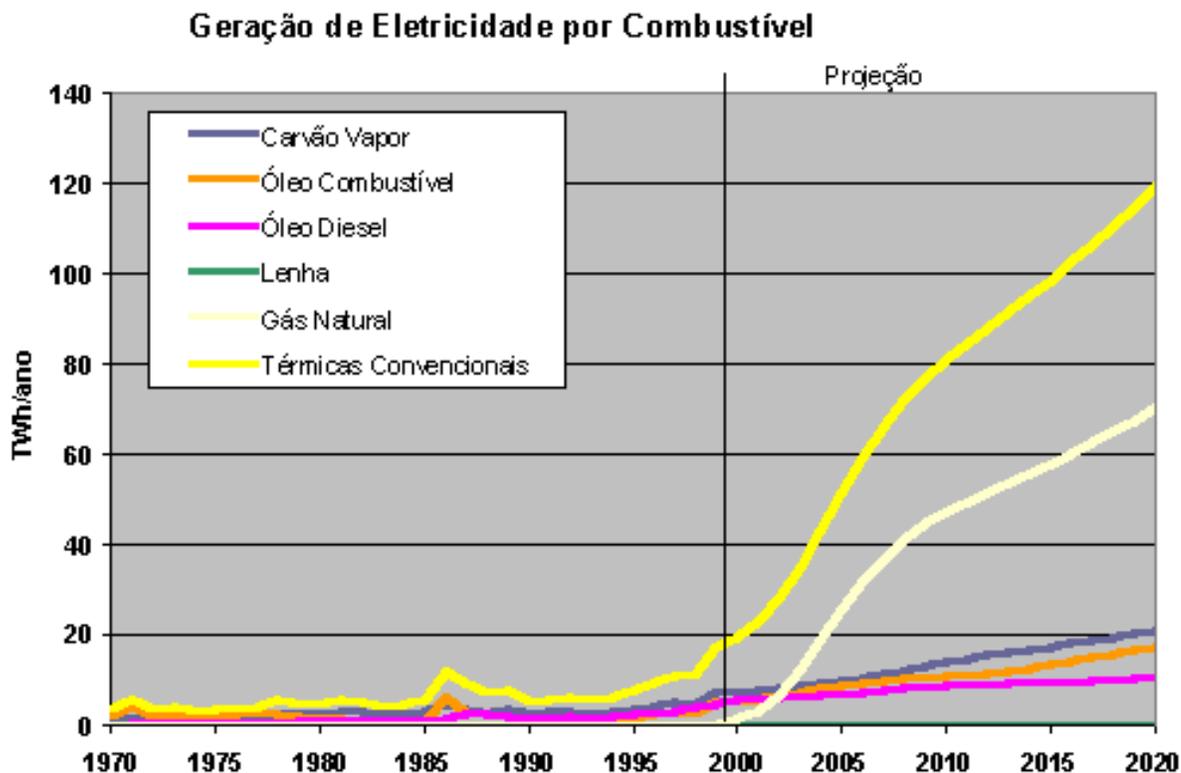


Figura 1.7: Participação, em valores absolutos, dos combustíveis térmicos tradicionais na produção de eletricidade.

A necessidade de incremento de geração térmica surge diretamente dos dados de consumo previsto e é base para a projeção de centrais térmicas a serem construídas. A capacidade instalada correspondente depende, ainda, da projeção do fator de carga em que iriam operar as centrais. Na Figura 1.8a é mostrada a Energia Elétrica adicional projetada para cada ano e a histórica.

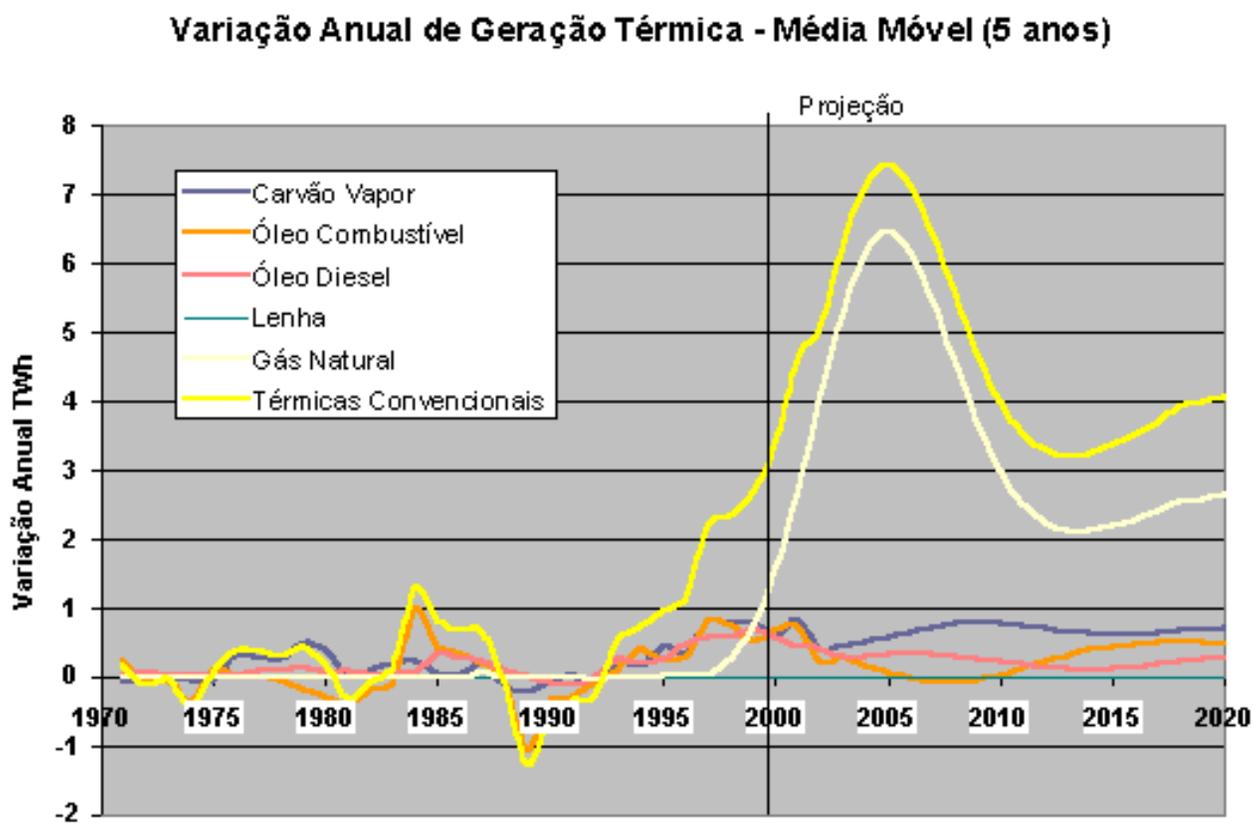
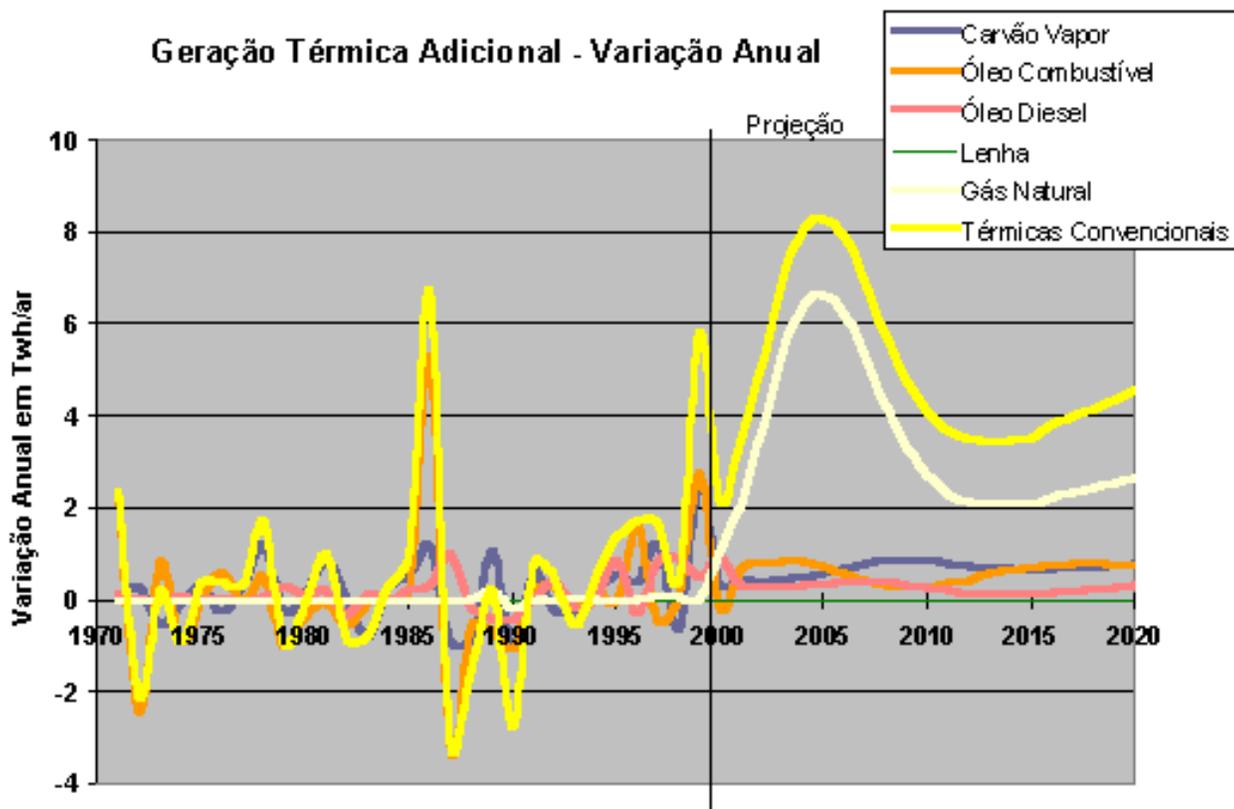


Figura 1.8a e 1.8b: Variação da geração anual em térmicas convencionais histórica e

prevista. Na parte de baixo da Figura (1.8b) estão indicados os valores das médias móveis.

A Figura 1.8b mostra a média móvel correspondente que minimiza a variação anual de uso da capacidade instalada; esses valores serão úteis na projeção da capacidade a ser instalada para atender a demanda e poder compará-la com outras projeções.

2. Geração de Eletricidade a partir de Termelétricas e Participação dos Combustíveis na Geração

[Página Principal](#)

[Aplicação da Metodologia no](#)

[Estudo de Termelétricas](#)

[Cenário Econômico de Referência](#)

[Demanda de Energia Equivalente](#)

[Demanda de Energia Elétrica Geração](#)

[Termelétrica 2000-2020](#)

[Centrais por Tipo de Combustível na Geração](#)

[Capacidade de Geração Térmica Necessária](#)

[Emissões em Termelétricas](#)

[Conclusões](#)

<http://ecen.com>

[Vínculos e&e Livro de Visitas](#)

<http://ecen.com>

3. Projeção da Capacidade Instalada de Geração de Eletricidade

3.1. Plano de Expansão de Referência

O Plano de Expansão Elétrico está sendo revisto. O Governo publicou recentemente um plano de expansão da capacidade térmica a ser instalada. Como é nosso objetivo criar os instrumentos para analisar diferentes cenários preferimos nos referir ao Plano Decenal de Expansão 1999/2008, onde está assinalado o cronograma de entrada das diferentes usinas e não somente das térmicas. A distribuição entre os diferentes tipos de usina será tomada como referência para a hipótese básica.

A capacidade de geração histórica e a prevista no Plano são mostradas na Figura 3.1

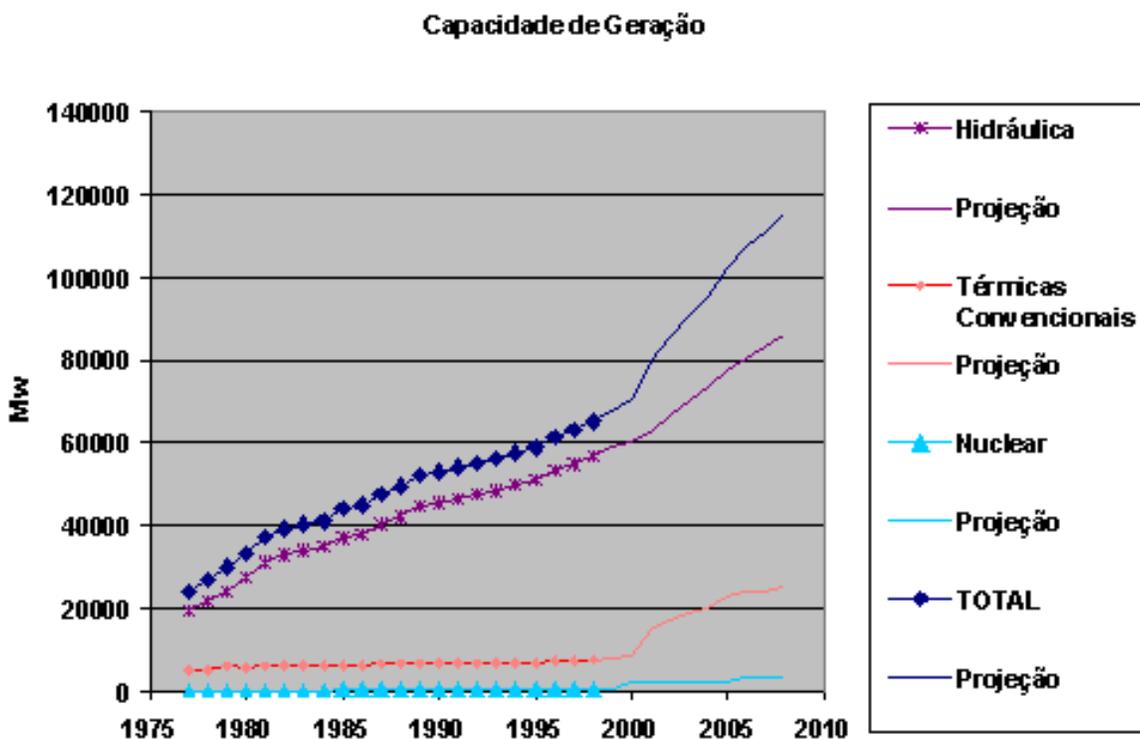


Figura 3.1: Capacidade de Geração histórica e projetada para o Brasil no Plano Decenal de Expansão 1999/2008.

A expansão das térmicas por tipo de combustível, projetada no plano, é mostrada na Figura 3.2.

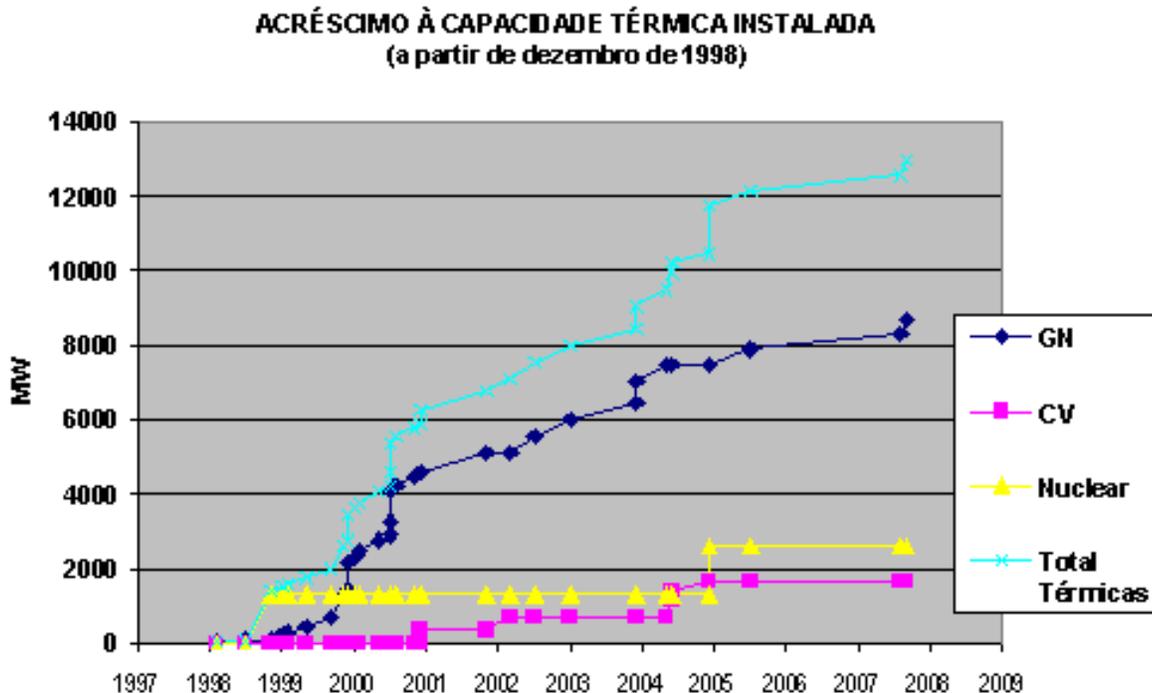


Figura 3.2: Acréscimo à capacidade térmica projetada por tipo de energético segundo Plano Decenal 1999/2008 (centrais de serviço público) .

Pode-se observar que está prevista uma maior participação do gás natural na capacidade instalada. A participação da energia nuclear no horizonte 2008 está projetada com a previsão de entrada das centrais Angra II (efetivada em 2000) e III que deverá, como outras centrais projetadas, sofrer algum atraso em sua implementação.

Para os anos 1999 e 2000 temos a seguinte comparação para o planejado no Plano Decenal e o realizado :

Tabela 3.1: Comparação entre o Plano Decenal e o realizado.

	1999 Planejado	1999 Realizado(*)	2000 Planejado	2000 Aprovado (**)
Hidráulica	2301	2239	3420	2911
Térmica Convencional	1730	733	3014	1190
Nuclear	1320	0	0	1309
TOTAL	5351	2972	6434	4220

Fontes BEN 2000(*) e Tabela Resumo ANEEL (<http://www.aneel.gov.br>) (**)

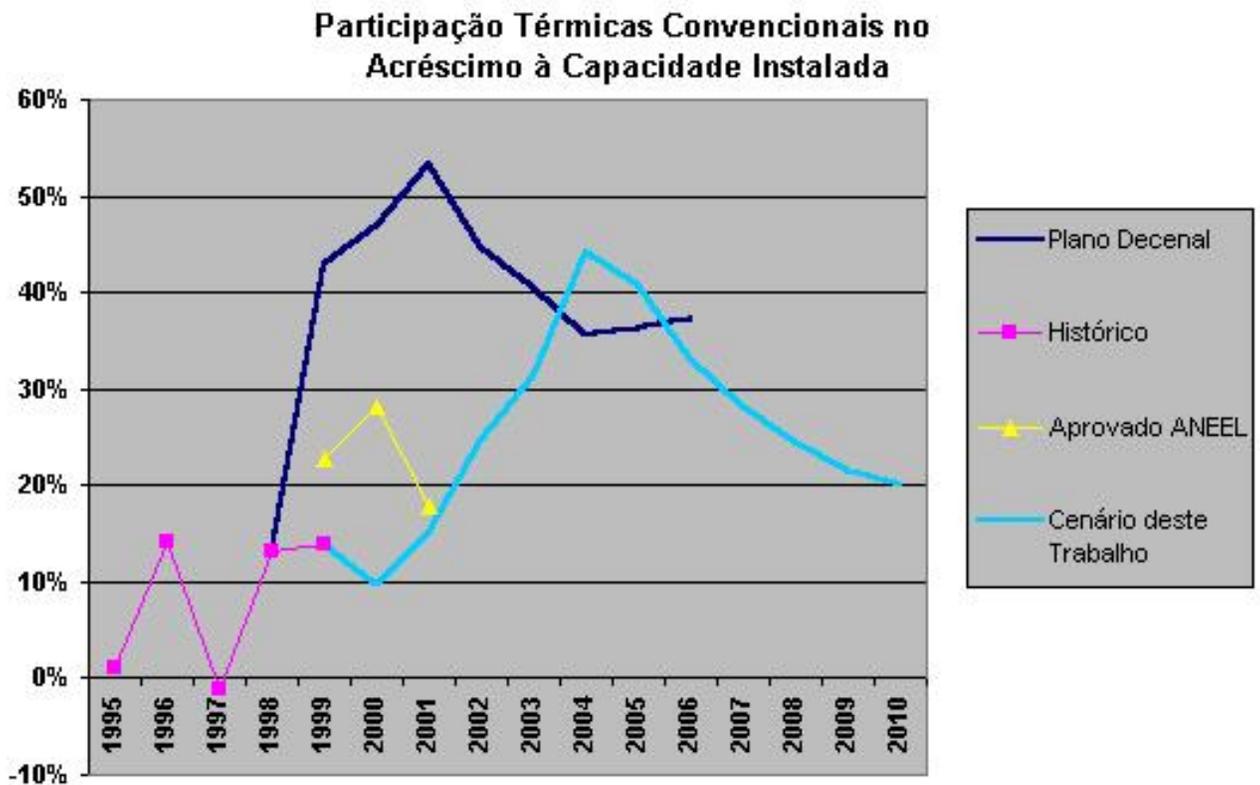


Figura 3.3: A participação das térmicas convencionais vem sofrendo algum retardo mas devem assumir uma participação mais importante no futuro.

Na Figura 3.3 é mostrada a participação das térmicas em comparação com o estabelecido no Plano Decenal 1999/2008. No mesmo gráfico mostramos os

resultados de extrapolação da participação no cenário considerado como de referência. A maneira como chegamos aos valores indicados está descrita a seguir.

3.2. Evolução do Fator de Capacidade e da Capacidade Instalada Necessária

A evolução do fator de utilização, considerada no Plano Decenal, não pode ser obtida diretamente dos dados publicados. A partir da demanda total e da capacidade instalada é possível deduzir os fatores de capacidade para os anos de 2003 e 2008. Supõe-se que o fator de carga global variaria linearmente entre os anos de 1998 e 2003 e entre esse último ano e 2008 e seria mantido constante nos anos seguintes.

A Figura 3.3 mostra a evolução do fator de capacidade obtido a partir da razão entre a energia gerada e a que seria obtida, usando-se a capacidade nominal durante todo o ano. Também são indicados os valores extrapolados a partir do Plano Decenal e as hipóteses desse trabalho.

As térmicas a base de gás natural devem atuar, pelo menos até que existam alternativas para seu uso, na base do sistema. O fator de capacidade das térmicas deve ser aumentado. Nesse trabalho estamos supondo um limite superior de 0,55 (55%) de utilização da capacidade teórica que considera ainda algumas térmicas atuando como reguladoras de variações dos ciclos anuais.

Fator de Carga Centrais Serv. Público

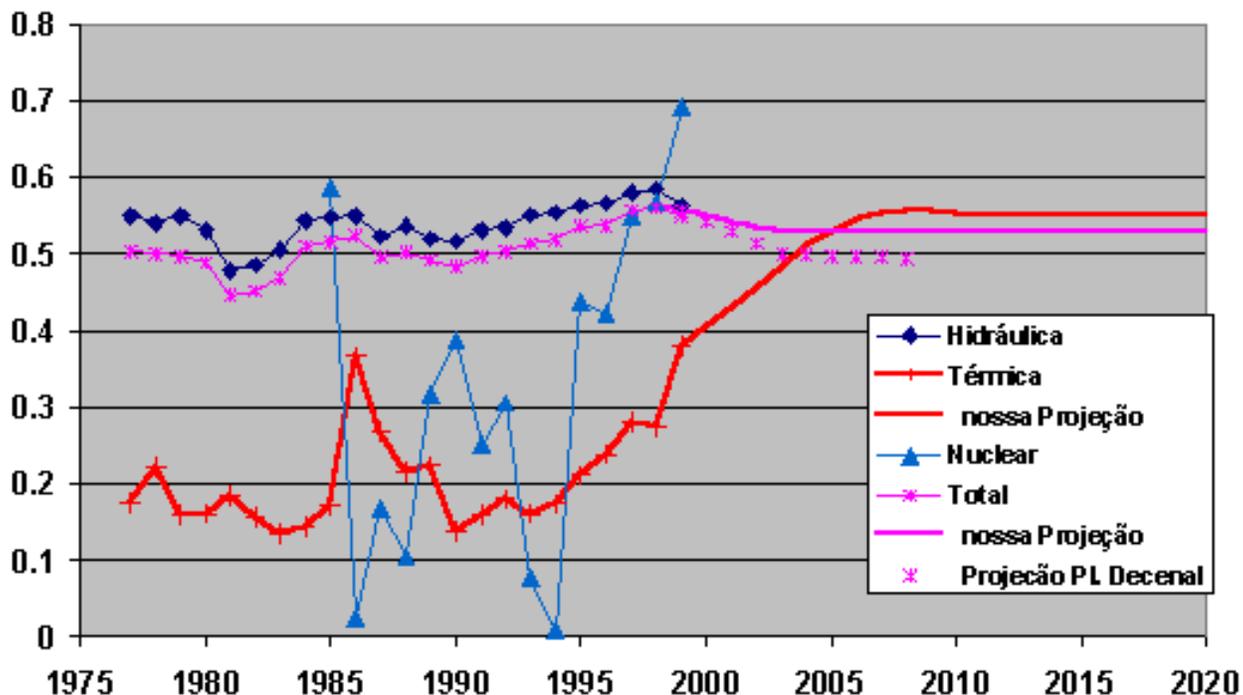


Figura 3.3: Gráfico da Evolução do Fator de Capacidade das Centrais Elétricas. São mostrados os valores extrapolados baseados no Plano Decenal até 2008 e nos dados do BEN. São mostrados ainda os valores adotados nesse trabalho para as térmicas e para o global.

O fator de capacidade do uso do total da capacidade de geração instalada não é explicitamente citado no Plano Decenal. Podemos, no entanto, inferir que ele estaria em 0,501 em 2003 e em 0,494 em 2008. Estes valores referem-se às capacidades instaladas do BEN que diferem um pouco das usadas pela Eletrobrás. Por outro lado, foram usadas as perdas supostas em nosso trabalho, já que não encontramos referências explícitas às perdas admitidas no Plano Decenal.

A média do fator de capacidade, segundo os dados do BEN, é de 0,539 entre 1975 e 1999. Nos anos seguintes espera-se um melhor desempenho das nucleares e, pelas razões expostas, um maior uso das térmicas convencionais. Embora existam razões para se desejar uma menor taxa de risco no sistema, preferimos considerar o fator de utilização global para o futuro, ligeiramente inferior à média histórica tendendo para 0,53.

A partir das projeções da demanda de eletricidade (relativa a 1998) e do fator

de capacidade pode-se obter a evolução da capacidade instalada, supondo-se que as perdas sigam o comportamento anteriormente descrito.

A Figura 3.4 mostra a evolução da capacidade instalada para o cenário econômico de referência comparada ao do Plano Decenal. Foram considerados, para efeito de comparação, dois fatores de capacidade até 2008.

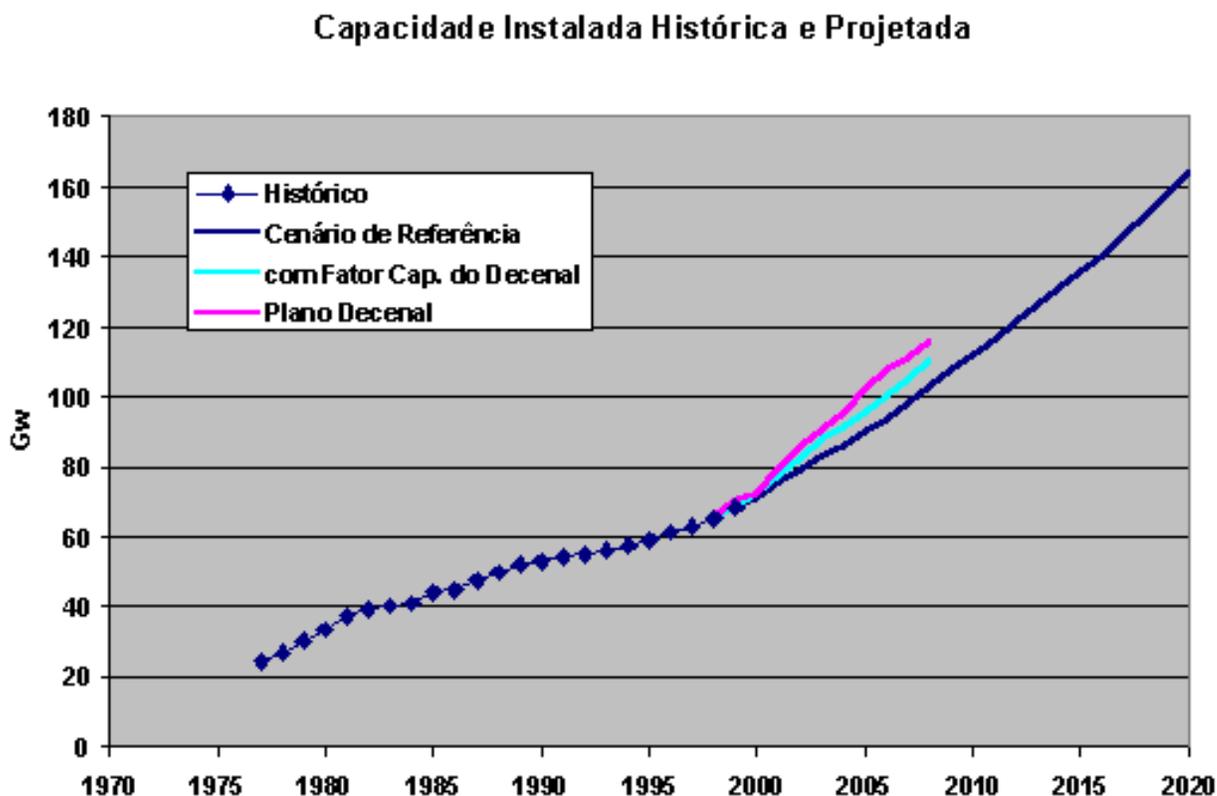


Figura 3.4: Capacidade de Geração no Cenário de Referência usando metodologia desse trabalho comparada à capacidade de geração prevista no Plano Decenal (cenário econômico diferente). Compara-se ainda a capacidade instalada necessária, usando a demanda de energia considerada nesse trabalho e o fator de capacidade do Plano Decenal.

A demanda energética é fortemente dependente do cenário econômico e das hipóteses admitidas para o fator de capacidade. A comparação feita na Figura 3.4 torna possível discriminar a influência dos dois fatores: desse trabalho e do Plano Decenal.

Para definir a demanda de geração em cada um dos tipos de central é necessário dispor de valores de fator de capacidade a ser adotado no planejamento de cada tipo de usina. A Figura 3.5 apresenta a evolução histórica e a resultante das hipóteses consideradas para a evolução do fator de capacidade para centrais térmicas e para o total.

Capacidade de Geração Térmica Projetada

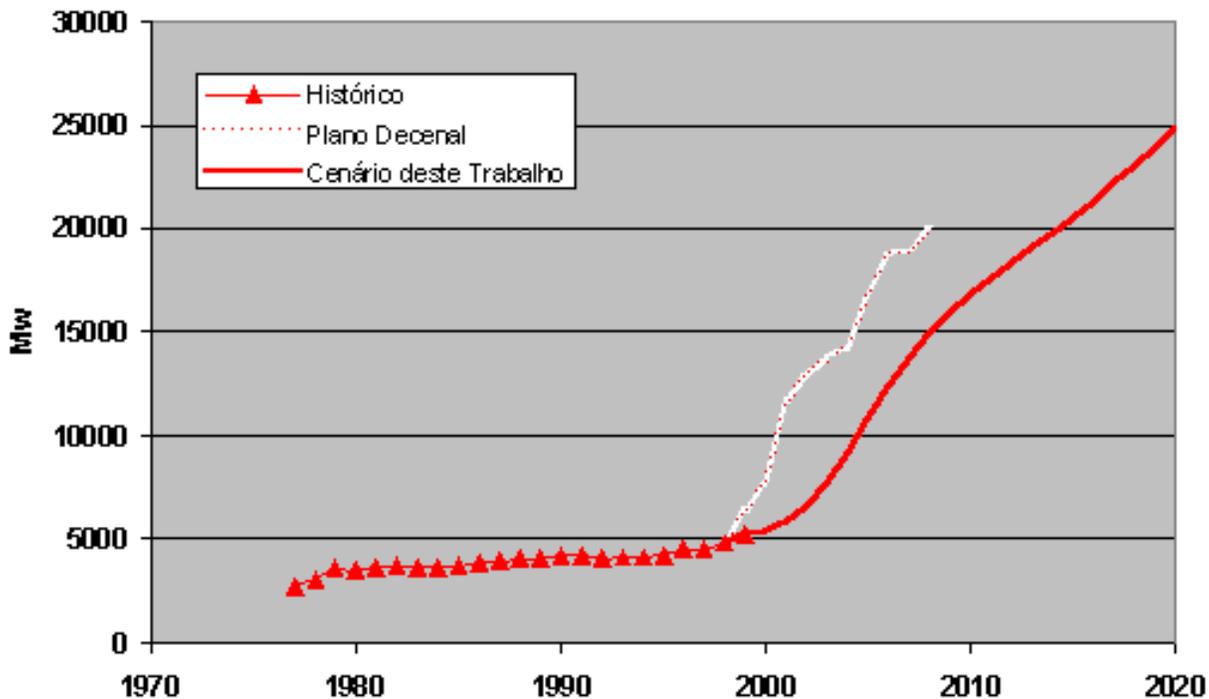


Figura 3.5: Capacidade de Geração Térmica histórica e projeções do Plano Decenal e a referente ao cenário deste trabalho.

Na Figura 3.3, mostrada anteriormente, podemos comparar os valores de acréscimo à capacidade térmica de geração a prevista no Plano Decenal e as capacidades aprovadas pela ANEEL e as resultantes das hipóteses desse trabalho.



[Página Principal](#)

[Aplicação da](#)

[Metodologia no Estudo de Termelétricas](#)

[Cenário Econômico de Referência](#)

[Demanda de Energia Equivalente](#)

[Demanda de Energia Elétrica](#)

[Geração](#)

[Termelétrica 2000-2020](#)

[Centrais por Tipo de Combustível na Geração](#)

[Capacidade de Geração Térmica Necessária](#)

[Emissões em Termelétricas](#)

[Conclusões](#)

<http://ecen.com>

[Vínculos e&e](#)

[Livro de Visitas](#)

<http://ecen.com>

Emissões dos Gases Geradores do Efeito Estufa por Termelétricas no Período 2000 a 2020

1. Introdução

Nosso objetivo neste trabalho é desenvolver a metodologia para avaliar a emissão de termelétricas de serviço público em diferentes cenários de crescimento econômico e de uso dessa forma de geração considerando os diferentes combustíveis utilizáveis.

Para isso percorremos o seguinte caminho:

1. Obtenção dos valores da produção associados a um Cenário Econômico de Referência;
2. Estudo da evolução da relação Energia Equivalente/PIB no Brasil, estudo dessa relação para outros países em uma data recente e sua projeção para determinar o crescimento da demanda em Energia Equivalente associada ao PIB;
3. Estudo da evolução na participação da Energia Elétrica no consumo em Energia Equivalente no Brasil. Estudo dessa relação em outros países em

data recente e avaliação do consumo Energia elétrica;

4. Avaliação das perdas, das importações e da participação dos autoprodutores visando obter a demanda de geração de energia nas centrais de serviço público (e de autoprodutores).
5. Avaliação da participação das térmicas de serviço público na geração de eletricidade.
6. Projeção da participação das térmicas na capacidade de geração de energia elétrica total e da participação dos diferentes combustíveis nessa geração.
7. Estudo sobre a eficiência na geração e sua projeção para os diferentes combustíveis e do consumo desses combustíveis na geração correspondente de eletricidade.
8. Projeção das emissões provenientes das centrais térmicas a partir da demanda de combustíveis e de informações do período 1990-1997 levantadas anteriormente.
9. Avaliação da evolução dos fatores de capacidade global e para diferentes tipos de usinas.
10. Avaliação da necessidade de incremento da Capacidade Instalada

Nota: Os passos 9 e 10 não são necessários, a rigor, aos cálculo das emissões e foram realizados para estimar a capacidade de geração necessária e compara-la com a planejada. As conclusões

preliminares encontram-se ao final deste trabalho.

2. Emissões de Gases Geradores do Efeito Estufa por Termelétricas

2.1. Metodologia de Avaliação das Emissões causadoras do Efeito Estufa

As emissões de CO₂ resultantes dependem fundamentalmente do consumo de combustíveis e de algumas particularidades de seu uso. No longo prazo a maioria dos compostos de carbono emitidos se degradam em CO₂. No caso particular do carvão mineral de alto teor de cinzas, como o brasileiro, faltam ainda estudos quantitativos sobre a retenção nessas cinzas de carbono não queimado e de outros compostos como os de enxofre.

Nessa avaliação de impacto de longo prazo usamos, para o carvão e demais combustíveis, dados paramétricos baseados em estudo anterior para o MCT e PNUD para o período 1990-1997.

O consumo de combustíveis foi convertido de tEP para TJ de acordo com índices anuais para cada combustível de acordo com os dados de base do Balanço Energético para cada ano. Na falta de dados específicos sobre as emissões foram usados dados paramétricos recomendados. Os fatores usados são mostrados na Tabela 2.1

Tabela 2.1: Parâmetros usados na avaliação das emissões

Combustível		Unidade	Fator de conversão	Unidade do Fator de Conversão	Fator de emissão de Carbono (tC/TJ)	Fração de Carbono oxidado
Óleo Diesel	521553	m³	38,35	TJ/E03 m³	20,2	0,99
Óleo Combustível	292	E03t	42,24	TJ/E03t	21,1	0,99
CV 3100	345	E03t	12,98	TJ/E03t	26,2	0,98
CV 3300	1471	E03t	13,82	TJ/E03t	26,2	0,98
CV 4200	71	E03t	17,58	TJ/E03t	26,2	0,98
CV 4500	790	E03t	18,84	TJ/E03t	26,2	0,98
CV 6000	34	E03t	25,12	TJ/E03t	26,2	0,98
Gás Natural	6121	E03m³	43,77	TJ/E06 m³	15,3	0,995
CV					26,2	0,98

Combustível		Unidade	Fator de conversão	Unidade do Fator de Conversão	Fator de emissão de Carbono (tC/TJ)	Fração de Carbono oxidado
Óleo Diesel	521553	m³	38,35	TJ/E03 m³	20,2	0,99
Óleo Combustível	292	E03t	42,24	TJ/E03t	21,1	0,99
CV 3100	345	E03t	12,98	TJ/E03t	26,2	0,98
CV 3300	1471	E03t	13,82	TJ/E03t	26,2	0,98
CV 4200	71	E03t	17,58	TJ/E03t	26,2	0,98
CV 4500	790	E03t	18,84	TJ/E03t	26,2	0,98
CV 6000	34	E03t	25,12	TJ/E03t	26,2	0,98
Gás Natural	6121	E03m³	43,77	TJ/E06 m³	15,3	0,995
CV					26,2	0,98

Como primeira aproximação pode-se usar os seguintes parâmetros médios

Tabela 2.2: Emissões médias por TJ

	Óleo			
	Carvão Vapor	Combustível	Óleo Diesel	Gás Natural
tCO ₂ /TJ	0,094145	0,076598	0,073326	0,05582
kgN ₂ O/TJ	0,001	0,003	0,003	0,001
kgNO _x /TJ	0,3	0,2	0,2	0,3
kgCO/TJ	0,02	0,015	0,015	0,02
kgSO ₂ /TJ	0,0024	0,0026	0,0024	0

2.2 Evolução das Emissões

A Figura 2.1: Mostra os resultados das emissões históricas e projetadas para o dióxido de carbono.

Emissão de CO2 na Geração Energia em Térmicas Convencionais Serv. Público

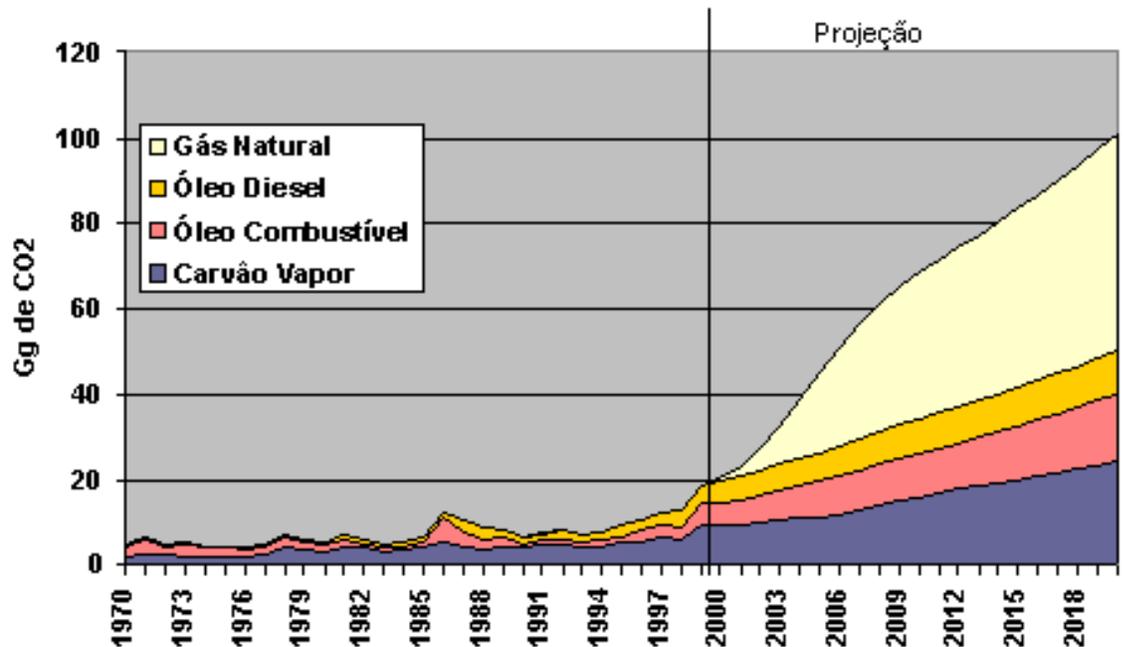


Figura 2.1: Emissões anuais de CO2 na geração térmica de eletricidade em centrais de serviço público

As Figuras 2.2 a 2.5 mostram a evolução das emissões em Gg/ano e acumuladas no período indicado para N2O, NOx, CO e SO2 no período. Os valores das emissões para os anos selecionados e o acumulado no período 2001/2020 são mostrados na Tabela 2.3 a 2.7 para os diversos gases considerados

Uma avaliação mais precisa das emissões pode ser feita, para o passado, atribuindo valores específicos para cada central e a partir dos dados sobre o combustível. Estes últimos estão sendo solicitados às autoridades da área energética. Para o carvão já se dispõe de dados sobre os combustíveis que foram utilizados em trabalho anterior para o MCT e PNUD.

Tabela 2.3: Emissões de CO2 em gG/ano

	CARVAO VAPOR	OLEO COMB.	OLEO DIESEL	GAS NATURAL	TOTAL
1998	6	3	4	0	13
2000	9	5	5	1	20
2005	11	8	7	18	45
2010	16	10	8	34	68
2015	20	13	9	42	83
2020	24	16	10	51	101
2001/2020	324	213	161	623	1321

Tabela 2.4: Emissões N2O gG/ano

	CARVAO VAPOR	OLEO COMBUS- TIVEL	OLEO DIESEL	GAS NATURAL	TOTAL
1998	0.1	0.1	0.2	0.0	0.3
2000	0.1	0.2	0.2	0.0	0.5
2005	0.1	0.3	0.3	0.3	1.0
2010	0.2	0.4	0.3	0.6	1.5
2015	0.2	0.5	0.4	0.7	1.8
2020	0.3	0.6	0.4	0.9	2.2
2001/2020	3.4	8.3	6.6	11.2	29.5

Tabela 2.5: Emissões Nox gG/ano

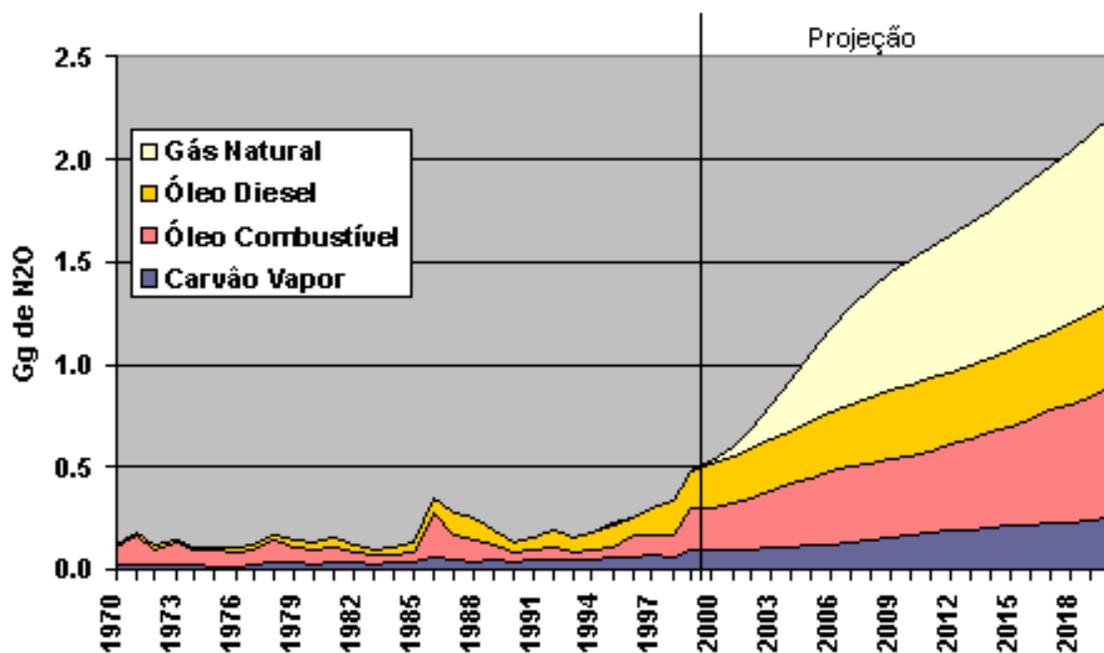
	CARVAO VAPOR	OLEO COMBUS- TIVEL	OLEO DIESEL	GAS NATURAL	TOTAL
1998	19	7	11	0	38
2000	29	13	14	5	62
2005	36	22	18	99	175
2010	50	26	23	183	283
2015	63	33	25	225	345
2020	76	42	28	272	418
2001/2020	1032	556	440	3350	5378

Tabela 2.6: Emissões CO gG/ano

	CARVAO VAPOR	OLEO COMBUS- TIVEL	OLEO DIESEL	GAS NATURAL	TOTAL
1998	1.3	0.5	0.8	0.0	2.7
2000	1.9	1.0	1.1	0.3	4.3
2005	2.4	1.6	1.4	6.6	12.0
2010	3.4	2.0	1.7	12.2	19.3
2015	4.2	2.5	1.8	15.0	23.5
2020	5.1	3.1	2.1	18.2	28.5
2001/2020	68.8	41.7	33.0	223.4	366.8

Tabela 2.7: Emissões CO gG/ano

Emissões SO ₂ gG/ano					
	CARVÃO VAPOR	OLEO COMBUSTÍVEL	OLEO DIESEL	GÁS NATURAL	TOTAL
1998	0.2	0.1	0.1	0.0	0.4
2000	0.2	0.2	0.2	0.0	0.6
2005	0.3	0.3	0.2	0.0	0.8
2010	0.4	0.3	0.3	0.0	1.0
2015	0.5	0.4	0.3	0.0	1.2
2020	0.6	0.5	0.3	0.0	1.5
2001/2020	8.3	7.2	5.3	0.0	20.8

Emissão de N₂O na Geração Energia em Térmicas Convencionais Serv. PúblicoFigura 2.2: Emissões anuais de N₂O na geração térmica de eletricidade em centrais de serviço público

Emissão de NOx na Geração Energia em Térmicas Convencionais Serv. Público

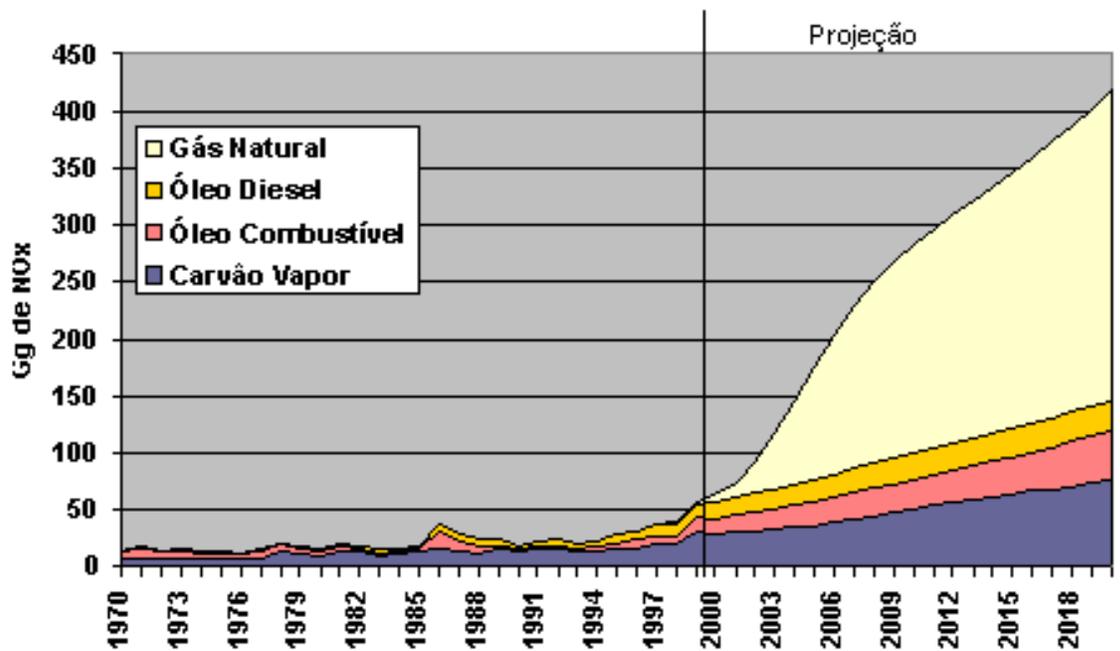


Figura 2.3: Emissões anuais de NOx na geração térmica de eletricidade em centrais de serviço público

Emissão de CO na Geração Energia em Térmicas Convencionais Serv. Público

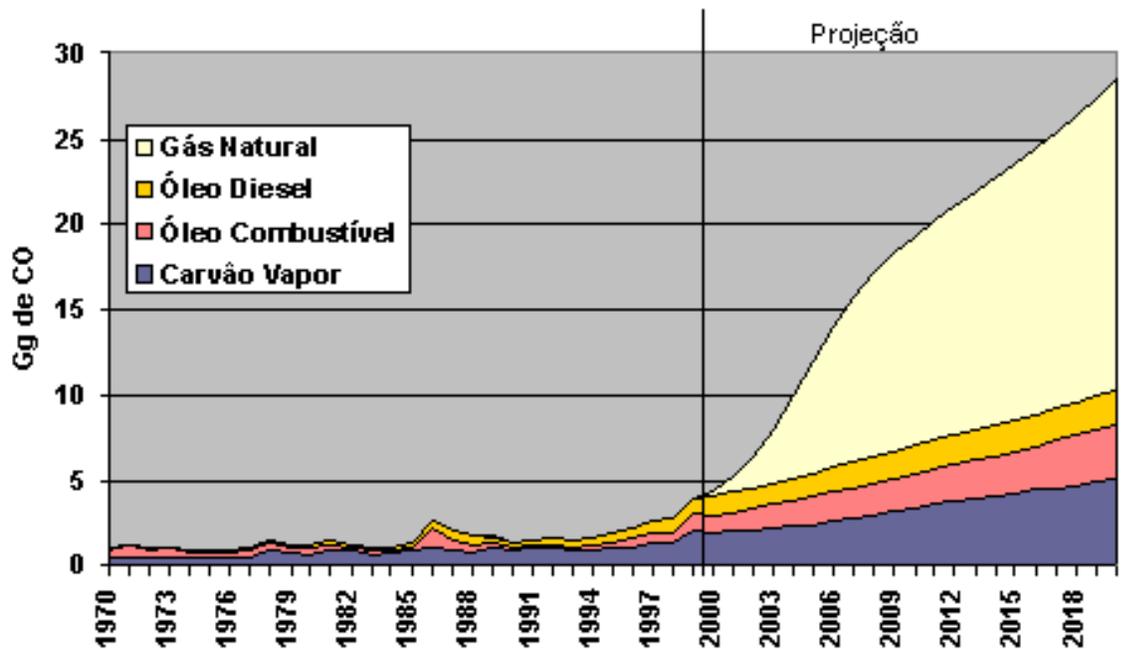


Figura 2.4: Emissões anuais de CO na geração térmica de eletricidade em centrais de serviço público

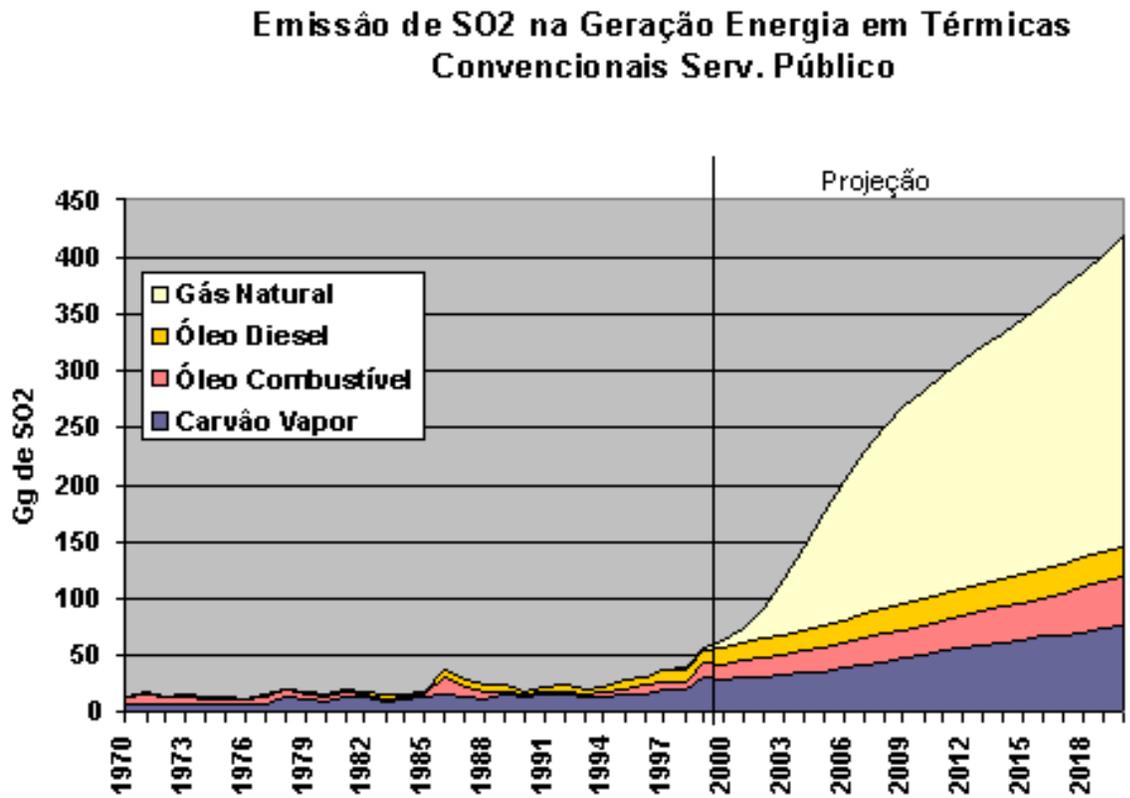


Figura 2.5: Emissões anuais de N₂O na geração térmica de eletricidade em centrais de serviço público

3 – Conclusões e Ensaio de Sensibilidade

Estudamos, nesse trabalho o efeito na emissão de gases geradores de efeito estufa na geração de energia elétrica em térmicas convencionais (não nucleares) nas centrais de serviço público. Admitimos que a participação das térmicas convencionais na geração de eletricidade nesse tipo de centrais passaria dos atuais 6% (3% em 1995) para 17% do total. Esta participação estaria ainda bastante abaixo da média mundial atual, de mais de 60% de eletricidade de origem térmica convencional.

As emissões provenientes desse tipo de central para estariam incrementadas, em 2020 de um fator 5 em relação a 1999. Haveria, em duas décadas, um acréscimo de cerca 0,45 t/ano de emissão de CO₂ por habitante.

A metodologia parte diretamente da atividade econômica para chegar ao consumo de energia total e a participação da eletricidade. Define-se uma trajetória de introdução das térmicas e a participação dos diferentes combustíveis considerando-se as eficiências de geração para cada combustível. Pode-se assim avaliar diferentes hipóteses de crescimento econômico e de consumo e geração de eletricidade.

Na hipótese aqui considerada a participação do gás natural seria de 10% do total da geração nas centrais de serviço público (outros energéticos seriam responsáveis pelos outros 7% do total). Essa hipótese apresenta menor emissão que se a mesma participação térmica fosse obtida a partir de outros combustíveis. No entanto, como elas serão utilizadas na base, o possível efeito regulador que térmicas a óleo combustível e até mesmo a carvão mineral (quando não vinculados a compromissos de produção) fica minimizado.

O procedimento desenvolvido auxilia a análise do impacto nas emissões dessa ou de outras opções que venham a ser tomadas na área.

Na hipótese aqui adotada, por exemplo, estamos supondo um incremento significativo na eficiência das novas centrais, sobretudo devido à possibilidade do uso da cogeração. Na ausência dessa melhoria, as emissões estariam incrementadas em 6% no período além das projeções aqui apresentadas. Isso representaria, no período de vinte anos, 87 milhões de toneladas de carbono extra colocados na atmosfera.

Se considerarmos a alternativa de uma menor participação do gás natural de 10% para 8%, em benefício do óleo combustível, verificamos que isso acarretaria um acréscimo na emissão em 2020 de 3% e um acréscimo acumulado de 35 milhões de toneladas de CO₂ de gases colocadas na atmosfera. Isto não leva

em conta, entretanto, o benefício no efeito regulador que as centrais a óleo combustível poderia propiciar, possibilitando uma melhor utilização das centrais hidrelétricas.

A partir de informações complementares é possível fazer variar o incremento da utilização da capacidade instalada e avaliar o impacto líquido de tal opção. Outra possibilidade, aberta pela metodologia, é estudar o possível papel do incremento do comércio de energia elétrica com os países vizinhos que também poderia permitir uma maior utilização do parque gerador dos países.

A disponibilidade de um modelo integrado, como o que está em elaboração, permite facilmente fazer este tipo de simulação e, através do uso de parâmetros técnicos adequados, torna possível obter rapidamente uma primeira avaliação de impacto.

Poderia ser considerado ainda, usando a metodologia desenvolvida, o efeito do uso de biomassa na geração de eletricidade que poderia reduzir as emissões de CO₂.

Um programa de computador que possibilita fazer a análise integrada das diferentes variáveis que influem nas emissões na geração térmica de eletricidade estará brevemente disponível.



BUSCA

CORREIO

DADOS ECONÔMICOS

DOWNLOAD

e&e ANTERIORES

Página Principal

Anterior

Estudo

Termelétricas

Cenário

Econômico de Referência

Demanda de

Energia

Equivalente

Demanda de

Energia Elétrica

Geração

Termelétrica 2000-2020

Centrais por Tipo de Combustível na

Geração

Capacidade de

Geração Térmica

Necessária

Emissões em

Termelétricas

Conclusões

Vínculos e&e

Livro de Visitas

<http://ecen.com>

Cenário Econômico de Referência (continuação 1)

1.4. Passivo Externo Líquido

O Passivo Externo Líquido (dívida pública + investimentos externos diretos acumulados) foi suposto limitado a 70% do PIB. A taxa de juros real paga pela Dívida Externa foi suposta de 5,5% ao ano e a remuneração líquida dos investimentos externos de 3,5% ao ano. A evolução esperada do passivo externo líquido é mostrada na Figura 1.5.

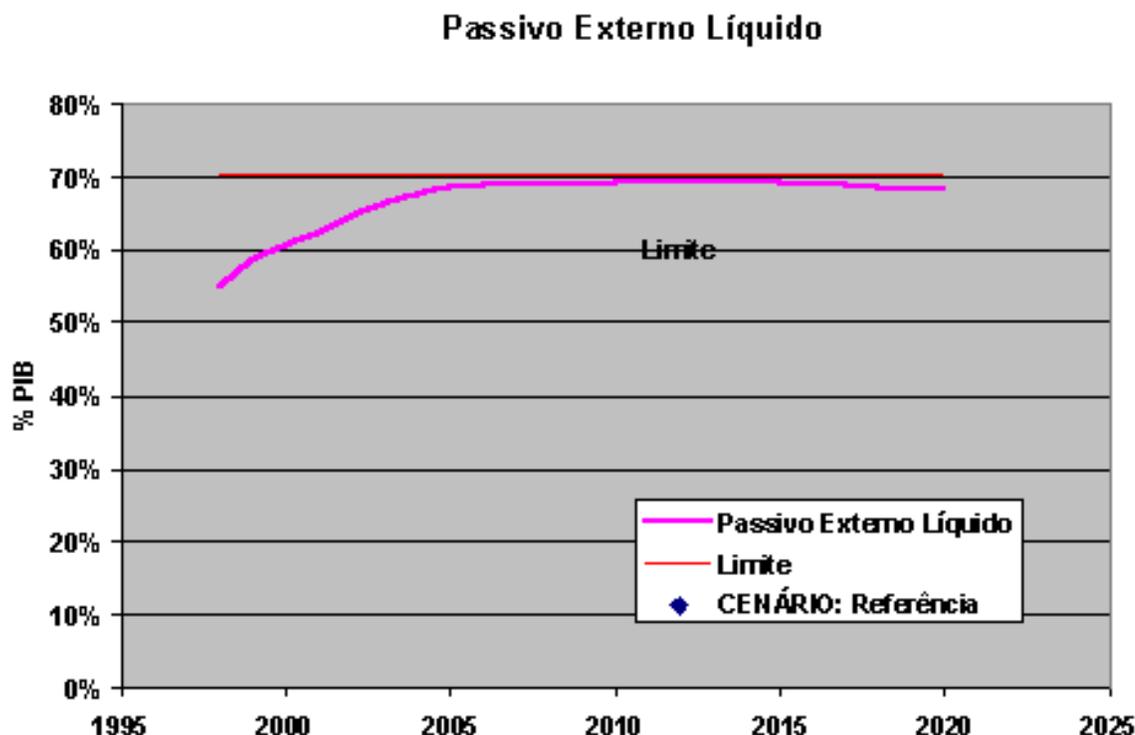


Figura 1.5: A evolução da balança comercial que consideramos, foi estabelecida de maneira a manter o passivo externo em torno de 70% do PIB. As taxas reais de remuneração do capital financeiro consideradas na extrapolação foram de 3,5% ao ano para o investimento direto e 5,5% para a dívida externa.

5 Fator de Utilização da Capacidade de Produção

Consideramos que o fator de utilização da capacidade produtiva tenderia para a média verificada anteriormente. Foi constatado um hiato de produção, em relação à capacidade de produção, de 6% em 1999. A recuperação do uso dessa capacidade foi considerada como ocorrendo nos próximos anos. Esta recuperação seria a indicada pelas taxas de crescimento introduzidas para os anos de 2000 e 2001 com base nas prévias de produção para 2000 e das expectativas para 2001.

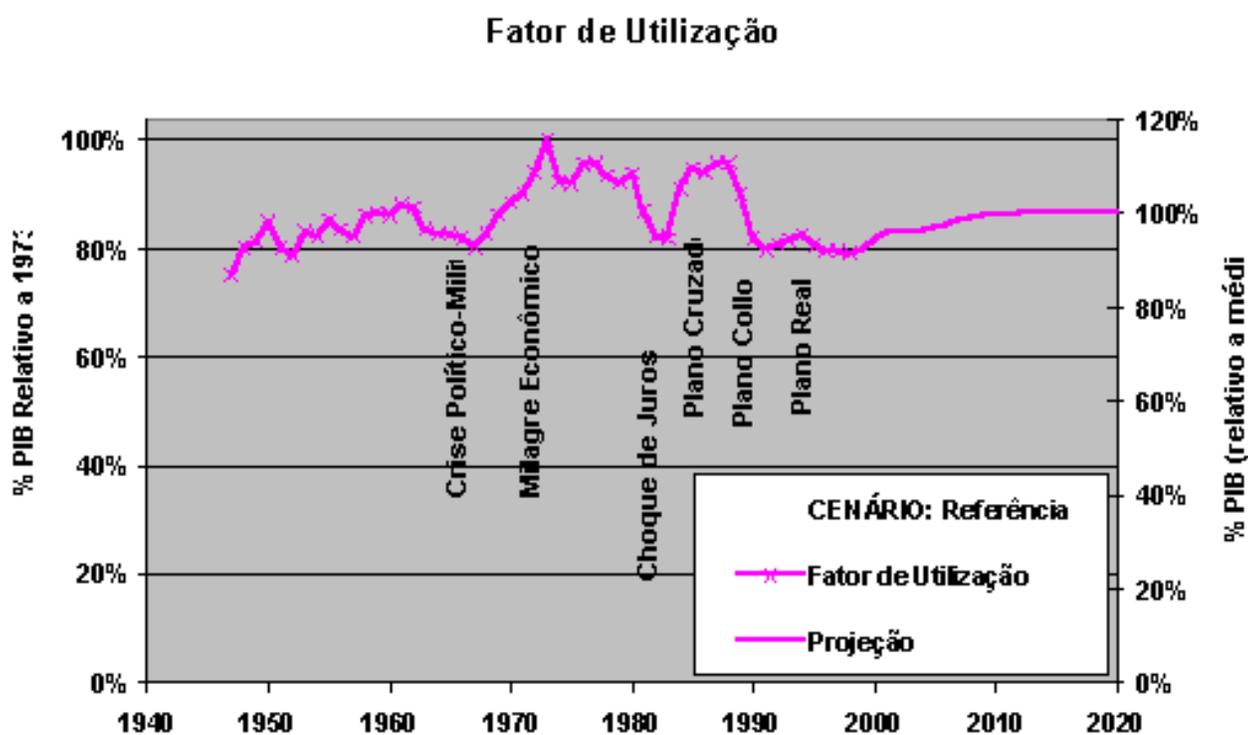


Figura 1.6: Evolução do fator de utilização da economia relativa à média e à utilização máxima da capacidade existente.

O Programa estima o fator de utilização comparando a produção real com a média de utilização da capacidade nos anos anteriores. Os valores históricos e projetados são representados na Figura 1.6. Também é indicada a recuperação esperada para os próximos anos.

6. Projeção do PIB

Dessas suposições e das iterações internas do Programa deduzimos uma projeção do PIB que é mostrada na Figura 7.

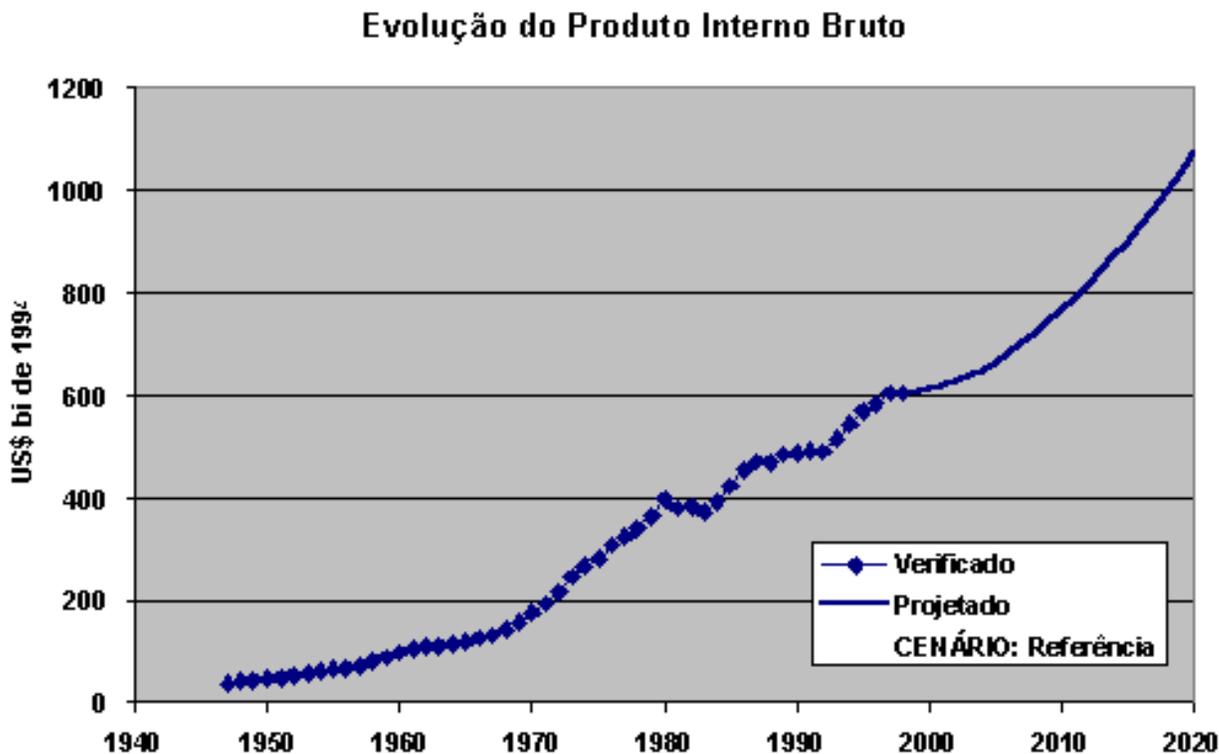


Figura 7: Crescimento do PIB em função das hipóteses anteriormente formuladas.

As principais variáveis que influenciam o crescimento são supostas evoluindo da maneira resumida na Tabela 1.1 em percentuais do PIB .

Tabela 1: Principais Variáveis do Cenário

	1998	1999	2000	2001	2003	2008	2013	2018
Consumo (% PIB)	82,7%	82,6%	82,3%	81,6%	77,3%	75,5%	75,0%	74,7%
Poupança Territorial (% PIB)	17,3%	17,4%	17,7%	18,4%	22,7%	24,5%	25,0%	25,3%
Transferência p/ Exterior (% PIB)	-2,7%	-1,3%	-0,8%	-0,1%	1,0%	1,2%	1,5%	1,3%

Investimento (% PIB)	19,9%	18,7%	18,5%	18,4%	21,7%	23,3%	23,4%	24,0%
	1998	1999	2000	2001	2003	2008	2013	2018
Exportação (% PIB)	6,6%	6,9%	7,2%	7,7%	8,7%	8,9%	9,2%	9,1%
Importação (% PIB)	7,4%	7,1%	6,9%	6,7%	6,7%	6,7%	6,7%	6,8%

7 Investimentos

Pode-se notar que o cenário supõe uma forte retomada da poupança interna e um sólido superávit na Balança Comercial. A retomada do desenvolvimento exigiria uma recuperação nos investimentos, restabelecendo os níveis anteriores aos da década de noventa, como é mostrado na Figura 1.8.

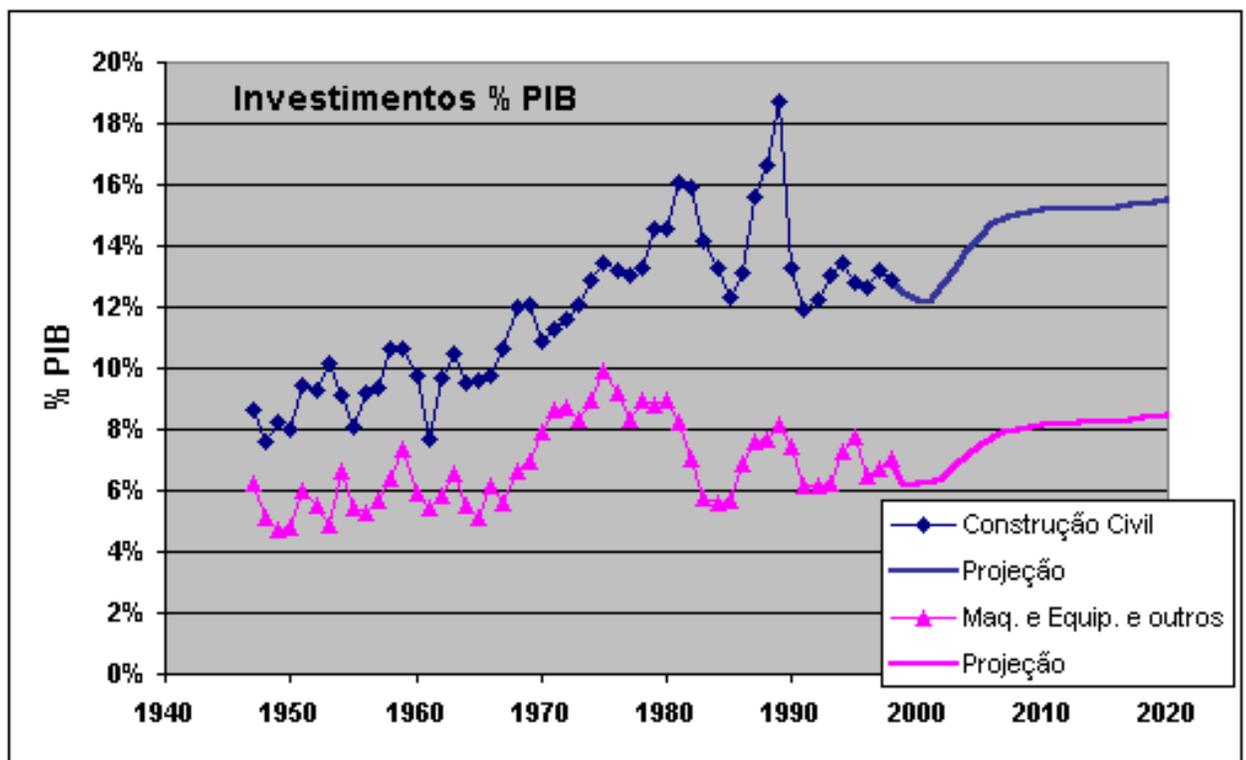


Figura 1.8: Os investimentos retomariam os níveis anteriores à década de 1990.



[Página Principal](#)

[Estudo
Termelétricas](#)

[Cenário
Econômico de
Referência](#)

[Demanda de
Energia
Equivalente](#)

[Demanda de
Energia Elétrica
Geração](#)

[Termelétrica
2000-2020](#)

[Centrais por Tipo
de Combustível na
Geração](#)

[Capacidade de
Geração Térmica
Necessária](#)

[Emissões em
Termelétricas](#)

[Conclusões](#)

[Vínculos e&e
Livro de Visitas](#)

<http://ecen.com>

2. Geração de Eletricidade a partir de Termelétricas e Demanda dos Combustíveis na Geração

2.1: Eficiência Aparente na Geração de Eletricidade

A eficiência aparente na geração de eletricidade nas termelétricas de serviço público pode ser obtida, comparando a energia gerada à contida nos combustíveis utilizados. Os dois dados estão disponíveis nas séries históricas do BEN.

Na Figura 2.1 estão indicadas as eficiências obtidas a partir desses dados e a projeção para o próximo período. Foi suposto algum incremento na eficiência média das centrais a óleo combustível e carvão vapor. Para o gás natural foi suposta uma substancial participação de cogeração que, associada a outros equipamentos de tecnologia mais recente, pode incrementar sua eficiência. Esses valores preliminares deverão merecer revisão futura a partir do estudo das características dos projetos em implantação ou em elaboração.

Eficiências das Fontes na Geração de Eletricidade

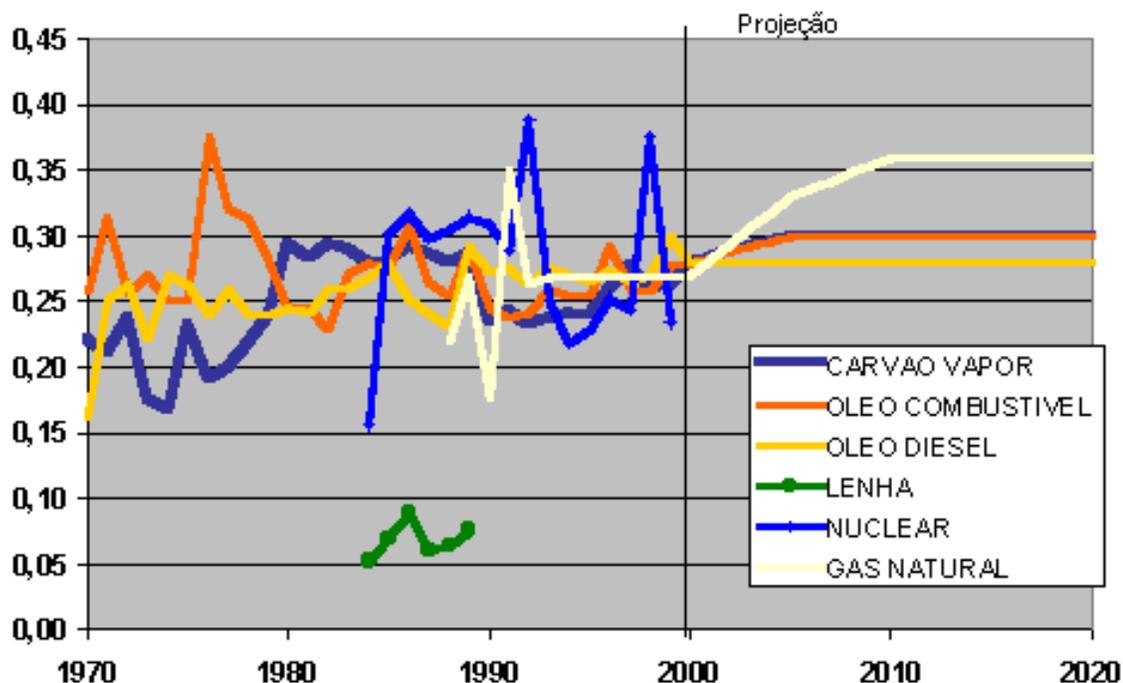


Figura 2.1: Eficiências aparentes na geração de eletricidade e valores projetados.

Na Tabela 2.1 mostramos os valores de eficiências adotados para alguns anos de referência. A eficiência para os anos intermediários é interpolada.

Tabela 2.1: Eficiência na Geração de Eletricidade – Valores Projetados

	1998	2000	2005	2010	2015	2020
CARVÃO VAPOR	0,260	0,280	0,300	0,300	0,300	0,300
OLEO COMBUSTÍVEL	0,258	0,280	0,300	0,300	0,300	0,300
OLEO DIESEL	0,272	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280
GÁS NATURAL	0,269	0,270	0,330	0,360	0,360	0,360

No caso do carvão mineral os dados primários do BEN contêm a energia gerada por tipo de carvão, sendo possível obter a eficiência aparente para cada tipo de carvão como é mostrado na Figura 2.2.

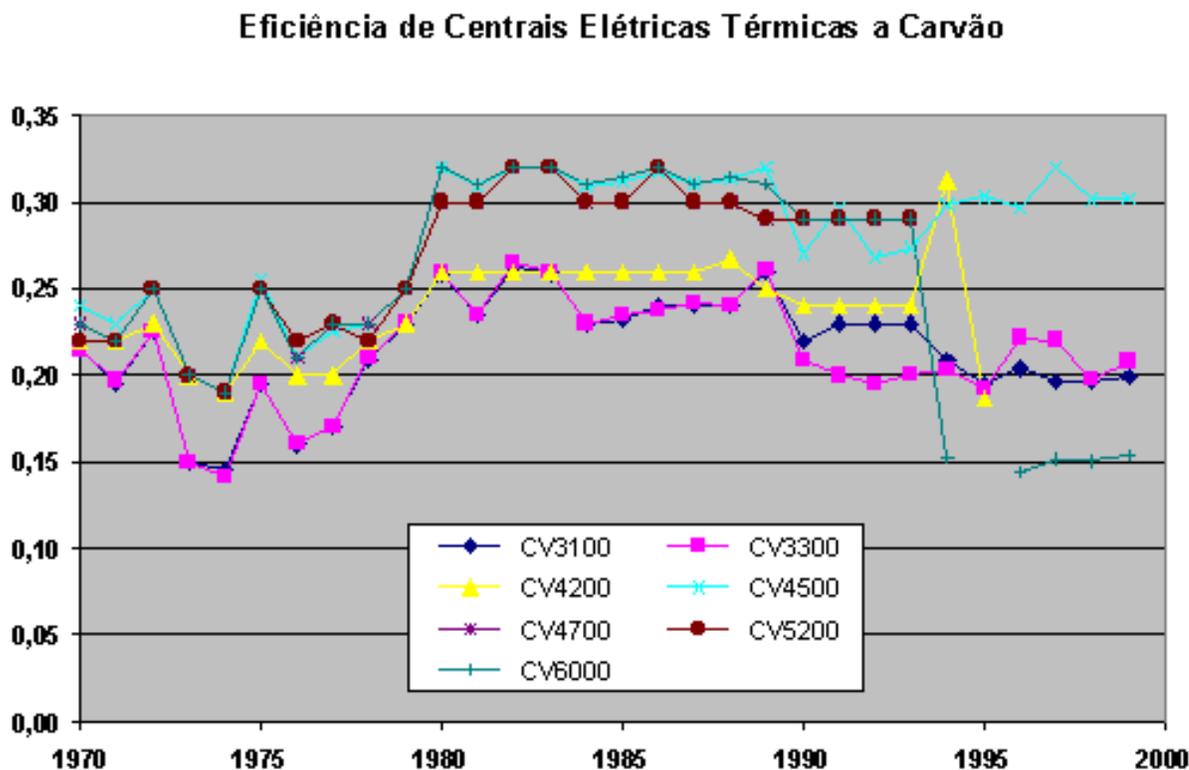


Figura 2.2: Eficiências de termelétricas a carvão para diferentes tipos de carvão. O número que segue

CV(carvão vapor) indica o seu valor energético expresso em kcal/kg.

Para os projetos futuros, a qualidade do carvão deve ser um parâmetro a considerar na eficiência esperada.

2.2 Demanda de Combustível para Geração Elétrica em Centrais de Serviço Público

A partir da avaliação da energia gerada nas centrais públicas e da eficiência esperada pode-se avaliar a demanda de combustíveis para as centrais térmicas. Na Figura 2.3 mostramos a demanda por combustíveis em função da produção de eletricidade e das eficiências projetadas.

A Tabela 2.2 mostra os valores do consumo de combustíveis esperado para o período nos anos intermediários.

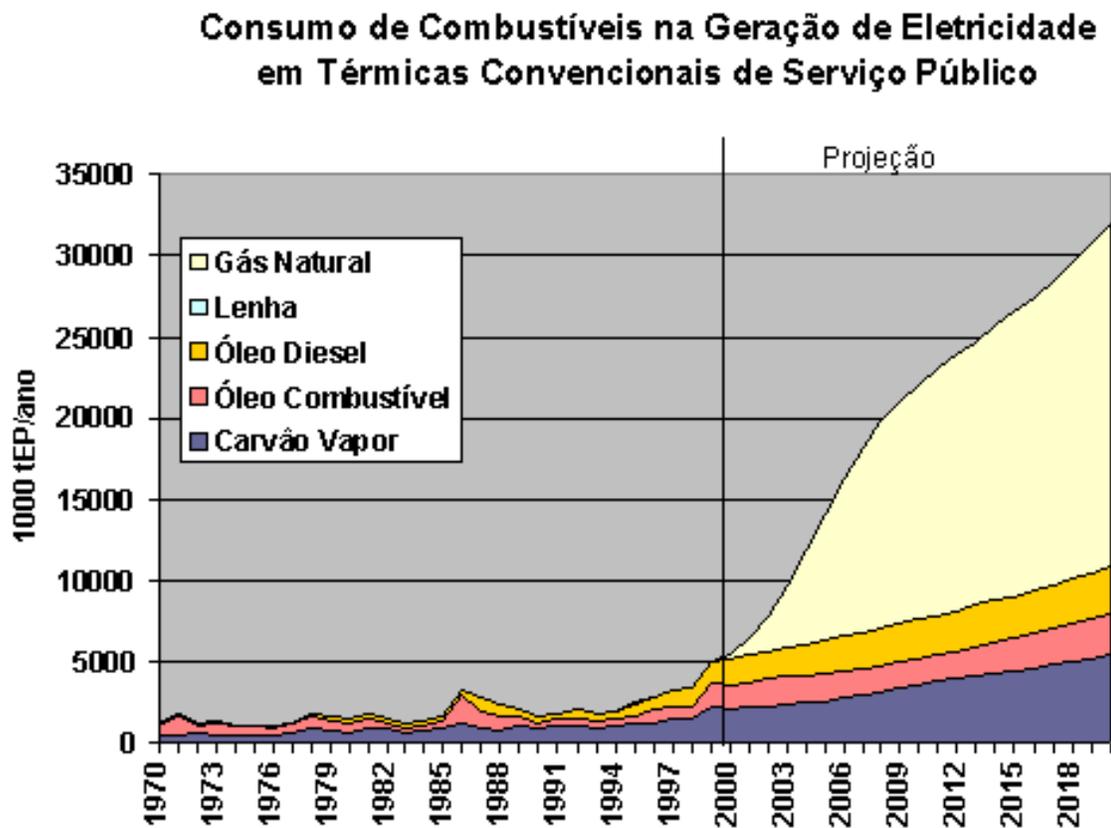


Figura 2.3: Consumo de Combustíveis para o Cenário de Referência

Tabela 2.2: Consumo de Combustível na Geração de Eletricidade em Centrais de Serviço Público 1000 tEP/ano

	1998	2000	2005	20	2015	2020
CARVÃO VAPOR	1424	2140	2625	3718	4673	5634
ÓLEO COMBUSTÍVEL	804	1474	2403	2894	3628	4646
ÓLEO DIESEL	1224	1593	2028	2520	2713	3053
GÁS NATURAL	33	363	7307	13535	16576	20091

Tabela 2.3: Consumo de Combustíveis na Geração de Eletricidade em Centrais de Serviço Público – Unidades Naturais

	Carv. Vapor	Óleo Combust.	Óleo Diesel	Gás Natural			Carv. Vapor	Óleo Combust.	Óleo Diesel	Gás Natural	
	10 ³ t/ano	10 ³ m3/ano	10 ³ t/ano	10 ⁶ m3/an	10 ³ m3/dia		10 ³ t/ano	10 ³ m3/ano	10 ³ t/ano	10 ⁶ m3/ano	10 ³ m3/dia
2000	5951	1558	1878	398	1092	2010	10337	3059	2971	14841	40662
2001	6201	1734	1982	1062	2908	2011	10939	3159	3039	15566	42646
2002	6428	1937	2077	2228	6104	2012	11501	3290	3090	16232	44471
2003	6676	2158	2175	3909	1070	2013	12025	3451	3129	16877	46238
2004	6961	2369	2279	5927	16238	2014	12519	3635	3163	17522	48005
2005	7298	2540	2392	8012	21950	2015	12993	3835	3200	18176	49797
2006	7827	2705	2521	9964	27299	2016	13489	4049	3250	18884	51736
2007	8420	2824	2651	11621	31837	2017	13998	4266	3315	19620	53754
2008	9055	290	2775	12948	35474	2018	14526	4482	3394	20389	55859
2009	9702	2980	2883	13994	38339	2019	15081	4697	3489	21191	58057
2010	10337	3059	2971	14841	40662	2020	15665	4911	3600	22029	60354

3. Projeção da Capacidade Instalada de Geração

de Eletricidade em Centrais de Serviço Público