

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUIZ FILIPE ALVES CORDEIRO

PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO
BRASILEIRO COM FOCO NAS
EMISSÕES DE CO₂

Recife

2015

LUIZ FILIPE ALVES CORDEIRO

**PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO COM FOCO NAS
EMISSÕES DE CO₂**

Tese submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Pernambuco.

ORIENTADOR: PROF. RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO, D.Sc

Recife
2015

Catálogo na fonte
Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

C794p Cordeiro, Luiz Filipe Alves.
Planejamento do setor elétrico brasileiro com foco nas emissões de
CO₂ / Luiz Filipe Alves Cordeiro. - Recife: O Autor, 2015.
184 folhas, il., gráfs., tabs.

Orientador: Prof. DSc. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.
Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2015.
Inclui Referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Eficiência Energética. 3. Emissões de CO₂.
4. Planejamento do Setor Elétrico. 5. Segurança Energética. I. Aquino,
Ronaldo Ribeiro Barbosa de. (Orientador). II. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2015-233

**PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE
TESE DE DOUTORADO DE**

LUIZ FILIPE ALVES CORDEIRO

TÍTULO

**“PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO
COM FOCO NAS EMISSÕES DE CO₂”**

A comissão examinadora composta pelos professores: RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO, DEE/UFPE; MANOEL AFONSO DE CARVALHO JÚNIOR, DEE/UFPE; JOSÉ MAURÍCIO DE BARROS BEZERRA, DEE/UFPE; BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, DEE/UFCG e WELLINGTON SANTOS MOTA, DEE/UFCG, sob a presidência do primeiro, consideram o candidato **LUIZ FILIPE ALVES CORDEIRO APROVADO**.
Recife, 20 de agosto de 2015.

1.1.1.1 CECILIO JOSÉ LINS PIMENTEL
Coordenador do PPGE

**1.1.1.2 RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE
AQUINO**
Orientador e Membro Titular Interno

BENEMAR ALENCAR DE SOUZA
Membro Titular Externo

MANOEL AFONSO DE CARVALHO JÚNIOR
Membro Titular Interno

WELLINGTON SANTOS MOTA
Membro Titular Externo

**1.1.1.3 JOSÉ MAURÍCIO DE BARROS
BEZERRA**
Membro Titular Interno

A DEUS pelo dom da vida.

A Luiz Fernando e Maria do Carmo, meus pais, portos seguros, para realização de todos os projetos de minha vida.

A Moisés e Marília, meus irmãos, anjos de Deus em minha vida.

Ao meu avô, Sinésio pelo homem sábio e justo que é. Ao meu querido avô, Zacarias in memoriam.

As minhas avós, Ana e Lourença, in memoriam.

A todos os meus familiares que sempre foram “coadjuvantes” durante toda a jornada.

Por fim, as pessoas muito importantes nessa empreitada de cinco anos, minha esposa Isabela, minha filha Mariana e meu filho Luiz Miguel. Foram noites ocupadas com estudos...

Mariana sempre dizia, papai um dia também vou estudar em uma escola grande como a sua e quero ser engenheira... Ela, Mariana, com três anos de idade, queria brincar comigo e que eu não fosse para a Universidade, então, questionou-me:

"Papaizinho, por que você tem que ir para a escola e demora a voltar para me buscar?"

Eu respondi: "Não sei... só Deus sabe..."

É claro, que era uma resposta rápida e fácil que eu uso com muita frequência.

Mais tarde, eu me perguntava por que, e eu percebi que, na verdade, a pergunta "por que" motiva a pensar.

A criança tenta entender o mundo, perguntando "por que".

A maneira do adulto para encontrar uma melhor compreensão do mundo é ir para a escola de “gente grande” e fazer o que a sociedade denomina de “Doutorado”.

Para minha filha Mariana e meu filho Luiz Miguel.

AGRADECIMENTOS

Um Doutorado realizado em tempo parcial, atendendo a todas as obrigações em casa e no trabalho, só pode ser executado com a colaboração de muitas pessoas. Escolhi algumas para representá-las.

A Deus, pela sua presença constante em minha vida, por colocar tantas pessoas maravilhosas ao meu redor e principalmente pelo dom da sabedoria para o desenvolvimento deste trabalho.

A minha amada esposa Isabela, por todo amor, carinho, alegria e por compartilhar todos estes momentos ao meu lado.

A meus filhos amados, Luiz Miguel e Mariana, por serem sinônimos da presença real de Deus em minha vida.

Ao meu pai Luiz Fernando pelo amor, dedicação, apoio e ao incentivo para seguir sempre em frente, e por me ensinar a enxergar as maravilhas da natureza que Deus colocou a nossa disposição nas coisas mais simples.

A minha mãe Maria do Carmo pelo amor que só as mães são capazes de oferecer, pelas orações e presença constante em todos os momentos de minha vida. E, por me ensinar que temos um Deus que nos segura no Colo em todos os momentos de nossa vida.

A meus irmãos, Moisés e Marília pela união que ajudou a tornar o caminho mais suave.

A meus sogros, Jorge e Luiza por estarem sempre dispostos a ajudar e serem como pais para mim.

A Diretoria de Engenharia do Tribunal de Justiça de Pernambuco na pessoa de Maria José que sempre me incentivou e especialmente aos Engenheiros Elétricos e a Gerência de Orçamento.

Ao Prof. Otoni, sempre disposto a ajudar da melhor forma possível.

A meus amigos da UFPE, Davidson, Gabriel, Alexsandro, Guilherme, Rodrigo, Jonata por compartilhar o dia a dia universitário e todas as suas contribuições.

Especialmente ao Prof. Dr. Ronaldo Aquino pela dedicação e alegria; verdadeiro professor, PAI e amigo de todas as horas.

Outrossim, agradeço a todos que auxiliaram a tornar este projeto possível.

**“Por vezes sentimos que aquilo que fazemos não é senão uma gota de água no mar.
Mas o mar seria menor se lhe faltasse uma gota”. (Madre Teresa de Calcuta)**

Resumo da Tese como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

**PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO COM FOCO
NA EMISSÃO DE CO₂**

Luiz Filipe Alves Cordeiro

Agosto de 2015

Orientador: Prof. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino, D. Sc.

Área de Concentração: Processamento de Energia

Palavras-chave: Eficiência Energética, Emissões de CO₂, Planejamento do Setor Elétrico, Segurança Energética.

Número de Páginas: 184

O presente estudo, objetiva analisar o atual planejamento do sistema elétrico brasileiro e apontar propostas que visam diversificar a matriz energética brasileira, trazendo como benefícios um sistema robusto que proporcione a redução gradual dos custos de geração, confiabilidade no fornecimento pela tecnologia adequada e por está mais próximo dos centros de carga e por fim, a redução dos impactos ambientais através da redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). Esse trabalho procura avaliar os potenciais do sistema elétrico e propor ações mitigadoras tanto no consumo de energia elétrica com o auxílio das redes neurais artificiais como na geração com a proposta de possibilitar ao Operador Nacional do Sistema (ONS) a otimização do planejamento minimizando CO₂.

Abstract of Thesis as a partial fulfillment of the requirement for the Doctor's degree in
Electrical Engineering.

THE BRAZILIAN POWER SECTOR PLANNING WITH FOCUS ON CO₂ EMISSIONS

Luiz Filipe Alves Cordeiro

August 2015

Supervisor: Prof. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino, D. Sc.

Area of Concentration: Energy processing

Keywords: Energy Efficiency, CO₂ Emissions, Planning the electrical sector, energy security

Number of Pages: 184

The present study aims to analyze the current planning of the Brazilian electrical system and point proposals to diversify the Brazilian energy matrix, bringing benefits as a robust system that provides a gradual reduction of generation costs, reliability of supply by appropriate technology and is more near the load centers and finally the reduction of environmental impacts by reducing emissions of Greenhouse Gases (GHGs). This study evaluates the potential of the electric system and propose mitigating actions in power consumption based in artificial neural networks and help to the generation with the proposal to enable the ONS (National Electric System Operator) to optimize the planning minimizing CO₂.

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. 1 Consumo de eletricidade no Brasil ao longo de décadas.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 1. 2 Consumo de Energia Elétrica no País entre os Principais setores</i>	<i>20</i>
<i>Figura 1. 3 Emissões de CO₂ pelo consumo de eletricidade na indústria.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 1. 4 Emissões de CO₂ pelo consumo de eletricidade no Brasil.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 1. 5 Emissões do Setor Elétrico Brasileiro, em MtCO₂</i>	<i>22</i>
<i>Figura 1. 6 Fator médio anual (gCO₂/kWh) do SIN.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 2. 1 Estrutura básica de um sistema elétrico.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 2. 2 Diagrama do Sistema Interligado Nacional – SIN.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 2. 3 Relação entre agentes e consumidores.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 2. 4 Representação do sistema</i>	<i>41</i>
<i>Figura 2. 5 Característica Hidrológica entre os subsistemas.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 2. 6 Representação da tomada de decisão de um sistema hidrotérmico pelo operador do sistema elétrico.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 2. 7 Função de custo futuro, custo imediato e custo total</i>	<i>43</i>
<i>Figura 2. 8 Modelagem do sistema hidrotérmico no planejamento da operação</i>	<i>44</i>
<i>Figura 2. 9 Leilões no Brasil.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 2. 10 Condição da otimalidade da expansão.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 2. 11 Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – SE/CO (R\$/MWh).....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 2. 12 Distribuição dos Custos Variáveis Unitários por fonte.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 2. 13 Distribuição das disponibilidades máximas por CVU e fonte – 2014.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 2. 14 Distribuição das disponibilidades máximas por CVU e fonte – 2018.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 2. 15 Emissões antrópicas de gases de efeito estufa mundiais.....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 2. 16 Evolução da Geração de Energia no SIN ao longo dos últimos anos.</i>	<i>64</i>
<i>Figura 2. 17 Geração de Energia por fonte do SIN.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 2. 18 Emissões de GEE por combustível</i>	<i>66</i>
<i>Figura 2. 19 Consumo de Energia Elétrica no País em GWh – Elaboração Própria</i>	<i>67</i>
<i>Figura 2. 20 Consumo de Energia Elétrica na Indústria, conforme PDE</i>	<i>67</i>
<i>Figura 2. 21 Emissões de CO₂ pelo consumo de eletricidade na indústria do Brasil ao longo de décadas</i>	<i>68</i>
<i>Figura 2. 22 Porcentagem de economia de energia elétrica total</i>	<i>69</i>
<i>Figura 2. 23 Porcentagem de economia de energia elétrica total</i>	<i>70</i>
<i>Figura 2. 24 Porcentagem de economia de energia elétrica total</i>	<i>70</i>
<i>Figura 2. 25 Porcentagem de economia de energia elétrica total</i>	<i>71</i>
<i>Figura 2. 26 Porcentagem de economia de energia elétrica no setor industrial</i>	<i>72</i>
<i>Figura 2. 27 Porcentagem de economia de energia elétrica no setor industrial</i>	<i>72</i>
<i>Figura 2. 28 Porcentagem de economia de energia elétrica no setor industrial</i>	<i>73</i>
<i>Figura 2. 29 Porcentagem de economia de energia elétrica no setor industrial</i>	<i>73</i>
<i>Figura 3. 1 Emissões por fonte de geração.[IPCC, 2010].....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 3.2 Capacidade de Instalação de Geração Elétrica no SIN.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 3. 3 Capacidade de Instalação de Geração Elétrica no SIN.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 3. 4 Capacidade de Instalação de Geração Elétrica no SIN.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 3. 5 Capacidade de Instalação de Geração Elétrica no SIN.....</i>	<i>82</i>
<i>Figura 3. 6 Porcentagem da Indústria no Consumo Total de Energia Elétrica.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 3. 7 Participação no consumo de energia dos sistemas na Indústria.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 3. 8 Evolução da Energia Armazena Máxima e Grau de Regularização do SIN</i>	<i>99</i>
<i>Figura 3. 9 Expansão adicional para manter o mesmo GR do SIN de 2014.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 4. 1 Representação do Sistema equivalente de Energia [DA SILVA, 2011]</i>	<i>107</i>
<i>Figura 4. 2 Fluxograma do modelo NEWAVE.....</i>	<i>109</i>
<i>Figura 4. 3 Esquema de uma usina hidrelétrica [JUNIOR, 2012]</i>	<i>110</i>
<i>Figura 4. 4 Esquema de geração de energia elétrica em uma usina térmica</i>	<i>113</i>
<i>Figura 4. 5 Esquema de funcionamento de geração de energia eólica.....</i>	<i>114</i>

<i>Figura 4. 6 Ambiente Cenário.....</i>	<i>127</i>
<i>Figura 4. 7 Arquivo Cenário.....</i>	<i>128</i>
<i>Figura 4. 8 Ambiente Método de Solução.....</i>	<i>128</i>
<i>Figura 4. 9 Ambiente Pesquisa.....</i>	<i>129</i>
<i>Figura 4. 10 Ambiente Eólicas.....</i>	<i>130</i>
<i>Figura 4. 11 Ambiente Eólicas.....</i>	<i>130</i>
<i>Figura 5. 1 Representação de intercâmbios no SIN.....</i>	<i>132</i>
<i>Figura 5.2 Exibição dos gráficos de geração térmica, sem adição de nuclear no ambiente Relatórios..</i>	<i>132</i>
<i>Figura 5.3 Exibição dos gráficos de geração térmica, com adição de nuclear no ambiente Relatórios.</i>	<i>132</i>
<i>Figura 5.4 Redução da Geração Térmica do sistema S/SE/CO.....</i>	<i>133</i>
<i>Figura 5.5 Redução da Geração Térmica do sistema NE.....</i>	<i>134</i>
<i>Figura 5.6 Exibição dos gráficos de geração térmica, sem adição de eólica no ambiente Relatórios....</i>	<i>135</i>
<i>Figura 5.7 Exibição dos gráficos de geração térmica, com adição de eólica no ambiente Relatórios....</i>	<i>135</i>
<i>Figura 5.8 Vazões históricas afluentes na usina de três Marias.....</i>	<i>136</i>
<i>Figura 5.9 Vazões históricas afluentes na usina de Itaipu.....</i>	<i>137</i>
<i>Figura 5.10 Vazões históricas afluentes na usina de Sobradinho.....</i>	<i>137</i>
<i>Figura 5.11 Vazões médias mensais históricas afluentes na usina de três Marias.....</i>	<i>138</i>
<i>Figura 5.12 Vazões médias mensais históricas afluentes na usina de Itaipu.....</i>	<i>138</i>
<i>Figura 5.13 Vazões históricas afluentes na usina de Sobradinho.....</i>	<i>139</i>
<i>Figura 5.14 Comparação para Nível de Reservatório diferente.....</i>	<i>140</i>
<i>Figura 5.15 Recessão entre PDE 2022 e 2023.....</i>	<i>141</i>
<i>Figura 5.16 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953 - Volume Final 40%.....</i>	<i>142</i>
<i>Figura 5.17 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1964-1968 - Volume Final 40%.....</i>	<i>143</i>
<i>Figura 5.18 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1931-2007- Volume Final 40%.....</i>	<i>143</i>
<i>Figura 5.19 Comparação do Custo Marginal de Operação entre as séries – Volume Final 40%.....</i>	<i>144</i>
<i>Figura 5.20 Comparação do Custo Marginal de Operação entre as séries – Volume Final 40%.....</i>	<i>144</i>
<i>Figura 5.21 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953 - Volume Final 40%.....</i>	<i>145</i>
<i>Figura 5.22 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1964-1968 - Volume Final 40%.....</i>	<i>146</i>
<i>Figura 5.23 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1931-2007 - Volume Final 40%.....</i>	<i>146</i>
<i>Figura 5.24 Comparação da Emissão Marginal de Operação entre as séries – Volume Final 40%.....</i>	<i>147</i>
<i>Figura 5.25 Comparação do Emissão Marginal de Operação entre as séries – Volume Final 40%.....</i>	<i>147</i>
<i>Figura 5.26 Comparação do Custo Marginal de Operação entre os mercados – Volume Final 40%..</i>	<i>149</i>
<i>Figura 5.27 Comparação da Emissão Marginal de Operação entre as séries – Volume Final 40%.....</i>	<i>150</i>
<i>Figura 5.28 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1958- Volume Final 40%.....</i>	<i>150</i>
<i>Figura 5.29 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953– Volume Final 60%.....</i>	<i>151</i>
<i>Figura 5.30 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1964-1968– Volume Final 60%.....</i>	<i>152</i>
<i>Figura 5.31 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de (1931-2007) – Volume Final 60%.....</i>	<i>153</i>
<i>Figura 5.32 Comparação do Custo Marginal de Operação – Volume Final 60%.....</i>	<i>153</i>
<i>Figura 5.33 Comparação do Custo Marginal de Operação para o Mercado 5% Conservado – Volume Final 60%.....</i>	<i>154</i>
<i>Figura 5.34 Emissão Marginal de Operação da Média referente ao período hidrológico de (1949-1953) – Volume Final 60%.....</i>	<i>155</i>
<i>Figura 5.35 Emissão Marginal de Operação da Média referente ao período hidrológico de (1964-1968) – Volume Final 60%.....</i>	<i>155</i>
<i>Figura 5.36 Emissão Marginal de Operação da Média referente ao período hidrológico de (1931-2007) – Volume Final 60%.....</i>	<i>156</i>
<i>Figura 5.37 Comparação da Emissão Marginal de Operação– Volume Final 60%.....</i>	<i>156</i>
<i>Figura 5.38 Comparação da Emissão Marginal de Operação– Volume Final 60%.....</i>	<i>157</i>

<i>Figura 5.39 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953 - Volume Final 40%</i>	158
<i>Figura 5.40 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1964 a 1968 - Volume Final 40%</i>	158
<i>Figura 5.41 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1931-2007 - Volume Final 40%</i>	159
<i>Figura 5.42 Comparação Custo Marginal de Operação Mercado Normal - Volume Final 40%</i>	159
<i>Figura 5.43 Comparação Custo Marginal Angra Antecipado - Volume Final 40%</i>	160
<i>Figura 5.44 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953 - Volume Final 40%</i>	160
<i>Figura 5.45 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1964-1968 - Volume Final 40%</i>	161
<i>Figura 5.46 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1931-2007 - Volume Final 40%</i>	161
<i>Figura 5.47 Comparação da Emissão Marginal da Média referente a diferentes hidrologias - Volume Final 40%</i>	162
<i>Figura 5.48 Comparação da Emissão Marginal da Média referente a diferentes hidrologias - Volume Final 40%</i>	162
<i>Figura 5.49 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953 - Volume Final 40%</i>	163
<i>Figura 5.50 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953 - Volume Final 40%</i>	164
<i>Figura 5.51 Comparação da Custo Marginal de Operação– Volume Final 60%</i>	165
<i>Figura 5.52 Comparação da Custo Marginal de Operação– Volume Final 60%</i>	166
<i>Figura 5.53 Comparação da Custo Marginal de Operação– Volume Final 60%</i>	166
<i>Figura 5.54 Comparação da Emissão Marginal de Operação– Volume Final 40%</i>	167
<i>Figura 5.55 Comparação da Emissão Marginal de Operação– Volume Final 40%</i>	167
<i>Figura 5.56 Comparação da Emissão Marginal de Operação (1964-1968)– Volume Final 60%</i>	168
<i>Figura 5.57 Comparação da Emissão Marginal de Operação (1931-2007)– Volume Final 60%</i>	168
<i>Figura 5.58 Comparação da Emissão Marginal de Operação– Volume Final 60%</i>	169
<i>Figura 5.59 Comparação da Emissão Marginal de Operação– Volume Final 40%</i>	169
<i>Figura 5.60 Comparação da Emissão Marginal de Operação– Volume Final 40%</i>	170
<i>Figura 5.61 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953</i>	170

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 2. 1 Custos Marginais de Operação – Cenário de Referência</i>	54
<i>Tabela 2. 2 Fator médio anual e Geração Térmica</i>	65
<i>Tabela 2. 3 Resumo dos Potenciais de Economia de Energia, conforme PDEs</i>	71
<i>Tabela 2. 4 Resumo dos Potenciais de Economia de Energia Elétrica na Indústria, conforme PDEs</i>	74
<i>Tabela 3. 1 Área Necessária às Usinas de Eletricidade por tipo</i>	85
<i>Tabela 3. 2 Índices de Economia utilizando Inversor de Frequência ao invés de Válvula Estrangulada</i> .	88
<i>Tabela 3. 3 Comparação do consumo de energia para reservatório a 3m com e sem RNA</i>	89
<i>Tabela 3. 4 Comparação do consumo de energia para os reservatório a 3m com RNA e com controle tradicional (estrangulamento de válvula)</i>	90
<i>Tabela 3. 5 Capacidade adicional para manter o mesmo GR do SIN de 2014</i>	100
<i>Tabela 3. 6 Evolução da Capacidade Instalada</i>	101
<i>Tabela 3. 7 Tarifa de equilíbrio para a geração nuclear (R\$/MWh)</i>	102
<i>Tabela 4. 1 Fator de Emissão por Tipo de Combustível</i>	117
<i>Tabela 5. 1 Resumo da simulação para o decênio de 1946-1955</i>	148
<i>Tabela 5. 2 Resumo da simulação para o decênio de 1946-1955</i>	148
<i>Tabela 5. 3 Resumo da otimização por CO₂ para o decênio de 1946-1955</i>	148
<i>Tabela 5. 4 Resumo da Comparação da otimização por CO₂ e por R\$ para o decênio de todas as hidrologias de 1931 a 2002</i>	171

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
BEN - BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL
BIG – BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO
CGH – CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS
CH₄- GÁS METANO
CMO – CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO
CO - MONÓXIDO DE CARBONO
CO₂- DIÓXIDO DE CARBONO
DHO - DESPACHO HIDROTÉRMICO-EÓLICO ÓTIMO
EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA
EMO – EMISSÃO MARGINAL DE OPERAÇÃO
FR – FORÇAMENTO RADIATIVO
GEE - GASES DE EFEITO ESTUFA
GLP - GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO
GN - GÁS NATURAL
GWP - GLOBAL WARMING POTENTIAL
IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY
INMETRO - INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL
IPCC – INTERGOVERNAMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE
IPI - IMPOSTO SOBRE PRODUTOS INDUSTRIALIZADOS
LAMOTRIZ -LABORATÓRIO DE SISTEMAS MOTRIZES
MAE – MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA
MAPE - ERRO MÉDIO ABSOLUTO PERCENTUAL.
MCTI- MINISTÉRIO DA CIÊNCIA TECNOLOGIA E INOVAÇÃO
MDIC - MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR
MDL - MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
MLP- *MULTI LAYER PERCEPTRON*
MMA - MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MSE- ERRO MÉDIO QUADRÁTICO
N₂O - GÁS ÓXIDO NITROSO
NO_x- ÓXIDOS DE NITROGÊNIO
O.C. - ÓLEO COMBUSTÍVEL
ONU – ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS
PCH – PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA
PDE – PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA
PIB - PRODUTO INTERNO BRUTO.
PNE - PLANO NACIONAL DE ENERGIA
PNMC - PLANO NACIONAL DE MUDANÇAS CLIMÁTICAS
RNA - REDES NEURAS ARTIFICIAIS
SIN – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
SO_x- ÓXIDOS DE ENXOFRE
UHE – USINA HIDRELÉTRICA

UNFCC- UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE
CHANGE

WGI - WORKING GROUP I

WGIII – WORKING GROUP III

WWF - WORLD WILDLIFE FUND

LISTA DE SÍMBOLOS

atm	– unidade de pressão (1 atm = 101,3 kPa)
bar	– unidade de pressão do sistema c.g.s. (1 bar = 100 kPa = 1kgf/cm ² = 0,98 atm)
bep	– barril equivalente de petróleo
e	- erro genérico.
GJ/t	– gigajoule por tonelada
GWh	– gigawatt hora = 10 ⁹ watts hora
kcal	– kilocaloria
kWh	– kilowatt hora = 1.000 watts hora
ppb	– partes por bilhão
ppm	– partes por milhão
m ²	– metro quadrado
m ³	– metro cúbico
mm	– milímetro
MW	– megawatt = 10 ⁶ watts
t	– tonelada = 1.000 kilogramas
tC	– tonelada de carbono
tCO ₂	– tonelada de dióxido de carbono
tep	– tonelada equivalente de petróleo = 1.000 kilogramas de óleo equivalente =
TJ	– terajoule = 10 ¹² joules
u	Função de ativação.
v	campo local induzido.
v	Velocidade do fluido (m/s).
w	Função custo genérica.
x	Sinal de entrada genérico da RNA.
y	Sinal de saída genérico da RNA.
η	Rendimento (%) e taxa de aprendizagem da RNA.
ρ	Densidade específica (kg=m ³).

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	18
1 INTRODUÇÃO.....	18
1.1 Análise do Problema e Motivação da Tese	18
1.2 Revisão Bibliográfica	24
1.3 Objetivo da Tese e Contribuições.....	33
1.4 Organização do Trabalho.....	34
1.5 Publicação Relacionada com a Pesquisa	35
CAPÍTULO 2	36
2 PANORAMA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E SUAS EMISSÕES DEGEE	36
2.1 Introdução.....	36
2.2 O Sistema Hidrotérmico	39
2.3 Planejamento e Otimização do Sistema Hidrotérmico	40
2.4 A Importância do Planejamento	47
2.4.1 Modelos de Planejamento no Brasil	48
2.5 Aspectos e Riscos Hidrológicos	58
2.6 Histórico das Térmicas no SIN.....	59
2.7 Panorama das Emissões de GEE	60
CAPÍTULO 3	75
3 PROPOSTAS DE AÇÕES MITIGADORAS	75
3.1 Introdução.....	75
3.2 Propostas de Mudanças no Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro.....	75
3.2.1 Diversificação da Matriz Energética Brasileira.....	76
3.2.2 Priorizar o Planejamento de Longo Prazo	77
3.3 Proposta de Medidas Mitigadoras na Geração	78
3.3.1 Nuclear: a solução?.....	83
3.4 Proposta de Medidas Mitigadoras no Consumo	86
3.5 Comparações entre as Fontes Renováveis.....	91
3.5.1 A Energia Hidráulica	91
3.5.2 A Energia Eólica.....	94
3.5.3 A Energia Solar	95
3.6 A Questão da Regularização	96
CAPÍTULO 4	103
4 METODOLOGIA APLICADA	103
4.1 Introdução.....	103
4.2 Modelo do Planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro.....	104
4.3 Metodologia NEWAVE	108
4.4 Modelos de Geração	110
4.4.1 Geração Hidráulica	110
4.4.2 Geração Térmica	112
4.4.3 Geração Eólica.....	114
4.5 Formulação Matemática para o Despacho Hidrotérmico	116
4.5.1 Função Objetivo pelo Custo da Geração Térmica.....	116
4.5.2 Função Objetivo pela Emissão de CO ₂	117
4.5.3 Restrição de Balanço Hídrico	118
4.5.4 Restrição de Atendimento à Demanda	119
4.5.5 Restrição de Defluência Mínima	119

4.5.6	Restrição de Limite das Variáveis	120
4.6	Risco de Déficit	121
4.6.1	Métodos de Pontos Interiores	122
4.6.2	dhoVisual.....	126
CAPÍTULO 5		131
5	RESULTADOS	131
5.1	Introdução.....	131
5.2	Análise dos Resultados.....	131
5.3	Série Hidrológica das Vazões Afluentes	136
5.4	Contextualização do Nível Final Reservatórios	139
5.5	SIMULAÇÕES E RESULTADOS NUMÉRICOS.....	140
5.5.1	Simulação Conservação de Energia em 5%;	140
5.5.2	Simulação Antecipação de Angra 3.....	157
5.5.3	Simulação Ampliação do Parque Nuclear	164
5.5.4	Simulação Troca Térmica a Carvão por Nuclear	169
CAPÍTULO 6		174
6	Conclusões e Trabalhos Futuros.....	174
REFERÊNCIAS		176

CAPÍTULO 1

1 INTRODUÇÃO

1.1 Análise do Problema e Motivação da Tese

A alteração do clima é um fenômeno natural e ao longo de anos sempre apresentou mudanças durante toda a história da Terra. Mas, é surpreendentemente notável a alteração climática dos últimos tempos e, conforme constantemente transmitida na mídia tem sido afirmado pelos cientistas um fenômeno atípico. No Acordo de Copenhague (2009), foi noticiada uma declaração ainda mais preocupante: “A mudança climática é um dos maiores desafios do nosso tempo”[COPENHAGEN ACCORD, 2009]. Sabe-se que muitos estudos já confirmam que o aumento da temperatura média da Terra e conseqüentemente o aumento do nível dos oceanos causado pelo derretimento das geleiras, são frutos da intensificação dos gases do efeito estufa.

De acordo com o Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC), as emissões de gases do efeito estufa (GEEs) provenientes de atividades humanas cresceram 70% entre 1970 e 2004 [IPCC, 2007]. Do total de emissões antropogênicas, 77% correspondiam ao dióxido de carbono (CO_2), que no mesmo período teve um aumento de 21 para 38 gigatoneladas (Gt). O aumento de emissões de dióxido de carbono equivalente foi bem maior no período de 1995 a 2004, do que de 1970 a 1994. Os setores que mais contribuíram para o aumento de emissões foram energia, transporte, indústria e em um ritmo menor os edifícios comerciais e residenciais. Atualmente, estudos relatam que o planeta está próximo aos 50 GtCO_2 e poderá chegar a 61 Gt em 2020 e 70 Gt em 2030. Discute-se sobre a capacidade da Terra de absorver tais emissões e números científicos apontam que as emissões na Terra estão atualmente cerca de quatro vezes superiores a essa capacidade (entre 6 e 9 GtCO_2), em um processo que teve início em meados do século XIX, com a Revolução Industrial. Sendo assim, em março de 2009, na Conferência da Organização das Nações Unidas (ONU) sobre Mudanças Climáticas em Copenhague [COPENHAGEN ACCORD, 2009], os governos

decidiram coletivamente que o mundo precisa para limitar a aumento da temperatura média global a não mais que 2 graus Celsius e as negociações internacionais estão empenhados para esse fim [IEA, 2013]. Como a energia e a indústria são os setores que mais contribuem para o aumento das emissões, tornam-se os principais condutores da política energética nas próximas décadas [IEA, 2009].

Nesse aspecto, percebe-se que a nível mundial, a União Europeia é líder na tomada de medidas para mitigar a mudança climática [IEA, 2008], pois, foi estabelecido o chamado pacto 20-20-20 em metas de redução:

- (1) reduzir as emissões de CO₂ em pelo menos 20%;
- (2) aumentar a proporção de energias renováveis em sua energia misturar a 20%;
- (3) reduzir o seu consumo de energia em 20% até 2020.

A nível nacional, percebe-se que o Brasil, quando da celebração do Protocolo de Kyoto, não foi obrigado a adotar metas de redução de emissões de gases de efeito estufa, porém, isso não o exime de participar do esforço mundial de mitigação.

Neste momento, é de fundamental importância citar o Balanço Energético Nacional (BEN). O BEN, do Ministério de Minas e Energia (MME), é elaborado e publicado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e tem sido de fundamental importância para o planejamento do setor elétrico, bem como para acompanhamento constante do setor elétrico nacional.

Analisando a série histórica do BEN, constata-se que a tendência geral tem sido de expansão do consumo global de energia. Para se ter uma ideia, de 1990 a 2008, o crescimento acumulado foi de 95%, com o consumo total passando de 200GWh para 392GWh, conforme Figura 1.1. As únicas exceções foram o ano de 2001, marcado pelo racionamento de energia elétrica no país e o ano de 2009 na indústria, evidenciando a crise financeira internacional, a indústria foi a principal responsável pela retração na demanda de energia no Brasil neste ano, com queda de 6,85% em relação a 2008. Ainda assim, o setor industrial continuou a ser o maior consumidor energético, imediatamente seguido por transportes e setor energético.

O último Balanço Energético Nacional publicado (ano 2014), referente a base de dados de 2013, constata que o consumo de energia elétrica no Brasil foi de 516,4 TWh, um acréscimo de 3,6% em comparação com 2012 [BEN, 2014].

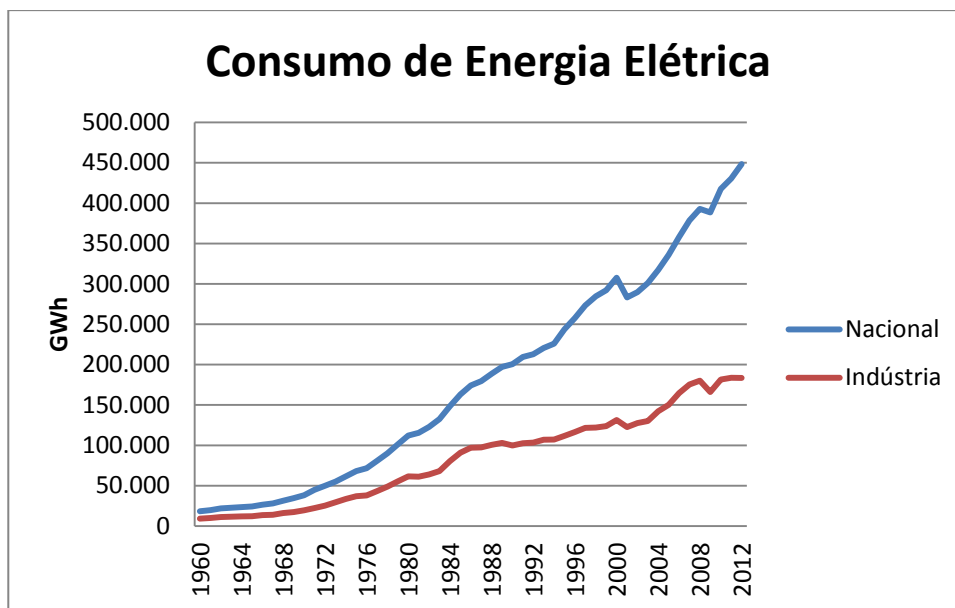


Figura 1. 1 Consumo de eletricidade no Brasil ao longo de décadas
Fonte: Elaboração Própria a partir de EPE/BEN/2014

Para se ter uma compreensão melhor da distribuição dos setores que mais consomem energia elétrica no Brasil, é importante analisar a Figura. 1.2, elaborada a partir do Balanço Energético Nacional de 2013 [BEN, 2014].

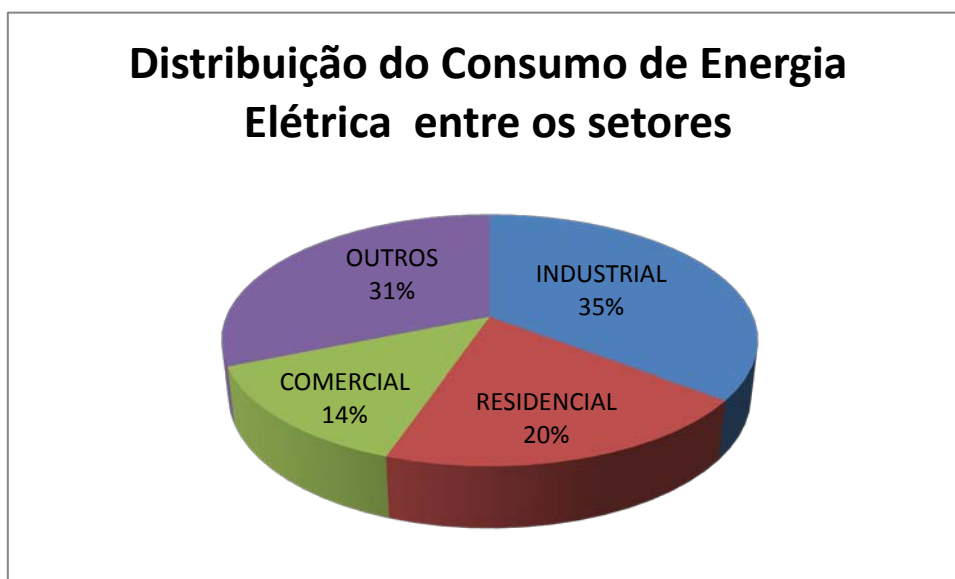


Figura 1. 2 Consumo de Energia Elétrica no País entre os Principais setores
Fonte: Elaboração Própria a partir de EPE/BEN

A partir da Figura 1.2, constata-se o quanto a indústria tem parte considerável no consumo de energia elétrica.

Dessa forma, é importante verificar quais as consequências ambientais que essa evolução do consumo de energia elétrica tem trazido.

Em contrapartida ao aumento do consumo de energia elétrica, constata-se que pelo segundo ano consecutivo; apesar de um incremento de 1.724 MW na potência instalada do parque hidrelétrico, houve redução da oferta de energia hidráulica devido às condições hidrológicas desfavoráveis observadas ao longo do período. A geração hidráulica em 2012 foi de 455,6 TWh e caiu para 430,8 TWh em 2013, ou seja, em 2013 o decréscimo foi de 5,4%. Enquanto que a geração total para suprir a demanda subiu de 592,8 TWh em 2012 para 609,9 TWh em 2013.

Sendo assim, para suprir esse aumento no consumo final de eletricidade, houve expansão da geração térmica. Nesse caso, percebe-se um aumento expressivo das usinas movidas a carvão mineral, cujo aumento foi de 75,75%.

A Figura 1.3 é o gráfico das emissões de CO₂ pela indústria ao longo das décadas de 1970 a 2010.

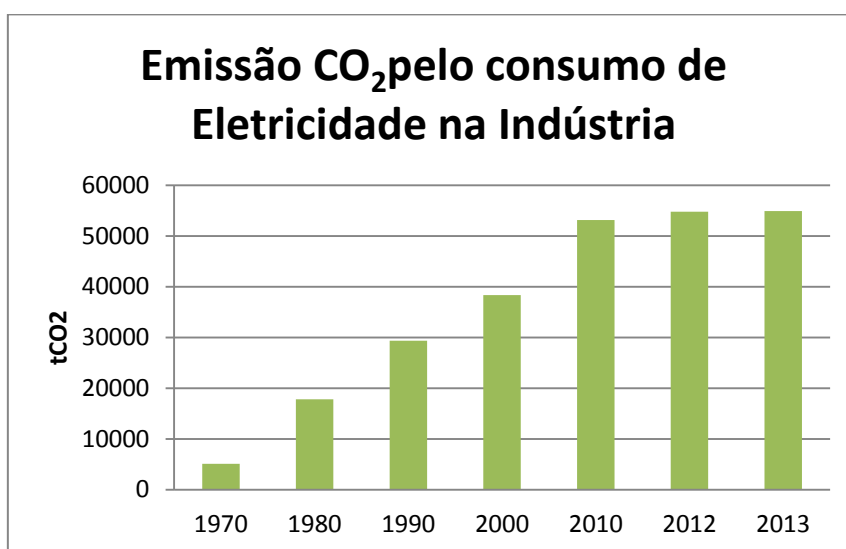


Figura 1. 3 Emissões de CO₂ pelo consumo de eletricidade na indústria
Fonte: Elaboração Própria a partir de EPE/BEM e Metodologia ACM002

Já a Figura 1.4 é o gráfico das emissões de CO₂ no Brasil, levando em consideração todos os setores.

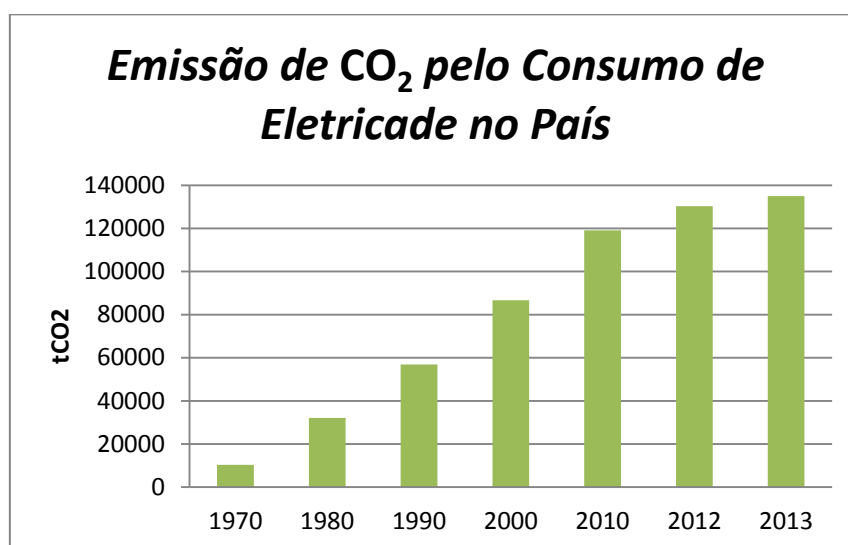


Figura 1. 4 Emissões de CO₂ pelo consumo de eletricidade no Brasil
Fonte: Elaboração Própria a partir de EPE/BEN/2014 e Metodologia ACM002

Como pode ser observado nas Figuras 1.3 e 1.4 é visível o quanto as emissões de CO₂ tem aumentado em nosso país.

A Figura 1.5 é de uma projeção das emissões de CO₂ no Brasil até o ano 2022.

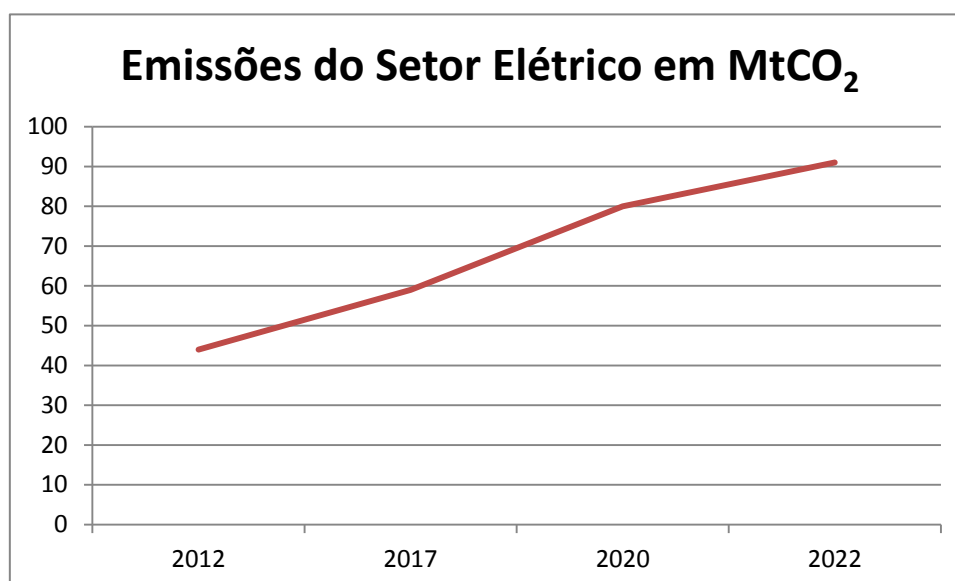


Figura 1. 5 Emissões do Setor Elétrico Brasileiro, em MtCO₂
Fonte: Elaboração própria a partir de PDE 2022

Vale salientar que essa projeção está considerando tanto o lado do consumo como o lado da geração.

Como já foi abordada a realidade do consumo de energia elétrica no país, faz-se necessário nesse momento mostrar a realidade do lado da geração elétrica nacional.

A matriz de energia elétrica brasileira tem uma potência instalada de aproximadamente 135GW [PEN, 2013], distribuída entre diversas tecnologias de geração de eletricidade, como hidrelétricas, usinas eólicas, termelétricas e usinas nucleares.

Na Figura 1.6 é ilustrada a evolução do fator médio anual da geração do sistema elétrico brasileiro, o qual estabelece a quantidade de CO₂ emitido para cada kWh gerado.

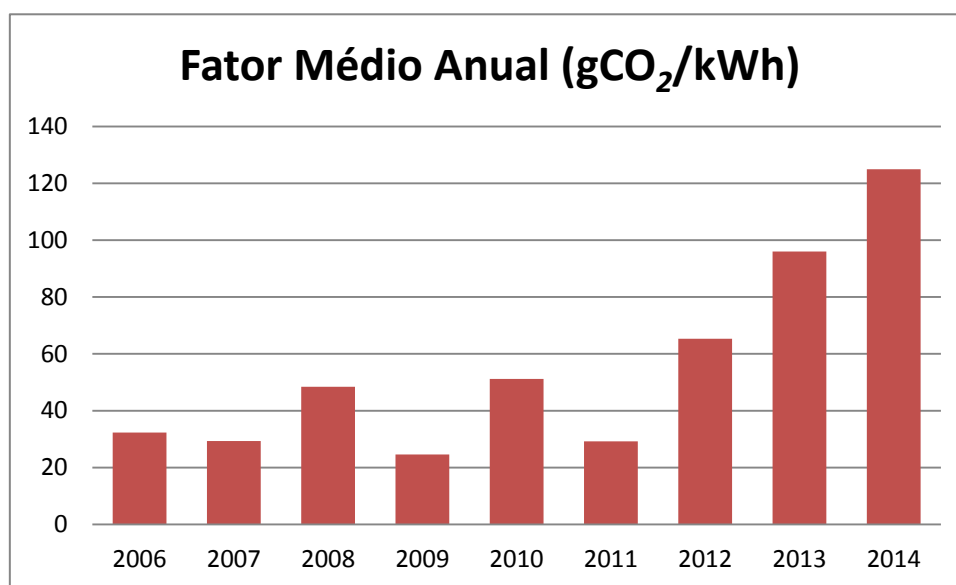


Figura 1. 6 Fator médio anual (gCO₂/kWh) do SIN
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Ministério da Ciência e Tecnologia

Como se pode observar na Figura 1.6, nos últimos anos o fator médio anual tem se mostrado muito elevado. Isso se deve aos baixos níveis dos reservatórios e consequentemente ao aumento do número de térmicas no sistema.

Diante da realidade apresentada acima, a motivação da proposta de tese é no sentido de tentar buscar formas de minimizar essas emissões de CO₂ a partir de um planejamento de expansão do sistema elétrico de longo prazo, além da proposta de otimização do sistema focada na minimização da emissão de CO₂; bem como da utilização de técnicas de inteligência artificial para redução do consumo de energia elétrica em sistemas industriais.

O trabalho proposto se insere em duas linhas de pesquisa que vem sendo desenvolvidas no Departamento de Engenharia Elétrica da UFPE.

A primeira linha está vinculada ao Laboratório de Eficiência Energética e Qualidade de Energia (LEEQE), em que se busca a eficiência energética em sistemas motrizes industriais, visando contribuir diretamente para redução das emissões de CO₂ ocasionadas pelo consumo de energia elétrica. Os resultados obtidos até o momento são animadores.

A segunda linha está ligada ao Laboratório Digital de Sistemas de Potência no projeto de pesquisa intitulado Desenvolvimento de Metodologia para Planejamento Integrado Eletro-energético da Região Nordeste – DMPIER em desenvolvimento pela CHESF e a UFPE, em que através do auxílio de um programa de Despacho Hidrotérmico-Eólico Ótimo (DHO) são realizadas diversas simulações, buscando o menor custo e o maior nível de segurança energético, econômico e ambiental. Salienta-se também que é proposto nesse projeto o desenvolvimento de uma metodologia que possibilita ao Operador optar pela otimização que busca a “minimização das emissões de CO₂” ao invés do “menor custo”.

1.2 Revisão Bibliográfica

O quadro de emissões futuras, de cumprimento ou não de metas, faz com que sejam projetados cenários no longo prazo, tanto cenários baseados nos crescimentos esperados da população e da economia dos países, quanto cenários ideais ou desejados, os hoje tão citados cenários de baixo carbono, quando a estabilização da concentração de carbono na atmosfera tão almejada seria alcançada. Nestes cenários de baixo carbono são consideradas estratégicas a implementação de medidas de mitigação em diversos campos.

A nível mundial, uma publicação de suma importância nesta área foi a apresentada no grupo de trabalho 3 do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas no IPCC-WGIIP[IPCC WGIIP, 2007], pois deixou registrados algumas conclusões importantes, como:

- *As emissões globais de gases de efeito estufa aumentaram desde a época pré-industrial, com um aumento de 70% entre 1970 e 2004*– essa realidade é facilmente vista no Brasil, conforme já mostrado na Figura 1.4;

-
- *Com as atuais políticas de mitigação da mudança do clima e práticas relacionadas de desenvolvimento sustentável, as emissões globais de gases de efeito estufa continuarão aumentando nas próximas décadas – mais uma vez pode-se afirmar que no Brasil, conforme Figura 1.5, as emissões de CO₂ continuarão aumentando;*
 - *Estudos indicam que há um potencial econômico substancial para a mitigação das emissões globais de gases de efeito estufa ao longo das próximas décadas, o qual poderia compensar o crescimento projetado das emissões globais ou reduzir as emissões para níveis inferiores aos atuais, o potencial econômico do setor industrial está localizado predominantemente nas indústrias que fazem uso intensivo de energia. O uso pleno das opções de mitigação disponíveis não está sendo feito nas nações industrializadas nem nas em desenvolvimento – conforme será apresentado mais adiante nesta Tese em experimentos reais em protótipos industriais montados no Laboratório de Sistemas Motrizes da UFPE, no qual se obteve ganhos significativos;*
 - *Embora os estudos usem diferentes metodologias, em todas as regiões do mundo que foram analisadas, os co-benefícios para a saúde, em curto prazo, resultantes da redução da poluição do ar como consequência das medidas de redução das emissões de gases de efeito estufa, podem ser substanciais e compensar uma fração significativa dos custos de mitigação;*
 - *O apoio do governo, por meio de contribuições financeiras, créditos fiscais, estabelecimento de padrões e criação de mercado, é importante para o desenvolvimento, inovação e emprego eficazes de tecnologias. A transferência de tecnologias para os países em desenvolvimento depende de condições propícias e de financiamento – No Brasil, essa realidade está cada dia mais sendo notada e o governo está despertando para isso;*
 - *Ainda há lacunas importantes no conhecimento existente atualmente sobre alguns aspectos da mitigação da mudança do clima, em especial nos países em desenvolvimento. A realização de mais pesquisas para tratar dessas lacunas reduziria as incertezas, facilitando a tomada de decisões relativa à mitigação da mudança do clima– a proposta desta tese é diminuir essas lacunas, visando contribuir para a tomada de decisões referente a mitigação de emissões de GEE*

no planejamento do setor elétrico.

Mais recentemente em abril de 2014, em Berlim, na Alemanha, foi lançado o Sumário para Formuladores de Políticas do Grupo de Trabalho 3 do IPCC [IPCC WGIII AR5, 2014], documento do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), que detalha aos governantes o quê precisa ser feito para conter as mudanças climáticas globais e os seus efeitos. No documento são registradas as seguintes conclusões:

- *as emissões de GEE estão aceleradas, apesar de esforços de redução; a maior parte do crescimento de emissões é de CO₂, que provém da queima de combustíveis fósseis e de processos industriais;*
- *as emissões aumentam com o crescimento econômico e populacional;*
- *a média da temperatura global pode aumentar de 3,7 a 4,8°C no século 21;*
- *é urgente a necessidade de mudanças tecnológicas e institucionais, incluindo o aprimoramento de fontes de energia de baixo ou zero carbono;*
- *atrasar a adoção de ações de mitigação vai aumentar a dificuldade e reduzir as opções disponíveis para se limitar o aquecimento global em 2°C;*
- *a mitigação demanda mudanças em toda a economia; esforços em um setor determinam esforços de mitigação em outros;*
- *reduções substanciais nas emissões requerem grandes mudanças nos padrões de investimento;*

Alguns outros estudos exemplificam bem esses cenários, como, por exemplo o trabalho intitulado: “Maneiras de estabilizar o problema do clima para os próximos 50 anos com as tecnologias atuais” [PACALA & SOCOLOW, 2004], uma referência importante nesta área, pois, aborda medidas de redução de emissões de CO₂, a partir da eficiência energética e conservação de energia em diversos setores. Pode-se afirmar que este foi um dos que ganhou maior notoriedade. Os autores criaram medidas de mitigação específicas. A implementação de tais medidas resultaria em economias de 7 GtC cada, que possibilitariam ter um congelamento das emissões nos níveis de 2004 (7GtC/ano) durante 50 anos, resultando em uma concentração de CO₂ da ordem de 470 ppm. As economias propostas seriam alcançadas através de medidas de eficiência

energética na geração e uso de energia em geral, substituição de combustíveis fósseis de alta concentração de carbono, emprego de fontes renováveis para a geração elétrica e no setor de transporte, preservação de florestas e solos, implementação de novas tecnologias na agricultura, captura e armazenagem de carbono e fissão nuclear.

Outro trabalho importante é o “Contração e Convergência” do Global Commons Institute (GCI)[GCI, 2009], este trabalho é um dos mais importantes e mais conhecido dos direitos iguais depois do protocolo de Quioto sob a UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) que é um tratado internacional, informalmente conhecido como a Cúpula da Terra, realizada no Rio de Janeiro em 1992. Pode-se citar ainda outros trabalhos relevantes como “Dois graus para mudança do clima” [EDMONDS, 2005] que mostra que a redução dos níveis de emissões de CO₂ podem ser de fundamental importância para o não aumento da temperatura da terra. Complementando o estado da arte, pode-se citar o trabalho “Advanced Technology Paths to Global Climate Stability Energy for a Greenhouse Planet” [HOFFERT ET AL, 2002] , bem como o intitulado “ The 2°C Scenario – a Sustainable World Energy Perspective”[KREWITT, 2007] que buscam meios de reduzir as interferências climáticas através da mitigação das emissões de GEE pelo setor da Energia. Por fim, mais recentemente, dentre outros, pode-se citar os estudos da Agência Internacional de Energia, os intitulados: “Energy Technology Prospective” (IEA, 2008a) [IEA, 2008a] e “How the Energy Sector Can Deliver on a Climate Agreement” (IEA, 2009a) [IEA, 2009a], dentre outros.

No plano internacional existem também estudos com uma abordagem setorial, voltados para segmentos intensivos em combustíveis fósseis. Para o segmento industrial, por exemplo, que representa 36% das emissões globais de CO₂, segundo a IEA [IEA, 2009a]. Ainda nesta área, podem ser citados os trabalhos “Industrial Energy Efficiency and Climate Change Mitigation” [WORREL ET AL, 2009] que aposta na eficiência energética em nível industrial para mitigação das mudanças climáticas; e o trabalho intitulado “ Global Mapping of Greenhouse Gas Abatement Opportunities up to 2030”[VATTENFALL, 2007] que faz um mergulho profundo no setor industrial, mapeando as principais oportunidades de redução da emissão de gases de efeito estufa até 2030. Por fim ainda nesta abordagem, não se pode deixar de citar o trabalho “Tracking Industrial Energy Efficiency and CO₂ Emissions” [IEA, 2007] da Agência Internacional de Energia (IEA) e o “Industrial energy efficiency in the climate change debate: comparing the US and major developing countries”[PHYLIPSEN, 2002] que

contribuem diretamente para os estudos de mitigação das emissões de CO₂ e mudanças climáticas. Registram-se, ainda os benefícios da redução de emissões de CO₂ para o desenvolvimento de um país ressaltados em [SHRESTHA & PRADHAN, 2010].

Para a realidade brasileira foram desenvolvidos alguns estudos que muito se assemelham aos internacionais já mencionados. Os que mais se destacam nesta área são: “Caminhos para uma Economia de Baixa Emissão de Carbono no Brasil” [MCKINSEY, 2009] onde revela que o Brasil é o quarto maior emissor de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera, e segundo a perspectiva do autor em seu relatório global, no horizonte até 2030, é também um dos cinco países com maior potencial para reduzir essas emissões e pode contribuir significativamente para a redução das emissões globais. Para a realidade nacional pode-se ainda acrescentar os seguintes trabalhos: “Development First: Linking Energy and Emissions Policies with Sustainable Development for Brazil” [LA ROVERE, 2007], “Greenhouse Gas Mitigation in China, Brazil, and Mexico: Recent Efforts and Implications” [CCAP, 2007], “Climate Change Mitigation in Developing Countries: Brazil, China, India, Mexico, South Africa, and Turkey” [CHANDLER ET AL, 2007], “Brazil: Greenhouse Gas Mitigation in Brazil: Scenarios and Opportunities Through 2025” [LA ROVERE, 2006], “Brazilian Energy Policies Side-effects on CO₂ Emissions Reduction” [SZKLO ET AL, 2005]. E mais especificamente na área de geração de energia elétrica os trabalhos de maior relevância são: “Agenda Elétrica Sustentável 2020: Estudo de Cenários para um Setor Elétrico Brasileiro Eficiente, Seguro e Competitivo” [WWF, 2006], “Global Warming Effect Applied to Electricity Generation Technologies” [PACCA, 2003], bem como “Domestic Actions Contributing to the Mitigation of GHG Emissions from Power Generation in Brazil” [LA ROVERE & AMERICANO, 2002].

Vale ressaltar que enquanto no mundo as principais medidas de mitigação recaem sobre os setores de geração [IEA, 2009a], no Brasil o maior potencial se dá no consumo de energia. Pode-se mencionar que as emissões no setor industrial no Brasil, somente pela queima de combustíveis, atingiram cerca de 143 milhões tCO₂ em 2007, segundo estimativas próprias, ou seja, cerca de 1/3 das emissões totais de CO₂, se excluídas aquelas advindas do desmatamento e uso do solo.

No caso do setor industrial, em particular, há uma grande diversidade de processos de produção, que abrem inúmeras possibilidades técnicas para a implementação de medidas de redução do consumo de energia e de emissões, especialmente através de projetos de eficiência energética e pelo emprego de fontes

energéticas renováveis. Os estudos específicos mais importantes para este setor no Brasil foram “Caminhos para uma Economia de Baixa Emissão de Carbono no Brasil” [MCKINSEY, 2009] que indica potencial de redução de emissões para o médio/longo prazo para alguns sub-setores e estimam custos de abatimento. Apesar de esse trabalho ser muito rico, e servir de ponto de partida para a discussão e a análise das medidas de mitigação no setor, possivelmente não consegue se aprofundar em certos detalhes pela grande variedade e complexidade de setores, além do amplo leque de possibilidades técnicas de medidas de mitigação, afora as dificuldades naturais na obtenção de dados para processar estimativas de investimentos, custos e outros. Dessa forma [MCKINSEY, 2009], generaliza em certa medida algumas opções tecnológicas de mitigação (por exemplo, para eficiência energética, medidas na siderurgia etc), como também concentra um potencial bastante elevado de mitigação em medidas de captura e armazenagem de carbono até 2030. De outro lado, o “Brazil: Greenhouse Gas Mitigation in Brazil: Scenarios and Opportunities Through 2025” [LA ROVERE ET AL, 2006] restringe o estudo somente a três sub-setores – siderurgia, cimento, e papel e celulose, além do leque de possibilidades técnicas e a quantificação das emissões evitáveis estarem limitados por dificuldades assemelhadas ao caso anterior. Aparentemente em nenhum dos dois estudos as emissões provenientes do emprego de biomassas extraídas de matas e florestas nativas estão contempladas, em particular na siderurgia e no setor de minerais não-metálicos, onde o consumo destas é bastante intenso. Existem ainda outros estudos voltados para a indústria, mas que investigam somente alguns segmentos específicos, como também não desenvolvem projeções de cenários. Alguns destes foram realizados para o setor cimenteiro “Potencial de Conservação de Energia e de Mitigação das Emissões de Gases de Efeito Estufa para a Indústria Brasileira de Cimento *Portland*” [SOARES, 1998] e “Análise Energética e Exergética da Indústria de Cimento” [BASTOS, 2004], para o setor de papel e celulose “Princípios de Ecologia Industrial Aplicados à Sustentabilidade Ambiental e aos Sistemas de Produção de Aço [COSTA, 2002] e “Competitividade Ambiental da Siderurgia Brasileira” [BONEZZI, 2005] para o setor siderúrgico, dentre outros. Vale acrescentar que os estudos voltados para o uso de energia no setor industrial para o Brasil, avaliando potenciais de economia de energia, além de raros, são bastante antigos, como, por exemplo: “Análise do Consumo e Eficiência e da Viabilidade do Aumento de Eficiência de Energia para Fins Térmicos dos Principais Setores Industriais pelo Balanceamento de Energia Térmica e Elétrica” [FERNANDES, 1988], “Consumo de

Energia na Indústria Brasileira - Setores Industriais Intensivos em Energia” [IPT, 1992], “Indicadores e Usos de Energia Elétrica nos Setores Energo-intensivos” [OLIVEIRA ET AL, 1994] e “Uso de Energia na Indústria Energo-Intensiva Brasileira: Indicadores de Eficiência e Potencial de Economia de Energia” [HENRIQUES JR, 1995]. O Balanço de Energia Útil – BEU do MME (2005) [MME, 2005], para estudos de eficiência energética, constitui uma boa base para algumas análises, mas falha em algumas generalizações.

No que diz respeito ao impacto das mudanças climáticas sobre o setor de energia elétrico brasileiro [LUCENA ET AL, 2009a] determinaram o impacto das mudanças no clima, em especial sobre a hidroeletricidade, a geração termelétrica a gás natural e a demanda de eletricidade. Para a geração hidrelétrica no Brasil, o impacto projetado mostra uma perda da confiabilidade da geração de energia firme da ordem de 30% para alguns cenários analisados [LUCENA ET AL, 2009b]. Assim, as mudanças climáticas podem representar um desafio do ponto de vista de segurança energética. A possível vulnerabilidade de fontes de energia, em especial de fontes renováveis, à mudança climática coloca a necessidade de identificar medidas de adaptação.

Conforme Lucena et al. (2009b), a menor confiabilidade do sistema de geração hidrelétrico pode levar a uma necessidade de maior capacidade instalada de outras fontes, notadamente gás natural, mas também nuclear/carvão, bagaço de cana e geração eólica. O sistema elétrico brasileiro projetado para 2035 teria que aumentar a capacidade de geração de energia em quase 160 TWh, respectivamente, para compensar a perda de capacidade firme de UHE, esta capacidade extra instalada seria composta, sobretudo, por plantas termelétricas a gás natural, cogeração mais eficiente a partir de bagaço de cana de açúcar e geração através de energia eólica.

No que diz respeito à segurança energética, no Brasil, percebe-se uma grande falta. Levantamento feito pelo Centro Brasileiro de Infra Estrutura (CBIE) revela um dado alarmante quanto à dificuldade que o sistema elétrico nacional tem para atender às necessidades do país. Entre 2011 e primeiro trimestre de 2014, foram registrados 181 apagões. O cálculo leva em conta todas as falhas no fornecimento de energia, independentemente do tamanho da área afetada, período de interrupção ou da carga interrompida. Abaixo são descritos os de proporções maiores:

-
- **Em 22 de janeiro de 2005**, um grande blecaute que atingiu os estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo, afetando 3 milhões de pessoas;
 - **Em 7 de setembro de 2007**, novamente os dois estados foram atingidos por desligamento de energia causado por problemas em Furnas;
 - **Em 10 de novembro de 2009**, devido a um inédito desligamento total da usina hidroelétrica de Itaipu Binacional, 18 estados brasileiros ficaram totalmente ou parcialmente sem energia, sendo a região sudeste a mais afetada, o blecaute que afetou 18 Estados na noite de terça-feira causou prejuízos que podem ter ultrapassado R\$ 1 bilhão. Ao todo 60 milhões de pessoas foram afetadas de 3 a 6 horas sem energia. Esse é considerado o quinto pior apagão do mundo e o segundo pior do Brasil, perdendo apenas para o de 1999 no Brasil em que 95 milhões de consumidores ficaram sem eletricidade.
 - **Em 04 de fevereiro de 2011** - O blecaute atingiu pelo menos sete estados: Alagoas, Sergipe, Pernambuco, Paraíba, Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte.
 - **Em 22 de setembro de 2012** - outro grande problema no setor elétrico foi registrado no Nordeste Brasileiro.
 - **Em 3 de Outubro de 2012** - novo blecaute registrado por falha em transformador de Itaipu afetou cinco Estados.
 - **Em 4 de Outubro de 2012** - O blecaute atingiu o Distrito Federal e durou mais de 2 horas.
 - **Em 25 de Outubro de 2012** – O blecaute atingiu 9 estados da Região Nordeste e parte da Região Norte ficou sem energia durante 3 horas.
 - **Em 15 de dezembro de 2012** -O blecaute atingiu municípios de ao menos seis estados do país, deixando, só no Rio de Janeiro e São Paulo, 2,7 milhões sem luz.
 - **Em 28 de Agosto de 2013** - O blecaute de energia elétrica atingiu áreas no Nordeste do país em pelo menos cinco estados.
 - **Em 4 de Fevereiro de 2014** - cerca de 6 milhões de consumidores foram afetados pela falta de energia nos estados do Sudeste, Centro-Oeste e Sul. O blecaute atingiu ao menos 11 estados do país.
 - **Em 11 de Fevereiro de 2014** – O blecaute ocorreu em grande parte do Espírito Santo.
 - **Em 19 de Janeiro de 2015** - O blecaute atingiu parte de 10 estados e o DF causando falta de energia elétrica a mais de 3 milhões de unidades consumidoras.

Do exposto acima, constata-se que o Brasil está passando por uma crise energética. Para melhor ilustrar, vale a pena resumir um pouco “o histórico” desse último blecaute ocorrido em janeiro de 2015:

A demanda do sistema elétrico naquele momento era aproximadamente de 86.000MW e por lei deve sempre se ter uma reserva de 5% (4300MW) que totalizariam em torno de 90.000MW. Em teoria, as hidrelétricas sozinhas tem uma capacidade de 90.000MW (se os reservatórios tivessem cheios). Porém, como os reservatórios estavam com os níveis baixo, as hidrelétricas só conseguiriam fornecer no máximo 70.000MW. O fornecimento máximo das Termelétricas ficou em 18.000MW, e, por fim, as fontes restantes Renováveis (Eólicas, Biomassa, etc) teriam no máximo 5.000MW, pois as eólicas só no segundo semestre terão maior capacidade. Então, o ONS afirmou que tinha reserva suficiente (verdade). Porém, o que é necessário e que fica explícito é que existem restrições de transmissão. Na prática o total explicitado acima ($70.000+18.000+5.000=93.000$ MW), estava com folga de 3.000MW, muito aquém dos 90.000 MW que era o desejável. Mas, na realidade essa folga foi zero, pois esses 3.000MW estavam localizados em local “errado” (em local onde não há interligação com o ponto solicitado), ou seja, não poderiam atender àquela demanda. Então, tinha-se 86.000MW de demanda e 86.000MW de geração. Se um gerador de 1.000MW quebra, as máquinas começam a girar mais devagar; ou seja, passou de 60Hz para 59Hz. Então, o sensor retira o equipamento se passar muito tempo com essa frequência. Neste contexto, o ONS pediu às distribuidoras que fizessem um corte programado, tirando 3.000MW. Senão, o sistema entraria em blecaute total. Foi realizado um “blecaute pequeno” para se evitar um colapso total. O Operador Nacional de Sistema agiu corretamente.

Mas, a que conclusão se chega: “O país está sem reserva nenhuma!”.

Além disso, a Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013 da ANEEL, estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. Ou seja, até fevereiro de 2015, as bandeiras tarifárias consideravam somente os custos variáveis das usinas térmicas que eram utilizadas na geração de energia. A partir de março de 2015, com o aprimoramento do sistema, todos os custos de geração que variam conforme o cenário passam a compor o cálculo das bandeiras. Isso gerou aumento na conta dos consumidores de mais 50%.

Do exposto, percebe-se uma lacuna significativa nas avaliações do potencial de mitigação existente no setor industrial como um todo. Uma investigação mais detalhada poderia incluir desde medidas mais simples de conservação de energia e eficiência energética, bem como às possibilidades mais complexas visando a redução das emissões de GEE a médio e longo prazo. Outra lacuna relevante é a análise do planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, visando não só a segurança no quesito confiabilidade, mas também a minimização das emissões de CO₂ pela utilização de uma matriz energética mais limpa.

Em resumo, tem-se um quadro que justifica um estudo mais aprofundado, ou seja:

- o Brasil precisa combater as emissões de gases que causam o aquecimento global, referente às emissões provenientes da Geração com a utilização cada vez maior de térmicas;

- no lado do consumo, o setor industrial tem um papel importante no país e há indicações da existência de um elevado potencial de mitigação existente;

- por fim, é urgente a necessidade da segurança energética e econômica. Não se pode depender de forma extrema dos níveis dos reservatórios como está acontecendo atualmente.

1.3 Objetivo da Tese e Contribuições

Esse estudo tem por objetivo geral a análise do planejamento do setor elétrico, avaliando o planejamento de expansão, em busca de uma matriz energética que garanta a segurança energética, econômica e ambiental.

Ao reconhecer o potencial de redução das emissões de GEE, as propostas de contribuição desta tese para o estado da arte são:

1. análise do atual planejamento do setor elétrico e proposta de um planejamento de longo prazo atualizado que leve em consideração a condição ótima da expansão baseado nos resultados dos leilões de energia nova, constatando assim um potencial de redução de emissões maior que a prática atual;
2. a partir da análise do setor elétrico e constatação da progressiva redução relativa da participação da geração hidrelétrica na composição da matriz elétrica brasileira que ocorrerá ao longo dos anos seguintes, propor ações

de planejamento da expansão do Sistema Elétrico Brasileiro visando minimizar as emissões de GEE na geração, utilizando-se de fontes como a energia nuclear;

3. utilizando-se de ferramentas de inteligência artificial, apresentar propostas de redução no consumo de energia elétrica no setor industrial e consequente mitigação de emissões de CO₂ neste setor.

1.4 Organização do Trabalho

No capítulo 2 é apresentado um panorama do atual Sistema Elétrico Brasileiro com a descrição detalhada e suas principais características.. É dada uma visão geral das emissões de gases de efeito estufa provenientes da geração do SIN com todas as suas fontes.

No capítulo 3 são apresentadas as propostas de ações mitigadoras para as emissões provenientes do consumo de energia elétrica, mais especificamente no setor industrial, por ser o mais representativo a nível nacional, bem como uma análise e propostas para o planejamento do setor elétrico brasileiro de longo prazo visando a segurança energética, econômica e ambiental com a redução das emissões de CO₂.

No capítulo 4 é apresentada a metodologia aplicada desde o modelo de planejamento do sistema elétrico, os modelos de geração, como funciona o Newave e o DHO. Por fim, é descrito como é utilizada a metodologia para a otimização do DHO visando à minimização das emissões de CO₂.

No capítulo 5 é apresentada a comprovação teórico-experimental, descrevendo assim a metodologia aplicada para as simulações propostas. Enfim, apresentam-se os resultados das diversas simulações, como também, dos benefícios obtidos com a adoção de medidas mitigadoras.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões, analisando a importância da adoção das medidas propostas para a mitigação das emissões de dióxido de carbono, tanto na geração como no consumo.

1.5 Publicação Relacionada com a Pesquisa

- [1] AQUINO, R. R. B. ; LINS, Z. D. ; CORDEIRO, L. F. A. ; CORDEIRO, T. D. ; MARQUES, D. C. . A PLC-based PI and PI-Fuzzy Logic Controller for an Industrial Fan System. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON SYSTEMS, MAN, AND CYBERNETICS, 2013, 2013, manchester. Proceedings of IEEE SMC 2013 IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON SYSTEMS, MAN, AND CYBERNETICS, 2013.
- [2] CORDEIRO, L. F. A. ; AQUINO, R. R. B. ; LINS, Z. D. ; LIRA, M. M. S. . An Artificial Intelligence Approach to the Energy Efficiency Improvement of a Pump System. In: INTERNATIONAL CONFERENCE CONFERENCE ENERGY EFFICIENCY IN MOTOR DRIVEN SYSTEMS, 2013, Rio de Janeiro. INTERNATIONAL CONFERENCE CONFERENCE ENERGY EFFICIENCY IN MOTOR DRIVEN SYSTEMS, 2013.
- [3] CORDEIRO, L. F. A. ; AQUINO, R. R. B.. Eficiência Energética no Planejamento do Setor Elétrico com Foco nas Emissões de CO₂. In: Monografia apresentada ao Eco_Lógicas: Concurso Latino-Americano de Monografias sobre Energias Renováveis e Eficiência Energética, promovido pelo Instituto IDEAL. Trabalho premiado entre os cinco melhores trabalhos com publicação em livro bilíngue (português e espanhol), distribuído a bibliotecas de todo o território latino-americano e caribenho

CAPÍTULO 2

2 PANORAMA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E SUAS EMISSÕES DE GEE

2.1 Introdução

O Brasil tem, atualmente, uma população de mais de 202 milhões de habitantes, de acordo com dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). E, segundo o Relatório de Estrutura de Acompanhamento Global da Energia Sustentável para Todos, o Brasil é o sétimo país do mundo em consumo de eletricidade (com mais de 74 milhões de unidades consumidoras), um dado que revela o desenvolvimento econômico do País.

As regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste têm características bastante peculiares e diferenciadas entre si, essas particularidades determinam os contornos que os sistemas de geração, transmissão e distribuição adquirem ao longo do tempo e ainda determinam a maior ou menor facilidade de acesso a população local à rede elétrica. [ANEEL, 2015]

O sistema atual brasileiro de energia elétrica é baseado em grandes usinas de geração que transmitem energia através de sistemas de transmissão de alta tensão, que por sua vez atingem os sistemas de subtransmissão e distribuição de média e baixa tensão, onde estão a maioria dos consumidores. Em geral, o fluxo de energia é unidirecional e a energia é despachada e controlada por centro(s) de operação com base em requisitos pré-definidos. Na Figura 2.1 está mostrada uma estrutura básica do sistema elétrico e suas ramificações.

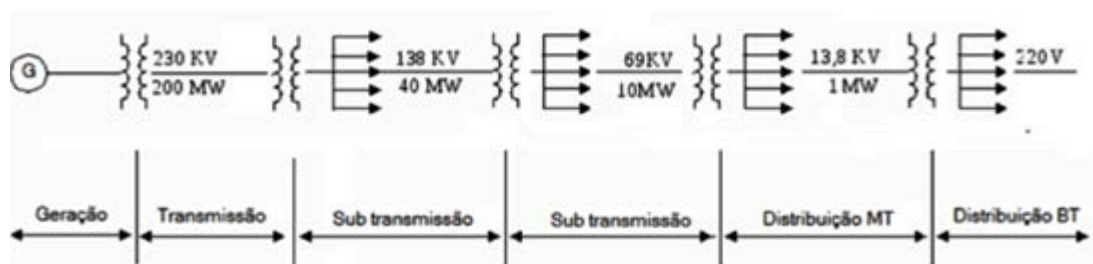


Figura 2. 1 Estrutura básica de um sistema elétrico
Fonte: (ONS, acesso em 26/03/2015)

A rede básica de transmissão do SIN, devido à sua grande extensão territorial e à presença de um parque gerador predominantemente hidrelétrico, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão em função das distâncias envolvidas entre as fontes geradoras e os centros de carga. Desta forma, a rede básica de transmissão do SIN, compreende as tensões de 230 kV à 750 kV, tendo como principais funções:

- a transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga;
- a integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede;
- a interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar a geração hidrelétrica;
- a integração energética com países vizinhos.

Na Figura 2.2 se encontra ilustrada a configuração do SIN referente ao ano de 2015, indicando também algumas instalações a serem implantadas.

As conexões e atendimentos aos consumidores, independentemente do seu porte são realizados pelas distribuidoras de energia elétrica. Além delas, as cooperativas de eletrificação rural, entidades de pequeno porte, transmitem e distribuem energia elétrica exclusivamente para os associados. As distribuidoras são as empresas de grande porte que tem o objetivo de unir o setor de energia elétrica e a sociedade propriamente dita, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento de energia destinado a abastecer o país. Ao deixar a usina de geração, a energia elétrica trafega pelas redes de transmissão em tensões que variam de 88 kV à 750 kV. Ao chegar às subestações das distribuidoras, a tensão é rebaixada e, através de suas instalações físicas de distribuição, composta por fios, postes e transformadores basicamente, chega aos consumidores finais nas tensões fase-terra de 127 V ou 220 V, dependendo da região. Algumas unidades industriais operam com tensões mais elevadas, em torno de 2,3 kV a 88 kV em suas linhas de produção, desse modo, recebem energia elétrica diretamente das subestações distribuidoras, conhecida como rede de subtransmissão. A Figura 2.3, ilustra a relação entre os agentes operadores do sistema elétrico e os consumidores.

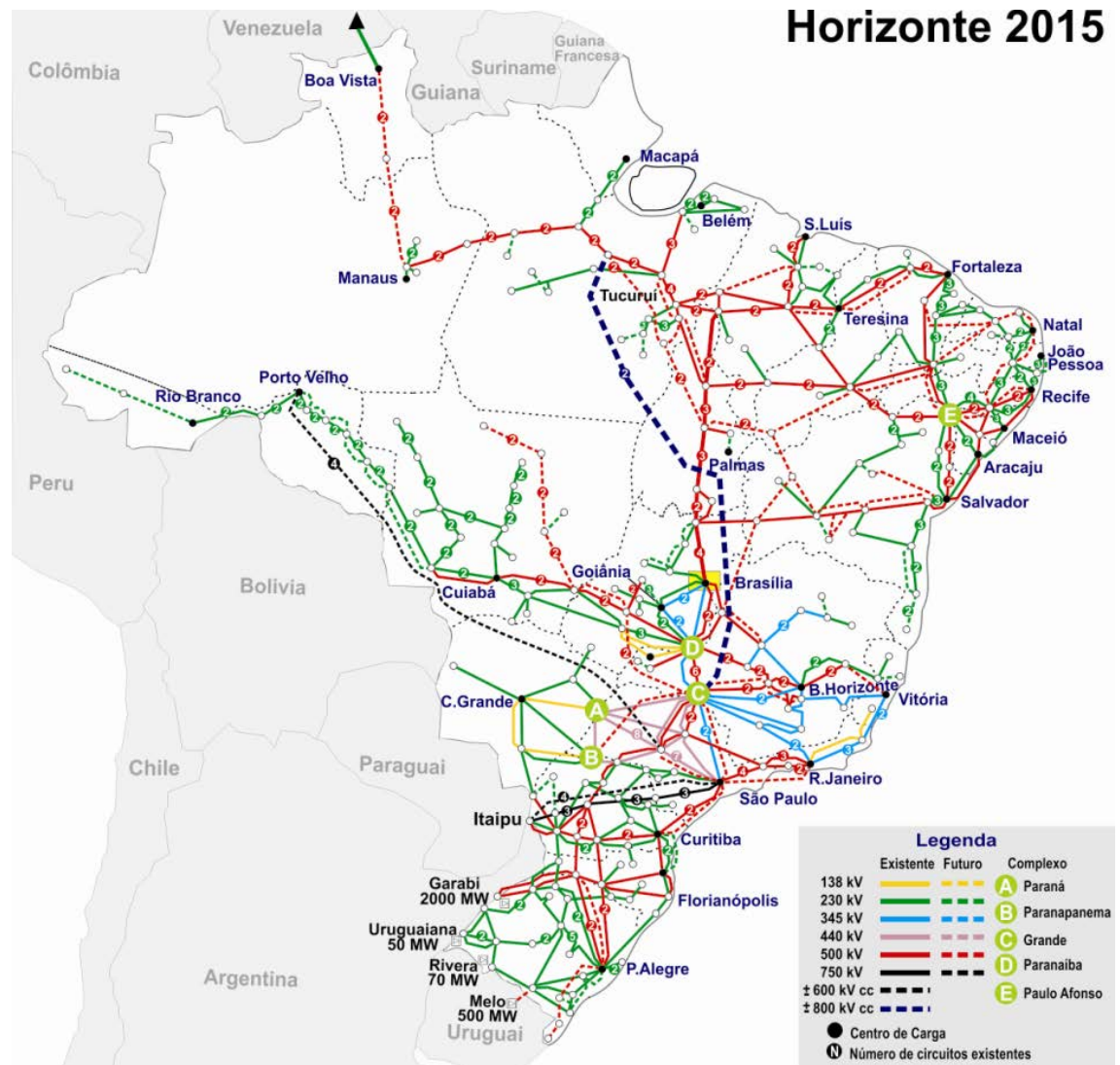


Figura 2. 2 Diagrama do Sistema Interligado Nacional – SIN
Fonte: (ONS, acesso em 26/03/2015)

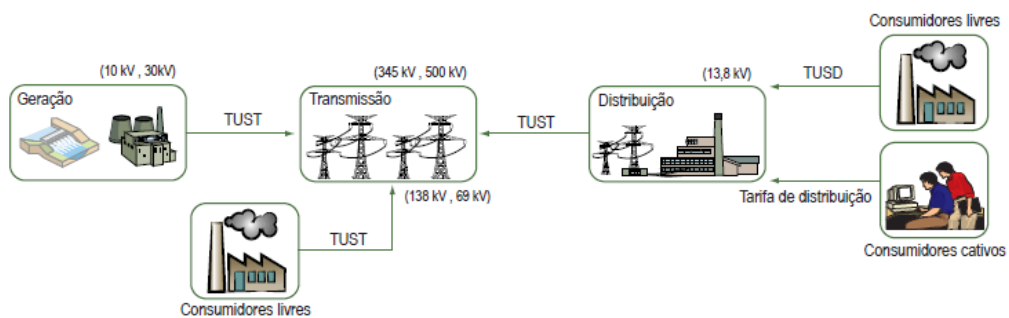


Figura 2. 3 Relação entre agentes e consumidores
Fonte: (ONS, acesso em 26/03/2015)

2.2 O Sistema Hidrotérmico

O sistema de geração brasileiro é baseado no modelo hidrotérmico, onde nesse modelo, a geração de origem hidráulica apresenta um custo de combustível nulo, sendo complementada pela geração de origem térmica, que por sua vez apresenta um custo elevado devido ao alto preço do combustível. O grande objetivo econômico do planejamento da operação é, portanto, substituir sempre que possível a geração de origem térmica por geração de origem hidráulica. No entanto, os recursos hídricos para geração, são representados pela água armazenada nos reservatórios, e estes são limitados. A sua disponibilidade em um dado momento depende do grau de sua utilização anterior, estabelecendo assim uma ligação entre as decisões operativas no tempo, dando uma característica dinâmica ao planejamento da operação. A questão imposta ao operador é quanto utilizar dos recursos hídricos disponíveis no presente de modo a assegurar a complementação térmica no presente e no futuro, além de considerar o risco de déficit, que significa a probabilidade de a geração de energia elétrica não ser capaz de suprir toda a demanda da carga solicitada pelo sistema, o que acarretaria um prejuízo bem maior, não apenas ao valor da energia, mas também a falta da mesma. Uma decisão ótima deve, portanto, equilibrar o compromisso entre benefício presente do uso e seu armazenamento, tudo medido em termos de economia de combustível térmico. [SOARES, 1987]

Uma característica do sistema elétrico brasileiro é o fato de que, o parque elétrico gerador hidráulico está distribuído em diferentes bacias hidrográficas. Na maioria delas, as usinas hidráulicas estão dispostas em forma de cascata, isso significa que todo o volume de água turbinado (usado para geração de energia elétrica) ou vertido (não utilizado para a geração de energia elétrica) em uma usina a montante pode ser reaproveitado na usina que está imediatamente a jusante desta e assim, sucessivamente, até a última usina do curso do rio. Essa influência ocorre tendo em vista que, ao ser construído, o reservatório de uma hidrelétrica passa a funcionar como sendo uma caixa d'água para todas as demais usinas que estejam localizadas no mesmo rio, ou em algum de seus afluentes, no mesmo sentido do fluxo da água, fazendo com que as usinas hidrelétricas possam gerar mais energia por serem beneficiadas pela existência dessas "caixas d'água". Esta característica é chamada acoplamento espacial da operação. [RAMOS, 2011; TERRY ET AL, 1986; ANEEL, 2005]

2.3 Planejamento e Otimização do Sistema Hidrotérmico

A grande dificuldade e os altos custos envolvidos em relação ao fornecimento seguro da energia elétrica levam a uma grande necessidade de avaliações e estudos para o funcionamento adequado dos sistemas elétricos de potência. Um dos estudos mais importantes se relaciona com as fontes primárias do suprimento da energia (hidráulica, nuclear, carvão, gás natural, por exemplo). Este segmento de estudo, busca definir como será feita a utilização da energia que será transformada em eletricidade, suas incertezas presentes e futuras, as quantidades disponíveis, seus gerenciamentos e custos. Nesse mesmo estudo, deve-se também considerar as condições em que será gerada a energia elétrica, ou seja, como a energia disponível será transformada em eletricidade, de forma confiável e econômica. Desta maneira, torna-se necessário planejar com antecedência como se dará a operação do sistema de potência, levando sempre em conta as condições futuras até a situação de momento atual, de forma a determinar os procedimentos a serem seguidos no decorrer do horizonte do planejamento. Isto é chamado de o planejamento da operação dos sistemas elétricos de potência, o qual pretende tomar as decisões operativas apropriadas para o funcionamento destes sistemas.

O planejamento deve avaliar previamente, como será o comportamento do sistema, propor e analisar alternativas para a garantia do fornecimento da energia, avaliar os custos de operação, encontrar soluções mais econômicas, ou seja, uma operação otimizada do sistema. Esse planejamento da operação para sistemas de geração de energia elétrica, propriamente dito, é de fundamental importância, pelo fato do mesmo agir sobre o suprimento da fonte energética, o que afeta diretamente a garantia de fornecimento da energia elétrica, através do gerenciamento apropriado da disponibilidade da fonte primária e o custo associado a este fornecimento energético, principalmente pelo custo do combustível consumido, o que envolve custos muito elevados.

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos visa a determinação de uma estratégia de geração em cada usina que minimize o valor esperado dos custos operativos no período de planejamento. Incluem-se nestes custos os gastos com os combustíveis das usinas termoeletricas, eventuais compras de energia de sistemas

vizinhos e os custos de não atendimento a carga, chamado “custo do déficit”. Ainda nesse planejamento, leva-se em conta as interdependências operativas entre as usinas, bem como as interconexões entre os subsistemas e a integração dos recursos de geração e transmissão no atendimento a carga total do sistema.

No Brasil, o sistema é subdividido em subsistemas ou sistemas equivalentes como mostrado na Figura 2.4.



Figura 2. 4 Representação do sistema
Fonte: (ONS, acesso em 26/03/2015)

Além disso, o planejamento contribui para a regularização de afluências, além do controle das cheias nos períodos úmidos, visto que o Brasil apresenta um território de grandes proporções com regimes complementares entre as bacias hidrográficas, como representado na Figura 2.5.

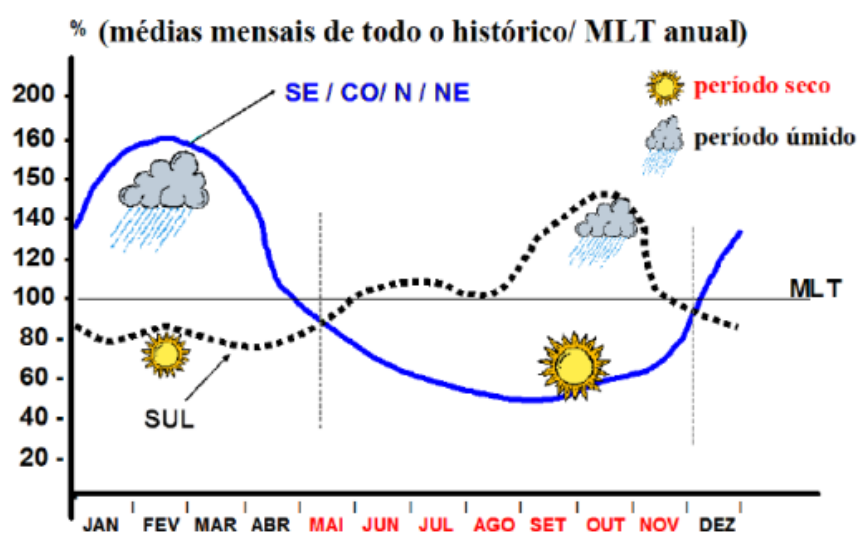


Figura 2. 5 Característica Hidrológica entre os subsistemas
Fonte: (ONS, acesso em 26/03/2015)

A incerteza das vazões faz com que toda a operação corra risco de ineficiência. Acreditando-se que as vazões futuras serão baixas, haverá a tendência de intensificar o uso atual de fontes mais caras de geração (usinas termelétricas). Este procedimento visa evitar níveis baixos nos reservatórios, ocasionando situações mais drásticas no futuro. Se esta decisão é tomada e vazões afluentes baixas forem observadas, a operação terá sido eficiente. No entanto, se vazões afluentes altas forem observadas, não haverá espaço nos reservatórios para armazenar os excessos e vertimentos indesejáveis acontecerão, representando assim, um desperdício de energia que foi guardada. Por outro lado, acreditando-se que vazões futuras serão altas, haverá a tendência de intensificar o uso da água armazenada nos reservatórios, evitando vertimentos no futuro. Se esta decisão é tomada e vazões afluentes forem elevadas, a operação terá sido eficiente. Todavia, se as vazões forem baixas, não haverá água suficiente para o sistema atender à demanda de energia e poderá ser necessário utilizar geração térmica, ou comprar energia de sistemas vizinhos, ou até mesmo o corte da demanda através de políticas de racionamento caracterizando um déficit de energia. Da mesma forma, embora em grau menor, alterações da demanda prevista de energia elétrica, provam desajustes na operação ótima do sistema.

Uma ilustração dessa situação de tomada de decisão, e suas consequências futuras, de acordo com as condições do sistema, é observada na Figura 2.6, onde o operador do sistema elétrico está a frente desse processo.

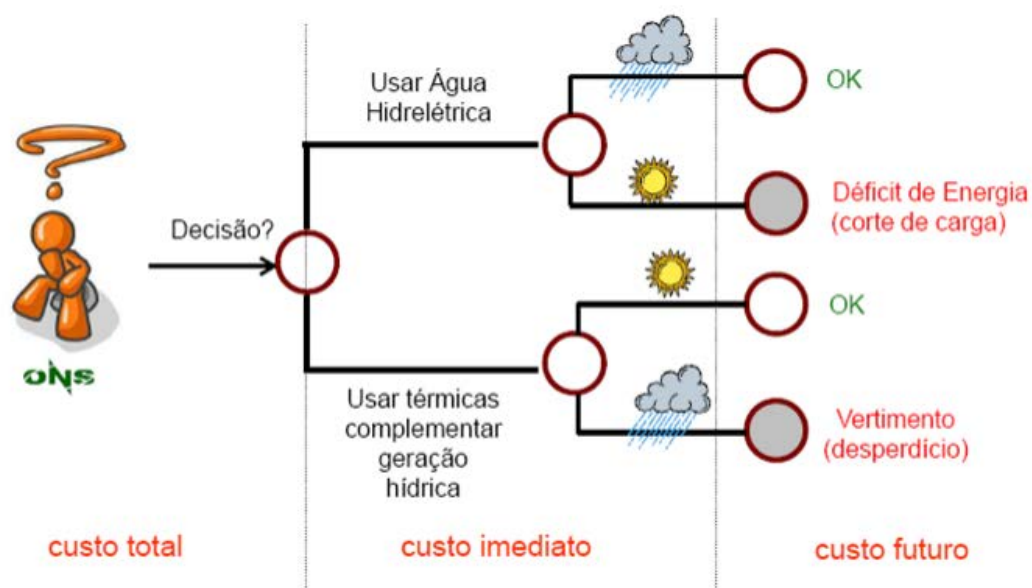


Figura 2. 6 Representação da tomada de decisão de um sistema hidrotérmico pelo operador do sistema elétrico

Fonte: (ONS, acesso em 26/03/2015)

Esse processo da tomada de decisão, explica a consequência do acoplamento temporal do sistema na operação, tornando o custo da operação composto pelo custo presente mais o custo futuro. Conforme ilustrações contidas na Figura 2.6, o problema do custo, pode ser visto em função de curvas, onde a diminuição do custo imediato, através do deplecionamento dos reservatórios e consequente economia de combustíveis das térmicas, implica em um aumento do custo futuro. Por outro lado, uma economia de água no estágio atual através da geração térmica, com consequente aumento no custo do estágio atual, reflete-se na diminuição dos custos relacionados a estágios futuros.

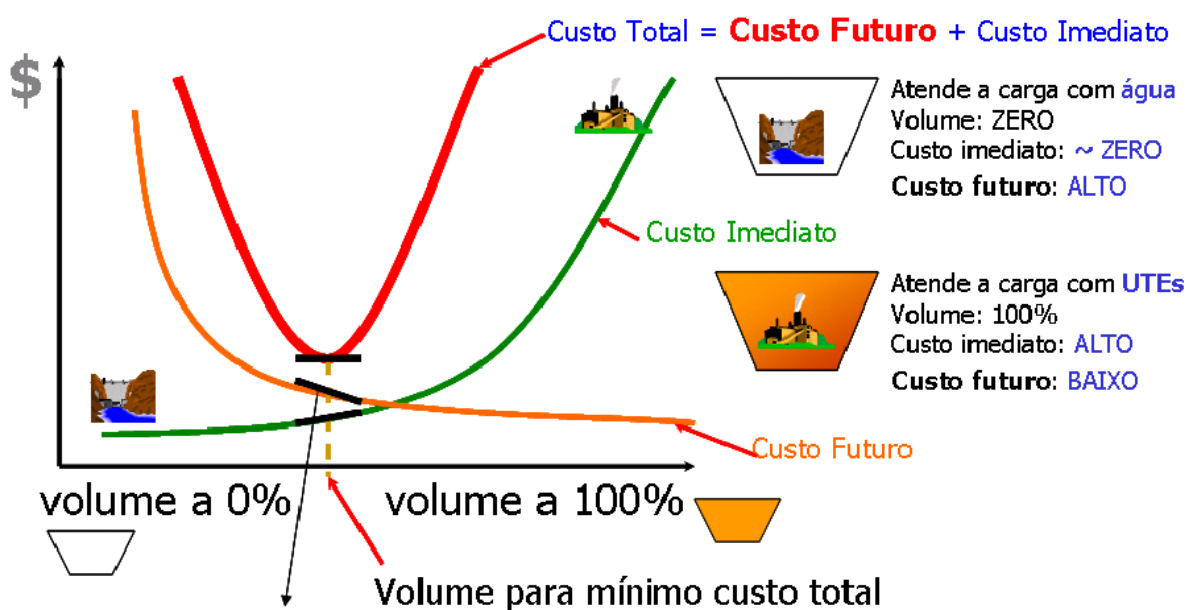


Figura 2.7 Função de custo futuro, custo imediato e custo total
 Fonte: (ONS, acesso em 27/03/2015)

O objetivo então do problema passa a ser, a determinação dos montantes de geração hidráulica e térmica que apresentem o menor custo total de operação. Têm-se associado também o problema da incerteza quanto à afluência futura que estará disponível nos reservatórios, não sendo possível precisar o volume de água disponível para a geração de eletricidade em um horizonte futuro.

Estas características tornam este problema de alta complexidade, portanto, com uma difícil solução. Com o intuito de resolver esta complexidade do problema, o planejamento da operação é então subdividido em algumas etapas, as quais representam diferentes horizontes, sendo cada horizonte com determinada simplificação. Na primeira parte, divide-se o problema em Planejamento da Expansão e Planejamento da Operação. Na expansão, são considerados horizontes mais longos, 10, 20 e até 30 anos. No

planejamento da operação são representados horizontes mais curtos, começando desde a operação diária até o planejamento de médio prazo, com um horizonte de 5 anos. As etapas do planejamento da operação estão representadas na Figura 2.8[RAMOS, 2011].

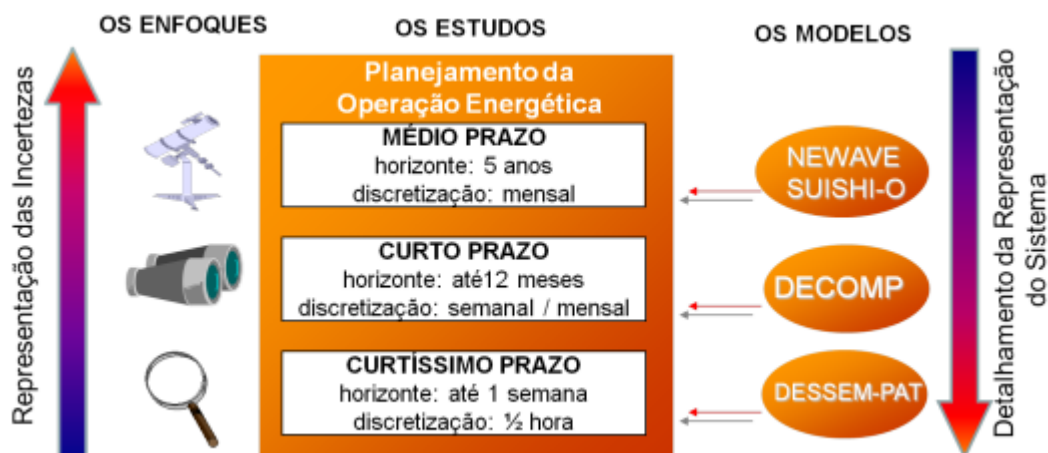


Figura 2. 8 Modelagem do sistema hidrotérmico no planejamento da operação
 Fonte: (ONS, acesso em 27/03/2015)

Atualmente os modelos adotados oficialmente pelo setor elétrico brasileiro são: para programação diária da operação, o modelo DESSEM-PAT; para o planejamento da operação de curto prazo, o DECOMP; para o médio prazo, o NEWAVE e o modelo SUSHI-O. Estes modelos foram desenvolvidos pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) e são utilizados oficialmente pelo sistema elétrico brasileiro (SEB). Para título de interesse deste trabalho, se dará o foco apenas no modelo NEWAVE, o qual é usado como fonte para entrada de dados do programa dhoVisual.

O modelo NEWAVE é baseado na Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para determinar a política de operação que minimize o custo esperado de operação com um horizonte de estudo que se estende até 5 anos à frente, com discretização mensal. Para tal, utiliza-se o modelo auto-regressivo periódico implementado no modelo GEVAZP para geração de cenários de afluências sintéticas permitindo a simulação da operação de até 2000 séries sintéticas de energia afluente, e as usinas são representadas de forma agregada em sistemas equivalentes de energia interligados por troncos de transmissão[RAMOS, 2011].

Conforme consta no Banco de Informações da Geração (BIG) da ANEEL, atualmente, a matriz de energia elétrica brasileira tem uma potência instalada de aproximadamente 135GW[ANEEL, 2015], distribuída entre diversas tecnologias de geração de eletricidade, como hidrelétricas, usinas eólicas, termelétricas e usinas nucleares. Salienta-se que está previsto um acréscimo de 21GW (através de 192 empreendimentos em construção) e mais 14GW (através de 591 empreendimentos de construção ainda não iniciada). As principais usinas e características do Sistema Interligado Nacional serão apresentadas abaixo. Ressalta-se que as informações de capacidade instalada apresentadas foram retiradas do BIG/ANEEL em abril de 2015 [ANEEL, 2015].

Usinas HIDRELÉTRICAS do Brasil

No SIN, há registro hoje de 1.164 centrais hidrelétricas em operação no Brasil, entre UHE (acima de 30MW - 201 usinas em operação), PCH (de 1 até 30MW inclusive - 473 usinas em operação) e CGH (até 1 MW - 490 usinas em operação), totalizando 89.630MW de capacidade instalada e representando 66,27% da capacidade total do SIN. Essas centrais hidrelétricas estão disseminadas pelas regiões do país, podendo ser tanto de reservatórios como a fio d'água. Vale ressaltar que desse total de centrais hidrelétricas aproximadamente 84GW (94%) são de usinas acima de 30MW.

Usinas eólicas

No SIN, existem 258 usinas eólicas em operação, totalizando 5.643MW de potência instalada. As usinas eólicas representam um percentual de 4,17% da matriz energética nacional.

USINA TERMELÉTRICAS

De acordo com o PDE 2022, em dezembro de 2012 a capacidade térmica instalada era de 17GW, com estimativa de que chegasse ao final de 2015 a 21GW devido à capacidade contratada nos leilões até a elaboração do plano.

Porém, o que se constata é que na realidade no primeiro trimestre de 2015 essa capacidade térmica instalada, incluindo as nucleares, já chegou aos 40 GW.

É importante frisar que o mesmo plano alerta que para atender o crescimento da carga, optou-se por indicar um crescimento no parque gerador termelétrico de 150MW entre os anos 2018 e 2021. Porém, ressalta-se que esse crescimento do parque gerador vai depender da disponibilidade de combustível e competitividade de projetos nos leilões novos.

Usinas nucleares

No SIN existem duas usinas nucleares em operação que somam 1.990MW de potência instalada, o que representa um total de 1,44% do total da capacidade instalada no SIN.

Está em construção o empreendimento denominado Angra III. Aproximadamente 60-70% dos materiais para a construção desta estação de geração nuclear já foram adquiridos juntamente com a compra dos materiais de Angra 2. Porém, foi paralisada em 1986 e só foram retomadas em 2010. Atualmente a previsão para entrar em operação é 2018.

Usinas termelétricas a carvão mineral

No SIN existem treze termelétricas movidas a carvão mineral que somam juntas 3.389MW de potência instalada e representa 2,46% da capacidade instalada.

Usinas termelétricas a gás natural

O gás é utilizado para gerar energia elétrica em 156 usinas termelétricas no SIN, sendo que elas representam 14.285 MW de potência instalada. Isso representa 10,4% da capacidade total instalada.

Usinas termelétricas a derivados de petróleo

No SIN existem 1204 usinas de derivados do petróleo, sendo 1171 usinas termelétricas a óleo diesel somando uma potência instalada de 3.571MW e 33 usinas termelétricas de óleo residual correspondendo a 4.083MW. Isso representa um total de 5,6% da capacidade instalada.

Outras usinas

No SIN, existem também usinas do tipo Biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, licor negro, madeira, biogás e casca de arroz) que serão apresentadas aqui apenas para informação, mas não serão consideradas na meta-análise. Essas usinas estão em constante crescimento e expansão e hoje juntas já respondem por 8,62% da capacidade instalada do SIN.

2.4 A Importância do Planejamento

O planejamento é de fundamental importância em todos os tempos e setores da sociedade. No setor elétrico, o planejamento é de fundamental importância para garantir a continuidade da energia. Ressalta-se ainda que nos tempos atuais, não basta apenas garantir a continuidade da energia, mas sim, garantir a segurança energética, econômica e ambiental [FGV, 2013].

Ou seja, o planejamento do setor elétrico deve garantir segurança econômica no sentido de dar condições de competitividade entre fontes energéticas de forma que se promova a redução gradual dos custos de geração de energia elétrica, melhorando assim o acesso da população à energia, a atração de novos investimentos para o país, o crescimento econômico; deve garantir segurança energética através da diversificação da matriz energética e a diversidade de origem das fontes, garantindo assim confiabilidade, seja pela tecnologia adotada, seja por sua proximidade ao centro de carga; por fim, deve garantir também a segurança ambiental, reduzindo os impactos ambientais e sendo cada vez mais rígido no controle às emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Sendo ainda mais claro, isso quer dizer que, a falta do planejamento pode trazer graves consequências negativas como as presenciadas no Brasil no ano de 2001, como também, a situação atual em que se encontra: elevadas emissões de GEE (esse assunto será detalhado mais adiante), energia mais cara e risco iminente de apagão pela situação atual dos reservatórios.

Vale a pena frisar que o planejamento do sistema elétrico era e deve continuar sendo desenvolvido em três níveis [CARVALHO ET AL, 2006]

- **Planejamento de Longo Prazo** – aquele desenvolvido para um horizonte de 30 anos. Onde se analisa as estratégias de desenvolvimento do setor elétrico, a composição futura do parque gerador e principais

sistemas de transmissão. Antigamente, sua periodicidade era de 5 anos e servia como base para a elaboração dos Planos Nacionais de Energia. Porém, o último PNE publicado (PNE 2030) é de 2006/2007 [MME, 2007], mas não tem integrado a evolução energética e as novas prioridades determinadas.

- **Planejamento de Médio Prazo** – aquele desenvolvido para um horizonte de 15 anos. Aqui deve se estabelecer os programas de geração e transmissão de referência e se estimar as demandas de construção de usinas, de linhas de transmissão e de subestações. O ideal era que a periodicidade fosse de 2 anos.
- **Planejamento de Curto Prazo** – aquele desenvolvido para um horizonte de até 10 anos. Relativo às decisões de expansão da geração e da transmissão, definindo as análises de suprimento ao mercado e calculando os custos marginais. Sua periodicidade é anual e atualmente é o único planejamento em que está pautado o sistema elétrico brasileiro. Atualmente o último publicado foi o PDE 2022 pela EPE.

Além da oferta de energia elétrica por si só já ser um processo dinâmico, pois depende/contribui diretamente para o desenvolvimento da sociedade, o setor elétrico brasileiro, ainda possui alguns complicadores por ter a base hidrelétrica com usinas em cascata que dependem de chuva, bem como, grandes interligações.

Sendo assim, um bom planejamento energético que englobe o curto, médio e longo prazo; bem como que leve em consideração as diferentes fontes de energia [DESTER, 2013], possibilita os formuladores de política energética e suas agências reguladoras a tomarem decisões em um ambiente de menos incertezas.

2.4.1 Modelos de Planejamento no Brasil

Para entender melhor os leilões, faz-se necessário tecer algumas informações sobre o desenvolvimento dos modelos do setor elétrico. Para melhor compreensão, será dividido os modelos em três fases distintas (o modelo estatal, o modelo de livre mercado e o novo modelo, descrevendo as principais características de cada época.

- **Modelo Estatal (até 1995)**

Pode-se dizer que o modelo estatal que permaneceu até 1995, teve o seu início de forma mais incisiva com a CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco, criada em 1945), e se intensificou ainda mais com os governos de Getúlio Vargas (1951-1954) e Juscelino Kubitschek de Oliveira (1956-1961), pois esses governos acreditavam que o papel do Estado era fazer grandes obras, prover a chamada indústria de base e assim impulsionar o desenvolvimento. Para se ter uma ideia da magnitude desses investimentos e as consequências desse modelo com a intervenção estatal, de 1945 a 1995, a capacidade instalada passou de 1.342 MW a 55.512 MW, sendo 50.687 MW em mais de 200 hidrelétricas, 89 delas com potência acima de 10 MW.

Pode-se afirmar que durante esse período tinha-se elevados níveis de coordenação e hierarquização entre os agentes, existia o planejamento a longo prazo por grupos da então criada ELETROBRÁS (1961), o Estado controlava a operação do sistema, regulava preços e serviços e elaborava um planejamento de expansão determinativo. As principais características desse modelo é a predominância estatal, a competição inexistente, os consumidores cativos com contratação de 100% do mercado, tarifas reguladas em todos os segmentos, e as sobras/déficits do balanço energético eram rateados entre os compradores.

Pode-se afirmar que a retirada gradual do estado e estabelecimento da política de privatização teve início no ano 92 com o governo Collor com o PND (Plano Nacional de Desestatização), que seguia a tendência mundial após o fim da antiga União Soviética.

- **Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)**

Como já citado anteriormente, esse modelo foi crescendo de forma gradual e uma das principais consequências iniciais dele foi a divisão do setor elétrico em quatro níveis verticais: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Sendo assim, iniciaram-se as privatizações pela distribuição. De 1996 até 2001, foram privatizadas vinte e três distribuidoras.

Nesse modelo, introduziram-se os papéis de agente regulador (atribuído a ANEEL- empresa criada no governo Collor) e do mercado atacadista (MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica) e ainda o operador centralizado (ONS).

As principais características desse modelo são: a grande responsabilidade da ANEEL em garantir a qualidade dos serviços, modicidade das tarifas, proteção aos

consumidores cativos e garantia de fornecimento, e ser mediadora entre os agentes; a abertura a privatização das empresas, o mercado livre, as sobras/déficits do balanço são liquidados no MAE.

Os principais problemas apresentados por esse modelo foram as faltas de investimentos privados e o incentivo as termelétricas que vão de encontro ao custo da energia e a questão ambiental. Ressalta-se ainda que durante esse modelo ocorreu o racionamento de 2001, cujas principais causas atribuídas e notícias são as baixas de reservatórios, aumento do consumo, investimentos decrescentes e falta de planejamento.

- **Novo Modelo (2004)**

Pode-se dizer que esse novo modelo é fruto de diversos estudos que foram feitos com o objetivo de se evitar acontecimentos como o racionamento de 2001. O mais considerado estudo é o do Instituto Cidadania, reunindo uma equipe cujos membros comporiam o corpo técnico do governo Federal. Esta equipe elaborou o documento [IC, 2002] que resultou no novo modelo (instituído pela Lei nº10.848 de 15 de março de 2004 e Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004). Entre as principais premissas desse Novo Modelo estava o planejamento de longo prazo. Nesse contexto eram três os objetivos principais do novo modelo introduzido pelo Governo que assumia o país: garantir a **segurança energética** (prevendo contratação de 100% da demanda, construindo mais térmicas, etc), promover a **modicidade tarifária** (leilões na modalidade menor tarifa) , e promover a inserção social do setor elétrico, pelos programas da universalização do atendimento.

Nesse momento, é de fundamental importância mostrar a realidade dos leilões hoje no Brasil antes de se prosseguir com as características do novo modelo.

Os leilões dividem-se em duas modalidades principais: **energia existente** (produção das usinas já em operação) e **energia nova** (produção dos empreendimentos em processo de leilão das concessões já outorgadas pela ANEEL e estão em fase de planejamento ou construção). Ressalta-se que nos leilões de energia existente, os volumes contratados são entregues em um prazo menor (A-1); por outro lado, nos leilões de energia nova o prazo de entrega geralmente é de três ou cinco anos (A-3 e A-5). Além deles, há os leilões de ajuste e os leilões de reserva. Nos primeiros, as distribuidoras complementam o volume necessário ao atendimento do mercado (visto que as compras de longo prazo são realizadas com base em projeções), desde que ele não supere 1% do volume total. Nos leilões de reserva, o objeto de contratação é a

produção de usinas que entrarão em operação apenas em caso de escassez da produção das usinas convencionais (basicamente hidrelétricas).

Na Figura 2.9 se consegue visualizar melhor os tipos e prazos de leilões existentes.

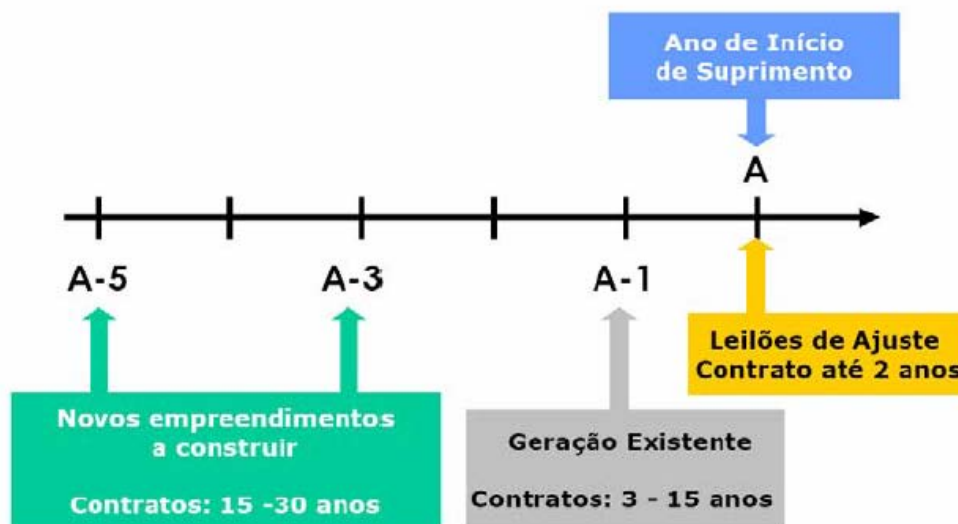


Figura 2. 9 Leilões no Brasil
Fonte: CCEE

Outro aspecto importante dos leilões que ainda deve ser abordado nesse momento é a questão do nivelamento das diversas fontes em relação a metodologia para a estimação dos custos de energia elétrica.

Essa metodologia para a estimação dos custos nivelados de energia elétrica consiste na distribuição, ao longo de sua vida operacional, do conjunto de custos que contribui para o funcionamento de uma usina que utiliza determinada tecnologia de geração elétrica.

Custos de investimento se beneficiam de economias de escala tanto no tamanho de cada unidade individual, quanto no número de unidades a serem construídas.

A literatura normalmente considera: (1) tempos de construção de projetos específicos, (2) custos de construção, e (3) riscos relativos à primeira unidade de uma série. Porém, os leilões de comercialização de energia elétrica no Brasil não são nivelados entre as diversas fontes. A hidrelétrica tem custos escondidos ou externos, que não entram na tarifa (por exemplo, grande parte de seus custos de transmissão são socializados por meio da equalização dos consumidores de energia elétrica). Os combustíveis fósseis têm grande parte dos custos em combustível socializados, o que

reduz a tarifa. Quanto à energia eólica, apresenta assimetria na qualidade de eletricidade e tem tarifas subsidiadas.

Para efeito comparativo, pode-se citar alguns exemplos: a Central Nuclear de Angra, com 2.007 MW, ocupa 3,3 km², enquanto a Usina Hidrelétrica de Furnas, com 1.132 MW, ocupa 1.442 km² e a de Sobradinho, com 1.050 MW, ocupa 4,214 km². Além disso, no caso do sistema elétrico brasileiro, as linhas de transmissão conectando hidrelétricas aos centros de carga podem chegar a mais de 2.000 km de distância, enquanto a Central Nuclear de Angra está situada a cerca de 60 km do Rio de Janeiro.

Após o entendimento dos leilões, pode-se dizer que as principais características do novo modelo são: financiamento através de recursos públicos e privados, competição na geração e comercialização, consumidores livres e cativos, convivência entre mercados livres e regulado e as sobras/déficits do balanço energético liquidados. Então, o modelo pretendia a extinção do modelo atacadista; a retomada do sistema de tarifas pelo custo do serviço; a garantia de que a energia vinda dos projetos hidráulicos existentes, bem como os do aproveitamento do potencial favorável de recursos naturais, seja destinado prioritariamente ao serviço público.

Dentro desse modelo é de fundamental importância entender qual o critério utilizado hoje pelo planejamento convencional, determinado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), para a expansão da capacidade de geração. O critério é dado pela igualdade entre o custo marginal de operação (CMO) e o custo marginal de expansão (CME). Alguns estudos são realizados para analisar a melhor forma da garantia total do SIN [MARZANOO ET AL, 2013]. A seguir, pode-se observar graficamente o comportamento do CMO e do CME em função da carga. O eixo horizontal representa a carga do sistema e o eixo vertical representa o custo marginal.

O custo marginal de operação é o custo para atender um aumento da demanda de energia elétrica, em um dado período de tempo, sem que haja expansão do sistema elétrico. Para isso, utiliza-se a reserva existente ou pode haver degradação na qualidade do serviço.

O custo marginal de expansão é o custo para atender um aumento da demanda de energia elétrica, em um dado período de tempo, por meio da ampliação da capacidade instalada do sistema.

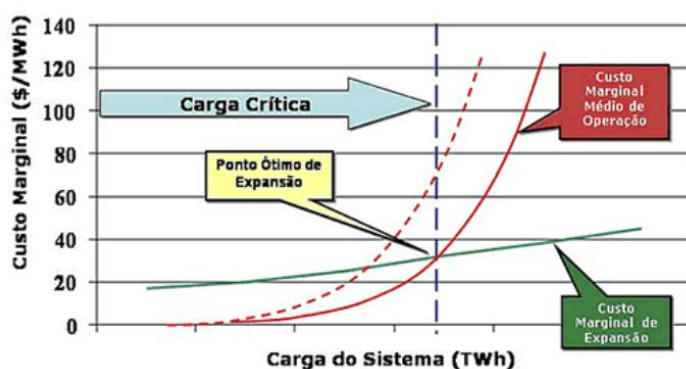


Figura 2. 10 Condição da otimalidade da expansão
Fonte: ILUMINA

Conforme pode ser observado na Figura 2.10, constata-se que a reta vertical tracejada em azul mostra a carga que iguala o CMO ao CME, conhecida como carga crítica, onde está situado o ponto ótimo de expansão. Em uma situação de expansão ótima (i.e., equilibrada, eficiente), o custo marginal de expansão é igual ao custo marginal de operação, sendo indiferente construir uma nova usina ou operar o sistema para atender à demanda de uma unidade adicional de energia elétrica. A curva vermelha, parabólica, representa o CMO e o que pode acontecer com este custo caso resolva-se suprir demandas crescentes sem expansão do parque instalado. À medida que a carga aumenta, o CMO sobe, pois utiliza-se obrigatoriamente mais geração térmica (fonte energética mais cara), como também ocorre maior propensão a um déficit de energia em algum momento futuro, que possui um custo mais elevado. A curva verde, linear, representa o CME, isto é, quanto custa atender a demanda crescente com a expansão do sistema hidrotérmico, o que indica que, à medida que a carga aumenta, mais caro ficará expandir este sistema. Isto ocorre porque, dado à busca da economicidade, as fontes energéticas mais baratas já estão em operação, restando para a expansão fontes em princípio mais caras do que aquelas já utilizadas.

Se o custo marginal do déficit aumenta, a curva vermelha, parabólica, se desloca para a esquerda, tal como na curva vermelha tracejada. Isso significa que, para uma mesma carga, o novo CMO é mais alto do que o anterior, pois os prováveis déficits futuros agora custam mais. Esta curva tracejada do CMO corta a curva do CME numa carga crítica menor, indicando que o sistema já deveria ter sido expandido antes. Neste caso, se a expansão não foi ou não será feita, pode-se estar numa situação de risco superior ao desejado.

Fazendo um paralelo entre o plano decenal e o PEN, visualiza-se que o custo marginal de expansão tem sido estabelecido com base nos preços negociados nos diversos leilões de energia para instalação ao longo da década 2012-2021. O custo marginal de expansão adotado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no PDE 2021 é de R\$ 102,00/ MWh, correspondendo ao preço do empreendimento mais caro aceito dentro do leilão.

Por outro lado, de acordo com o PEN 2013, conforme registrado na Figura 2.11 , percebe-se que a realidade está bem diferente.

Tabela 2. 1 Custos Marginais de Operação – Cenário de Referência
Fonte: PEN 2013/ONS

Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Cenário de Referência

Subsistema	2014	2015	2016	2017
SUDESTE/CENTRO-OESTE	285,74	239,59	231,44	220,83
SUL	281,46	237,45	230,83	220,74
NORDESTE	183,54	149,13	143,87	118,74
NORTE	183,42	149,58	143,37	111,46
ACRE/RONDÔNIA	232,84	239,59	231,44	220,83
MANAUS/MACAPÁ	183,42	149,58	143,37	111,45

OBS: - Custo Marginal de Expansão utilizado pela EPE no PDE 2021 = 102,00 R\$/MWh.
- Os resultados para o ano de 2013 não foram apresentados porque, por premissa, foi considerada a geração térmica na base no período entre maio e novembro de 2013.

Com a publicação do novo PEN 2014, constata-se que esses valores estão ainda muito maiores, conforme Figura 2.11.

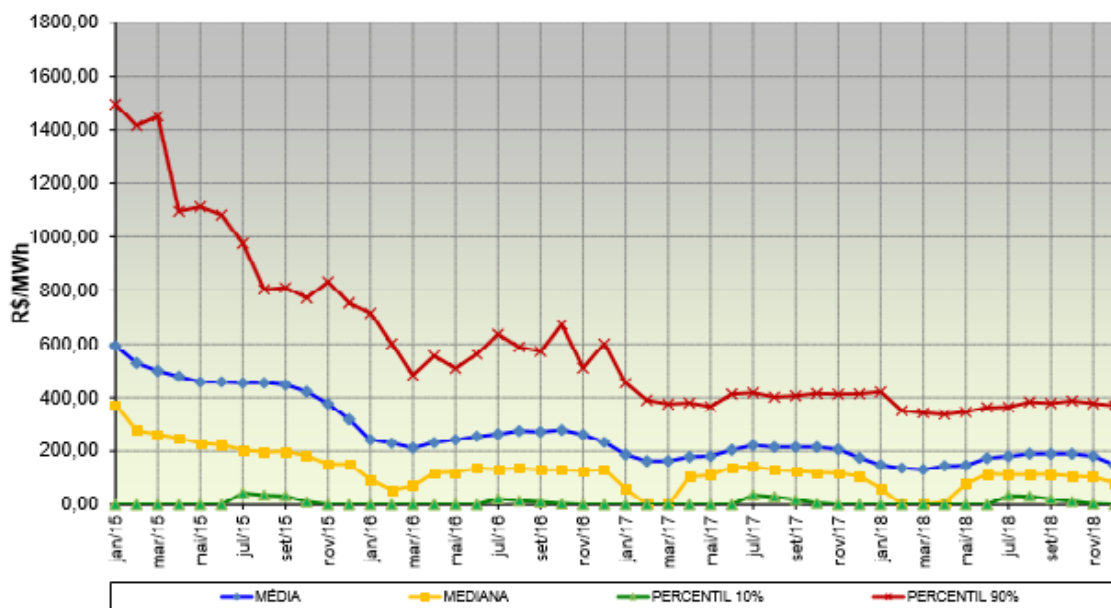


Figura 2. 11 Evolução Mensal dos Custos Marginais de Operação – SE/CO (R\$/MWh)
Fonte: PEN 2014/ONS

Através da Figura 2.11, apesar da apresentação diferente do PEN 2013, percebe-se facilmente, analisando a média, que o valor do Custo Marginal de Operação está estimado em R\$600,00 para início de 2015 e ficando a maior parte do tempo acima de R\$200,00.

Para ampliar mais o assunto, pode-se analisar a Figura 2.12.

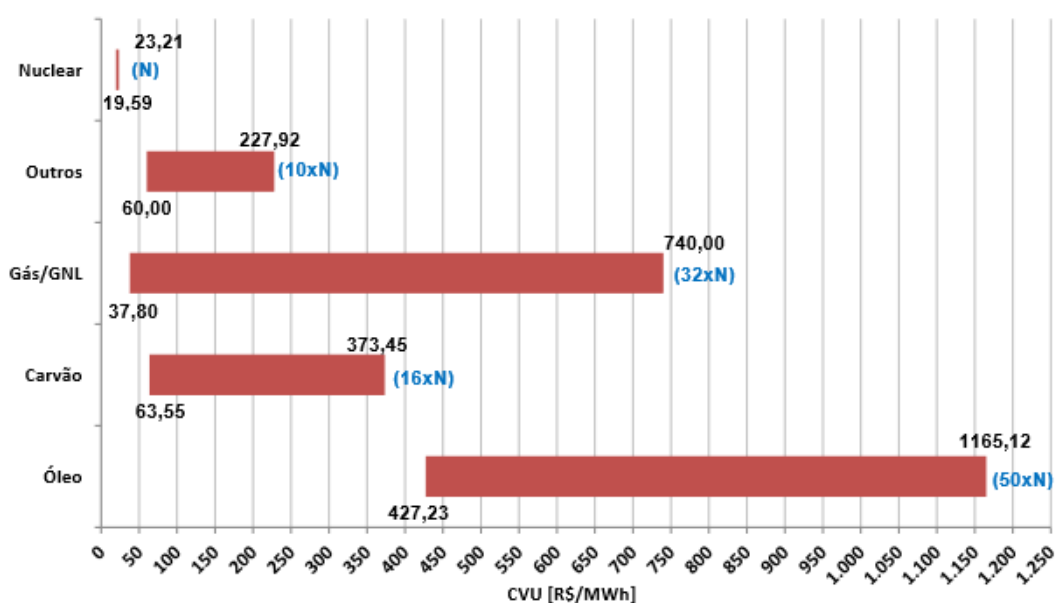
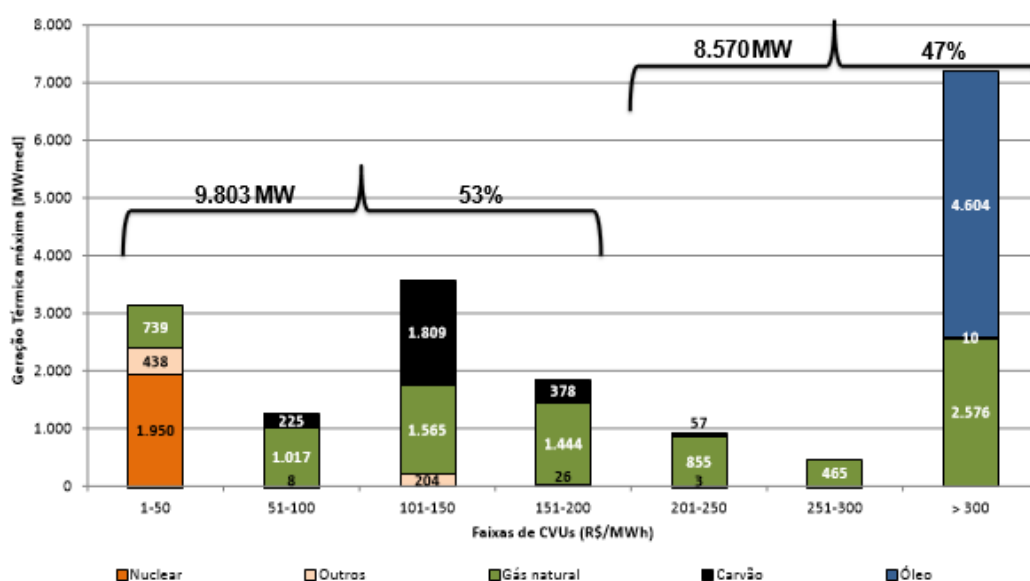


Figura 2. 12 Distribuição dos Custos Variáveis Unitários por fonte
Fonte: PEN 2014/ONS

A partir da Figura 2.12, constata-se que as nucleares possuem custos de operação bem inferiores se comparada as térmicas tradicionais. Uma análise mais criteriosa das Figuras 2.10 e Figura 2.11, pode-se concluir que para chegar a um custo alto como o que está se pagando atualmente, encontra-se em operação grande parte das térmicas, inclusive as com custo mais elevados, como as de óleo diesel. É também notoriamente conhecido que essas térmicas possuem fator de emissão de CO₂ bem acima das nucleares.

Para ilustrar ainda mais esse raciocínio, é importante analisar a Figura 2.13 e a Figura 2.14.



OBS: Térmica mais cara = 1.165,12 R\$/MWh

Figura 2. 13 Distribuição das disponibilidades máximas por CVU e fonte – 2014
Fonte: PEN 2014/ONS

A Figura 2.13 mostra a realidade do ano 2014. Em períodos normais, a variação de custo das térmicas varia em períodos normais entre R\$ 20/MWh(nucleares) e R\$ 350/MWh (gás e carvão). Ou seja, com baixa regularização dos reservatórios

futuros, eólicas e biomassa intermitentes, estaremos a maior parte do tempo operando as térmicas acima de R\$ 30/MWh e caso a hidrologia seja muito desfavorável, operaremos térmicas de até R\$ 1116,69/MWh, como está acontecendo no atual momento.

A Figura 2.14 mostra uma perspectiva para 2017.

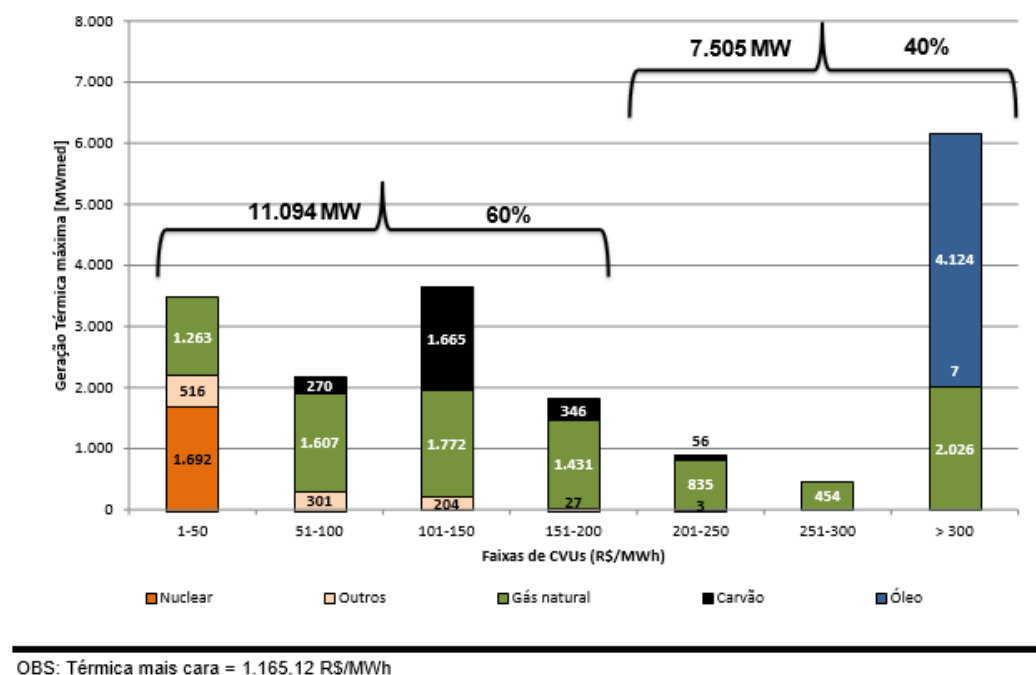


Figura 2. 14 Distribuição das disponibilidades máximas por CVU e fonte – 2018
Fonte: PEN 2014

Cabe ainda ressaltar que a realidade atual dos reservatórios levou o ONS a afirmar que as térmicas ficarão em operação até o final do ano, baseado na média da hidrologia da série que se inicia em 1930 [PCH, 2014]. Ou seja, todas as térmicas ficaram praticamente todo o ano de 2014 e ficarão todo o ano de 2015 operando constantemente.

Em resumo, o que se observa é que ao contrário do que era a ideia inicial do novo modelo, o mercado livre teve a sua efetiva implantação nesse novo modelo; o conceito de serviço pelo custo foi descartado, sendo implantado o preço do mercado, inclusive para as estatais. Nesse ponto, não se pode deixar de citar a criação da MP 579, que foi uma medida provisória criada com o objetivo de reduzir o preço da energia: reduzir o preço da energia, em média, em 20% a partir de 2013. A MP propôs a

renovação antecipada da concessão das geradoras e transmissoras de energia, cujos contratos venceriam até 2017.

A negociação da antecipação era muito bem quista, principalmente pela população em geral, pois reduziria o preço final nas contas dos consumidores.

As concessionárias estariam liberadas para fechar novos contratos de longo prazo com as distribuidoras, o último elo da cadeia. A realidade, porém, se revelou não muito bem quista assim; pois, ao invés de cortar impostos, o governo decidiu cortar a remuneração das empresas.

Esse corte causou um desconforto que ficou ainda mais desagradável quando as três grandes geradoras (Cemig, Copel e Cesp) não renovaram a concessão, não houve energia suficiente para o governo fazer os leilões com contratos de longo prazo para todas as distribuidoras. O efeito disso foi ruim, pois a energia negociada em contratos de longo prazo é geralmente bem mais barata do que a comprada no mercado livre.

Com os sinais de alta no consumo e de baixa nos reservatórios sendo dados desde 2012 até os dias atuais (primeiro semestre de 2015), o preço no mercado livre disparou. No ano de 2012, distribuidoras que tinham contratos de pouco mais de 100 reais o megawatt-hora passaram a pagar 400 reais no mercado livre. E, no ano de 2013, o preço atingiu 822 reais.

Os tomadores de decisão do governo tentaram inverter a lei de oferta e demanda ao baixar o preço da energia num momento em que o consumo subia e a oferta não acompanhava. Com a oferta de energia ficando aquém da demanda, a tendência seria de aumento nas tarifas. Mas, para evitar a alta para o consumidor final, o Tesouro tem arcado com a diferença de preço. No ano passado, essa conta foi de 15 bilhões de reais. A estimativa é que neste ano sejam necessários outros 24,5 bilhões, um peso e tanto para quem terá de cortar 44 bilhões para fazer superávit primário.

Essa realidade tem cada dia mais deixado a todos preocupado com novos riscos de apagões e com o preço da energia que chega aos consumidores já atingindo novamente preços elevados.

2.5 Aspectos e Riscos Hidrológicos

O sistema elétrico brasileiro, apresenta uma peculiaridade rara hoje no mundo: a predominância da hidrelétrica. O Brasil se destaca tanto neste campo, que pode até ser

chamado de “os árabes da eletricidade”. Nesse aspecto existem muitas vantagens associadas à predominância hidrelétrica, pois geram energia a um custo irrisório, não possuem gastos com combustíveis e na operação a emissão de CO₂ é desprezível.

Porém, por depender do nível dos reservatórios, ou seja, da quantidade de chuva nos leitos dos rios, um planejamento sem considerar hidrologias ruins, pode causar grandes transtornos como os já ocorridos em 2001 e preocupações grandes como as existentes no momento atual. Embora já se tenha tentado minimizar os erros de previsão de vazão [AQUINO ET AL, 2010], eles existem e dependendo do ano não são compatíveis com a média, podem ser muito grandes.

Um sistema muito dependente da hidroeletricidade como o brasileiro, leva a questões clássicas como a da mitigação do risco hidrológico, que é feita basicamente através do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

Em períodos de seca, devido à escassez de energia barata (origem hídrica), as hidrelétricas reduzem a capacidade e geram um dilema contratual [BARROSO ET AL, 2003]. Se estas geradoras estão pouco contratadas, ficam expostas em períodos de preços baixos. Por outro lado, se fortemente contratadas, ficam sujeitas a preços extremamente elevados nos períodos de hidrologia desfavorável e terminam tendo “prejuízos”.

2.6 Histórico das Térmicas no SIN

Inicialmente, é essencial entender o atual quadro do Sistema Interligado Nacional para analisar a proposta de mitigação de emissões de CO₂.

O Sistema Interligado Nacional – SIN, é formado pelas empresas das regiões Nordeste, parte da Região Norte, Sul, Sudeste e Centro-Oeste, e, ainda uma parcela de aproximadamente 3% de sistemas isolados localizados em sua maioria na região amazônica que serão totalmente interligados ao SIN até 2015.

Entre os anos de 1980 e o início da década de 2000, a geração de eletricidade no Brasil cresceu a uma taxa média anual de 4,2%, com dominância da energia hidráulica. No entanto, nesse período, não ocorreu expansão como era esperado e resultou em um racionamento que alcançou grandes proporções, forçando uma redução média no consumo de 20% entre 2001 e 2002. Para enfrentar a crise de abastecimento as autoridades elaboraram, em caráter emergencial, o Programa

Prioritário de Termelétricidade (PPT). Em 24 de fevereiro de 2000, foi criado pelo Decreto N° 3371 o Programa Prioritário de Térmicas - PPT, que se apresentava como decisivo para a diversificação da matriz de geração brasileira, cuja potência total deveria passar a ser 80% hidrelétrica e 20% termelétrica até 2009. O PPT previa incentivos de longo prazo (20 anos) para as térmicas e garantia um despacho das mesmas na base. O PPT previa a entrada de 49 termelétricas, na maioria a gás natural, das quais a maioria não saiu do papel e outras poucas foram viabilizadas contando com parceria da Petrobrás (empresa pública de petróleo e gás natural). Porém, a partir da criação do novo modelo, reconheceu-se a importância de trabalhar com um mix-hidrotérmico ótimo e as térmicas cresceram significativamente. Com isso, a hidroeletricidade foi reduzida de 92% em 1995 para 63,8% no final de 2013. Ou seja, as usinas termelétricas cresceram muito e atingiram 28,83%.

Esse aumento muito grande das térmicas vem provocando um crescimento muito grande das emissões de gases de efeito estufa no Sistema Elétrico Brasileiro.

2.7 Panorama das Emissões de GEE

O efeito estufa é um fenômeno natural e responsável pela manutenção da vida na Terra, pois regula a temperatura do nosso planeta através da manutenção de um equilíbrio entre a radiação que entra e sai da atmosfera terrestre. Basicamente, a superfície e a atmosfera da Terra são mantidas aquecidas pela energia solar. De toda a radiação proveniente do Sol, cerca de 50% é absorvida pela superfície terrestre, 30% é refletido para o espaço pelas nuvens, neve, areia e outros corpos refletivos e 20% é absorvido por gases e gotículas de água presentes na atmosfera. Entretanto, nem toda radiação refletida pela superfície e pela atmosfera escapa diretamente para o espaço. Parte dessa radiação, situada na região do infravermelho (energia em forma de calor), é reabsorvida por moléculas presentes na atmosfera e reemitida em todas as direções provocando um aquecimento adicional da Terra.

Esse fenômeno mantém a superfície da Terra a uma temperatura média de +15°C, em vez de -15°C, temperatura que predominaria se os gases que absorvem radiação infravermelha não estivessem presentes na atmosfera. Um aumento na concentração desses gases intensificaria o efeito estufa, provocando um aquecimento

ainda maior da atmosfera [UN, 1998]. E é justamente esse fato que tem causado tanta preocupação pelos impactos que as mudanças climáticas causam, conforme já discutido anteriormente.

A atmosfera terrestre tem em sua composição nitrogênio gasoso (N_2), oxigênio diatômico (O_2) e gás argônio (A_r), mas eles não são capazes de absorver a radiação infravermelha. Outros componentes da atmosfera, em menor concentração, como o CO_2 e o vapor d'água, absorvem essa radiação e promovem o aquecimento da atmosfera sendo chamados de gases de efeito estufa. As atividades humanas têm emitido para a atmosfera outros GEE, além dos já existentes [UN,1998]. Os principais gases relacionados ao efeito estufa antrópico são [UNDP, 2007]:

- Dióxido de carbono (CO_2);
- Metano (CH_4);
- Óxido nitroso (N_2O);
- Hidrofluorcarbonos (HFCs);
- Perfluorcarbonos (PFCs);
- Hexafluoreto de enxofre (SF_6).

De acordo com o IPCC (2007), as concentrações de GEE na atmosfera têm aumentado de maneira acentuada desde 1750 como consequência da intensificação das atividades humanas. Para se ter uma idéia, na época pré-industrial, as concentrações de CO_2 , CH_4 e N_2O eram de 280ppm, 715ppb e 270ppb, respectivamente e no ano de 2005, essas concentrações aumentaram para 379ppm, 1774ppb e 319ppb, respectivamente. O aumento nas concentrações de GEE não é constante ao longo do tempo, sendo observado que entre 1970 e 2004 ocorreu o maior aumento, de 70%.

Os GEE não influenciam da mesma maneira o aquecimento do sistema climático, isso ocorre porque eles possuem mecanismos de remoção variados, fazendo com que tenham tempos de permanência na atmosfera diferentes.

Sendo assim, para que possa haver uma comparação entre as emissões de diversos GEE, suas emissões devem ser contabilizadas em uma unidade comum: tCO_2 (toneladas de dióxido de carbono). O CO_2 foi escolhido como gás de referência devido ao fato de ser a substância cuja emissão é afetada pelas emissões antrópicas que mais contribui para o aquecimento global bem como por ser a mais emitida dentre os GEE. Essa unidade mede a massa de CO_2 que, se fosse emitida, causaria o mesmo FR (Forçamento Radiativo – mede o quanto o balanço de irradiação da Terra está sendo retirado do seu estado normal devido aos causadores da mudança climática, ou seja,

corresponde a um desvio com base na situação do ano de 1750, que é um período com pouco impacto humano no clima) em um determinado intervalo de tempo que a emissão de outro GEE [IPCC, 2007].

Diante de todas essas considerações a respeito da influência das emissões antrópicas dos GEE para o aquecimento global, é importante correlacionar as emissões às atividades humanas responsáveis pelas mesmas. Na Figura 2.15 são apresentadas as principais atividades relacionadas às emissões globais de GEE.

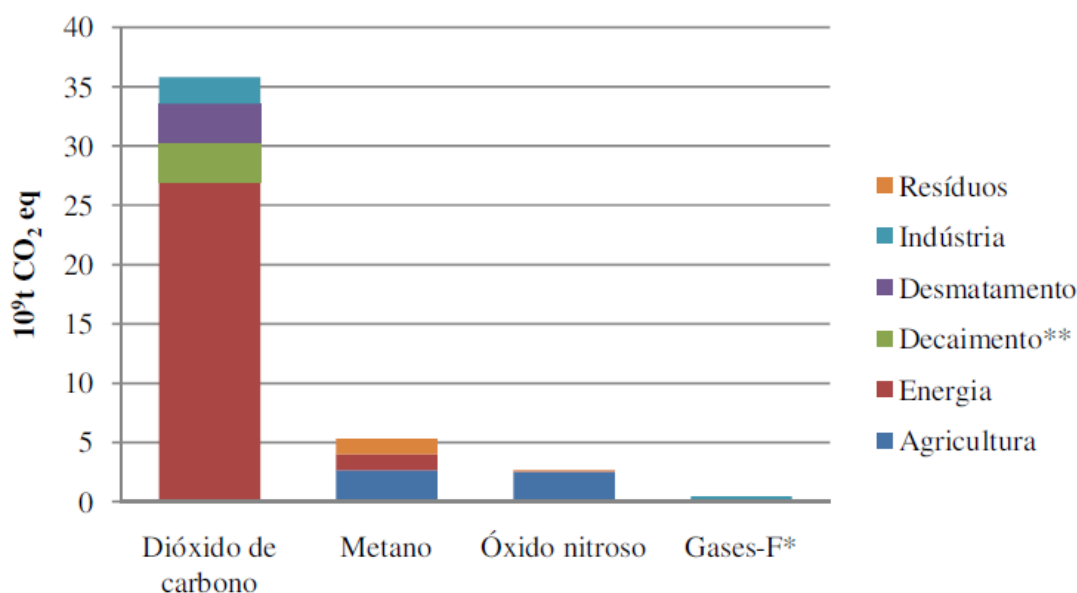


Figura 2. 15 Emissões antrópicas de gases de efeito estufa mundiais
Fonte: IEA (2008).

Para o ano de 2005, a emissão total de GEE foi de 44,210⁹tCO₂eq [IEA, 2008], sendo que a energia foi a atividade que mais contribuiu para a emissão desses gases. Sendo assim, o controle da mudança climática passa necessariamente por ações e políticas públicas que minimizem a emissão de GEE nas atividades humanas.

No mundo, em 2004, foram emitidas entre 25,3 e 27,5 GtCO₂ por ano pelo uso de combustíveis fósseis, e aproximadamente mais 5,9 GtCO₂/ano pelo uso de solos e florestas, segundo o Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima [IPCC WGIII, 2007]. Com relação aos combustíveis fósseis, os EUA lideram o ranking das emissões com 6,0 GtCO₂/ano (em 2004), seguidos de perto pela China com 5,0 GtCO₂/ano [UNDP, 2007], o que faz com que estes dois países representem 40% do total das emissões mundiais de CO₂.

O dióxido de carbono é o GEE mais abundante na atmosfera, sendo produzido, principalmente, pela combustão dos combustíveis fósseis, por alguns processos industriais e pelos desmatamentos das áreas florestais. Na indústria da eletricidade, cabe ressaltar que a geração termelétrica baseada na queima de combustíveis fósseis, tais como o carvão e o óleo combustível, é considerada a principal fonte de emissão de CO₂.

De todas as atividades geradoras de GEE, o setor energético é o que mais contribui para o aquecimento global, tendo emitido, em 2005, 64% das emissões de GEE no mundo [IEA, 2008]. No entanto, essa situação é diferente no Brasil, devido a grande predominância da fonte hidroelétrica de Geração.

A matriz de eletricidade mundial é composta em sua maioria por combustíveis fósseis, principalmente por derivados de petróleo, carvão mineral e gás natural. (IEA, 2009).

Para um melhor entendimento do que vem sendo feito para minimizar as emissões de CO₂, pode-se apresentar resumidamente um histórico.

2.7.1 HISTÓRICO

Em 1979, foi realizada a Primeira Conferência Mundial do Clima que apontou para a necessidade de uma cooperação entre as Nações para o desenvolvimento de uma estratégia global para o entendimento do funcionamento e uso racional do sistema climático.

Em 1989, foi criado o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) com o objetivo de fornecer aos governos uma visão científica clara sobre o que está acontecendo com o clima mundial.

Em 1992, foi criada a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) que reuniu os países num esforço para estabilizar as concentrações de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera em um nível que não interfira de forma perigosa no sistema climático, freando o aquecimento global e seus possíveis impactos.

Em 1997, a criação do Protocolo de Quioto, que trouxe compromissos reais e estabeleceu que os países incluídos no Anexo I desse protocolo devem reduzir suas emissões de GEE em pelo menos 5% abaixo dos níveis de 1990 no período de 2008 a 2012.

Em 2009 foi instituída no país a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), por meio da Lei nº12.187/2009, que entre seus objetivos busca a compatibilização do desenvolvimento econômico-social com a proteção do sistema climático e a redução das emissões antrópicas de GEE em relação às suas diferentes fontes, definindo o compromisso nacional voluntário de adoção de ações de mitigação com vistas a reduzir suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) entre 36,1% e 38,9% em relação às emissões projetadas até 2020. A projeção de emissões de gases de efeito estufa para 2020 foi estimada em 3,236 GtCO₂. Dessa forma, a redução correspondente aos percentuais estabelecidos encontra-se entre 1,168 GtCO₂ e 1,259 GtCO₂, respectivamente, para o ano em questão.

2.7.2 Emissões na Geração

Inicialmente, faz-se necessário apresentar a distribuição da Geração de Energia no SIN nos últimos anos, conforme apresentado na Figura 2.16.

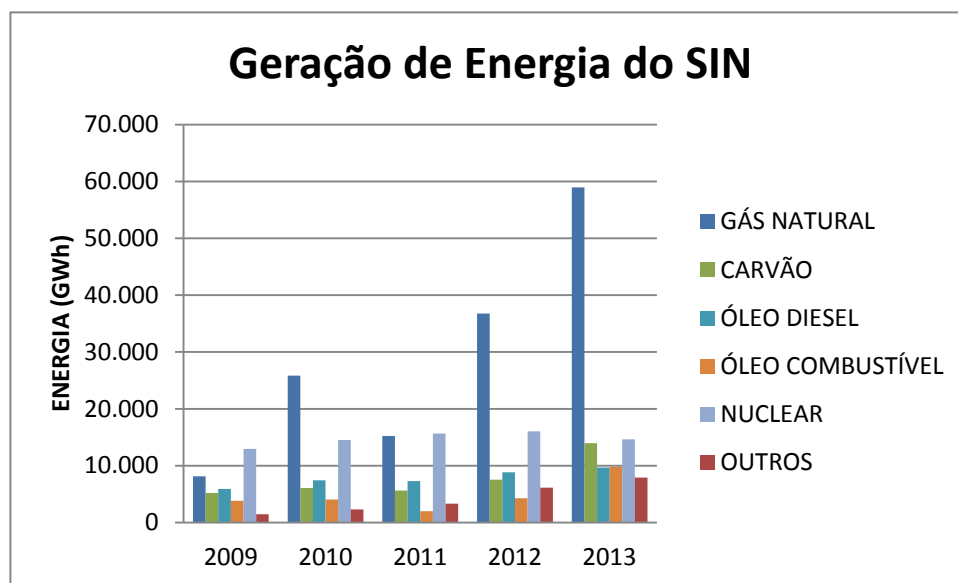


Figura 2. 16 Evolução da Geração de Energia no SIN ao longo dos últimos anos.
Fonte: Elaboração própria a partir do BEN 2014

Conforme pode ser observado, na Figura 2.16, é notável o crescente aumento que vem apresentando a geração através de Térmicas convencionais movidas a Gás Natural, Carvão e Óleo Combustível.

Para uma visão ainda mais ampla, pode-se ter um panorama anual maior. Na Figura 2.16 é apresentada a Geração de energia no SIN desde o ano de 1996.

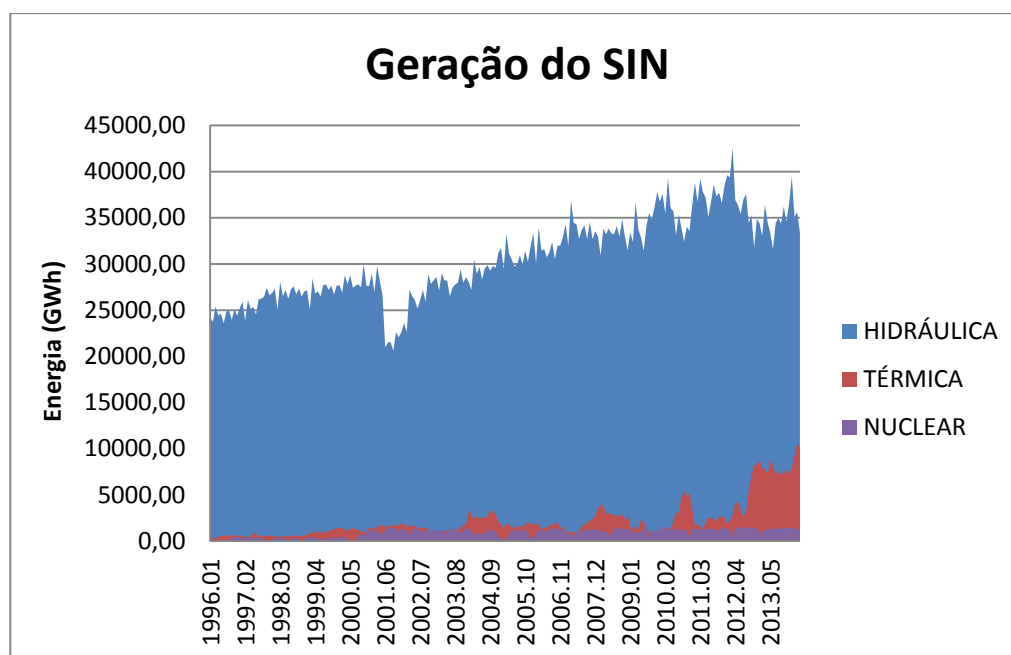


Figura 2. 17 Geração de Energia por fonte do SIN
Fonte: Elaboração própria a partir do MCTI

Uma análise das emissões provenientes da Geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis e apresentada na Tabela 2.2 . Na qual é apresentado o fator médio de emissão obtido em [MCT, 2015 e 2015a] e a geração térmica apresentada [ONS, 2015a].

Os fatores de emissão médios de CO₂ para energia elétrica [MCT,2015a] têm como objetivo estimar a quantidade de CO₂ associada a uma geração de energia elétrica determinada. Ele calcula a média das emissões da geração, levando em consideração todas as usinas. Se todos os consumidores de energia elétrica do SIN calculassem as suas emissões multiplicando a energia consumida por esse fator de emissão, o somatório corresponderia às emissões do SIN.

A geração térmica apresentada [ONS, 2015a] é a geração térmica total obtida de combustíveis fósseis em cada ano.

Tabela 2. 2 Fator médio anual e Geração Térmica

Ano	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Fator médio anual (gCO ₂ /kWh) [MCT 2015 , 2015a]	32,32	29,18	48,38	24,50	51,28	29,20	65,34	96,03	135,49
Geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis (GWh/ano) [ONS , 2015a]	20.128	18.669	36.489	16.307	37.497	25.982	53.405	93.104	125.635

Da Tabela 2.2, constata-se que nos anos em que a geração termelétrica foi mais representativa, como 2012, 2013 e 2014, os fatores de emissão foram maiores.

Seguindo mais adiante nesta análise, buscou-se verificar o Plano Decenal 2018, conforme Figura 2.18.

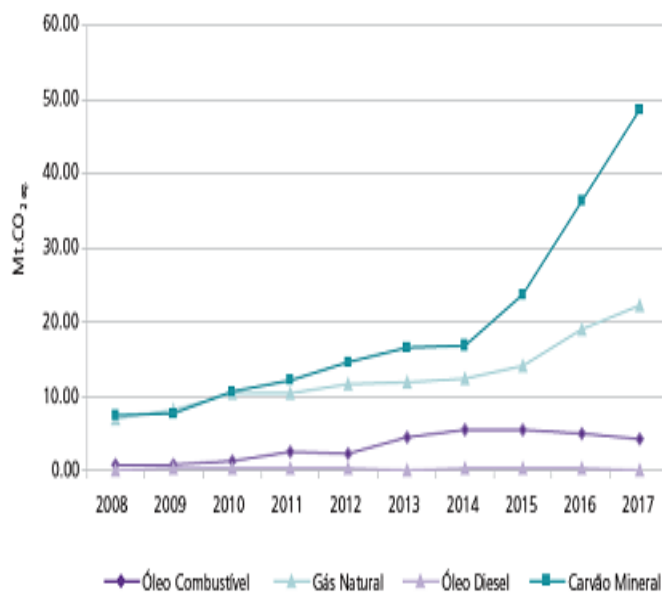


Figura 2. 18 Emissões de GEE por combustível
Fonte: EPE

Pela Figura 2.18, constata-se que até o ano 2017, a expectativa que devido a grande expansão das térmicas o nível de emissões da Geração aumente ainda mais. Vale salientar que os planos seguintes (PDE 2019 a PDE 2022) não apresentaram mais esses dados.

2.7.3 Emissões no Consumo

Inicialmente para analisar as emissões provenientes do consumo de energia elétrica, é de suma importância analisar como vem evoluindo o consumo de energia elétrica no país. A Figura 2.19 apresenta o consumo de energia elétrica no Brasil através da análise de uma série história desde 1976.

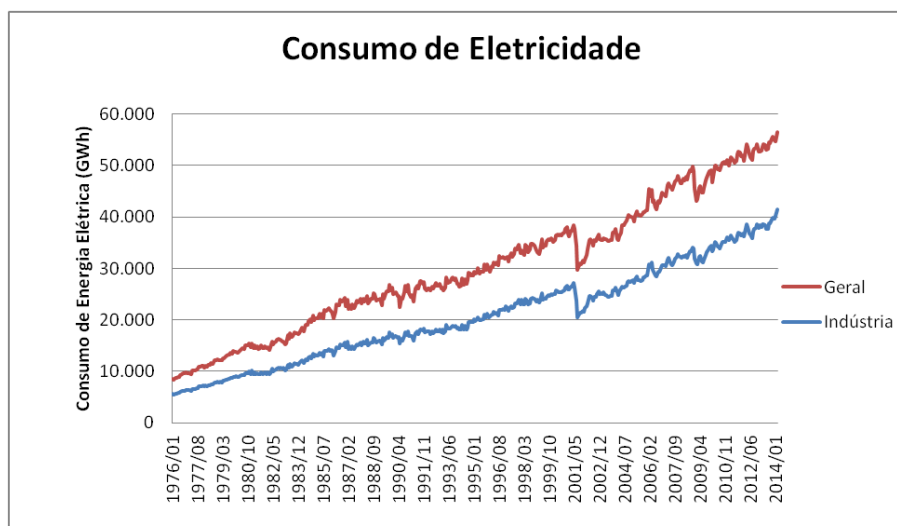


Figura 2. 19 Consumo de Energia Elétrica no País em GWh – Elaboração Própria
Fonte: Elaboração própria a partir de EPE/BEN

Percebe-se da Figura 2.19, que exceto o ano de 2001 (ano do racionamento no país), o crescimento do consumo de energia elétrica se apresenta numa constante.

Vale lembrar também que, as emissões de CO₂ no consumo de energia elétrica, estão diretamente proporcionais ao consumo.

Vale a pena frisar também que o consumo na indústria é quase metade do consumo de energia elétrica do país. E, conforme o PDE 2022 esse consumo também será constante, conforme o PDE 2022, apresentado na Figura 2.21.

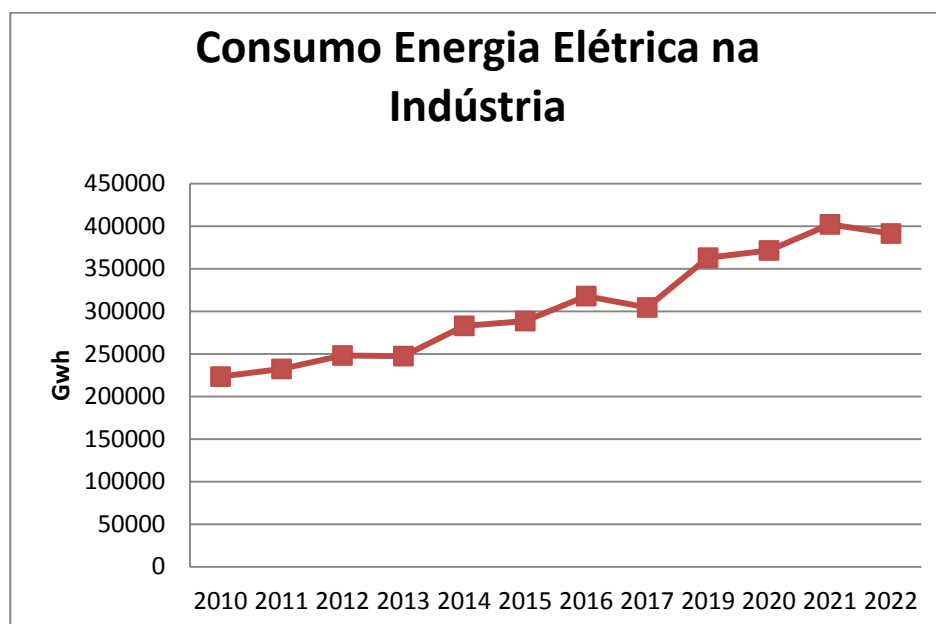


Figura 2. 20 Consumo de Energia Elétrica na Indústria, conforme PDE
Fonte: Elaboração Própria a partir de PDE 2019, PDE 2020, PDE 2021 E PDE 2022

Nesse contexto, é apresentada na Figura 2.21 também a série histórica das emissões de CO₂ emitidas pela energia elétrica na indústria.

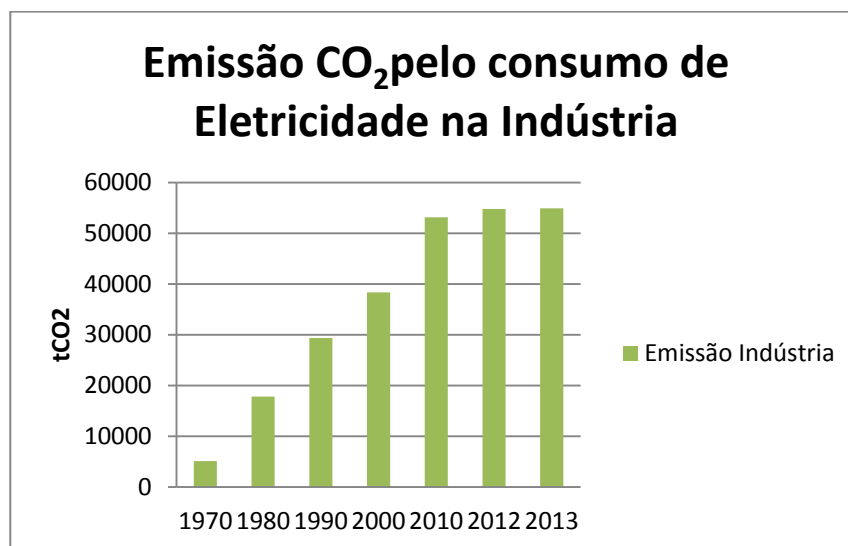


Figura 2. 21 Emissões de CO₂ pelo consumo de eletricidade na indústria do Brasil ao longo de décadas
Fonte: Elaboração Própria a partir de BEN 2013

E ainda, de acordo com os PDEs mais atuais [MME, 2010; MME, 2011; MME, 2012; MME, 2013], verifica-se que a tendência é que esse consumo e emissões tendem a aumentar ainda mais ao longo dos anos.

Historicamente, para a eficiência energética não tem sido dada a sua real importância econômica e ambiental para o Brasil. O mais preocupante de toda essa realidade apresentada até aqui é que, mesmo com a crise desencadeada pelo risco de escassez de energia no País e a elevação dos preços das tarifas, não se tem investido em programas com resultados expressivos na área de conservação de energia e eficiência energética, conforme análise dos dados.

É importante ainda frisar que no que diz respeito a eficiência energética o Brasil é o penúltimo entre as maiores economias do mundo [ACEEE, 2014]. Na elaboração do ranking que leva em consideração a soma de alguns quesitos importantes, como indústria, constata-se que o Brasil atingiu 30 pontos, menos que a metade dos 65 pontos da líder do ranking Alemanha. O ACEEE (Conselho Americano por uma Economia com mais Eficiência Energética) ainda afirma que apesar do país ter uma política nacional como o PNMC, não existe nenhuma meta relacionada à economia de energia. O relatório ainda afirma que o Brasil tem um potencial grande de eficiência energética, mas o deixa entocado.

Segundo a Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia (Abesco), o potencial de eficiência energética equivale à metade de toda a geração anual de Itaipu, ou ao consumo de todo o Estado de Minas Gerais durando um ano inteiro. Ainda de acordo com a ABESCO, por não adotar todo o seu potencial de medidas de eficiência energética, o Brasil perde R\$ 11 bilhões ao ano.

As Figuras a seguir apresentam a porcentagem de economia de energia elétrica total ao longo dos anos, segundo os quatro últimos PDEs.

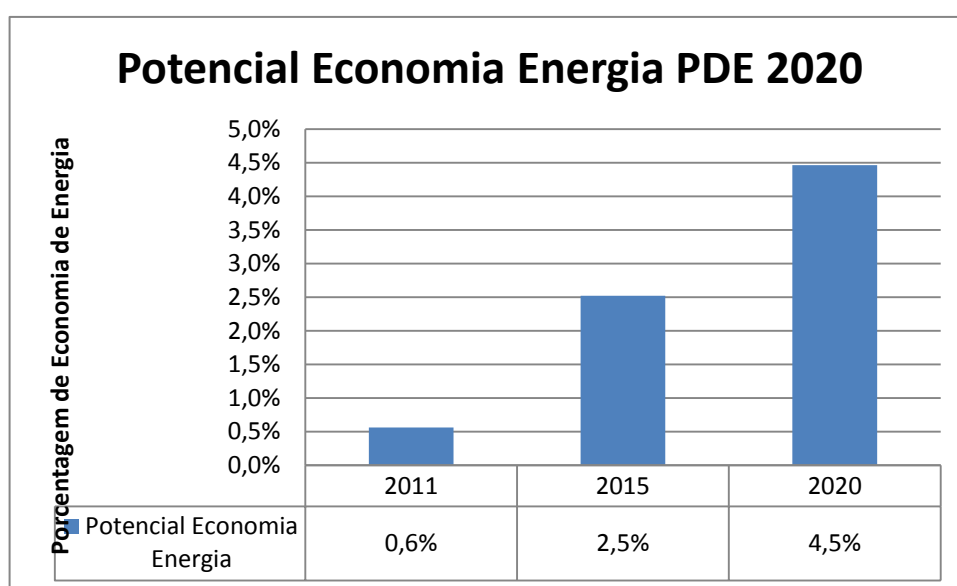


Figura 2. 22 Porcentagem de economia de energia elétrica total
Fonte: Elaboração Própria a partir de PDE 2020

No PDE 2020, conforme Figura 2.22, o potencial de economia de energia elétrica total, apresenta-se com uma estimativa de 0,6%, almejando-se um crescimento gradual e atingindo os 4,5% no ano de 2020.

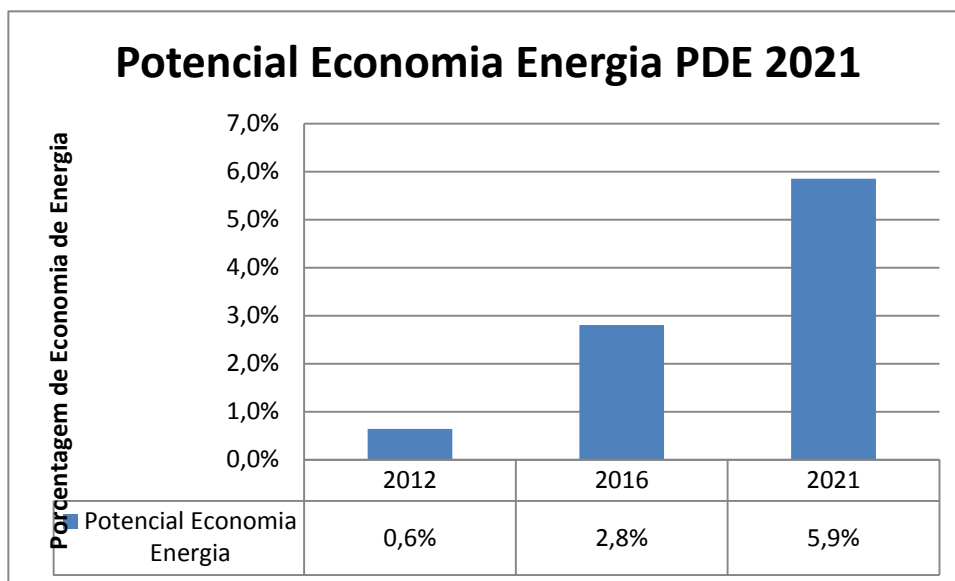


Figura 2. 23 Percentagem de economia de energia elétrica total
 Fonte: Elaboração Própria a partir de PDE 2021

Mais um ano que se passa, e, conforme o PDE 2021, pelo terceiro ano consecutivo o mesmo potencial de 0,6% é esperado para o ano de 2012. E o mais “estranho” é que a previsão é ainda mais otimista, almejando-se alcançar 5,9% em 2021.

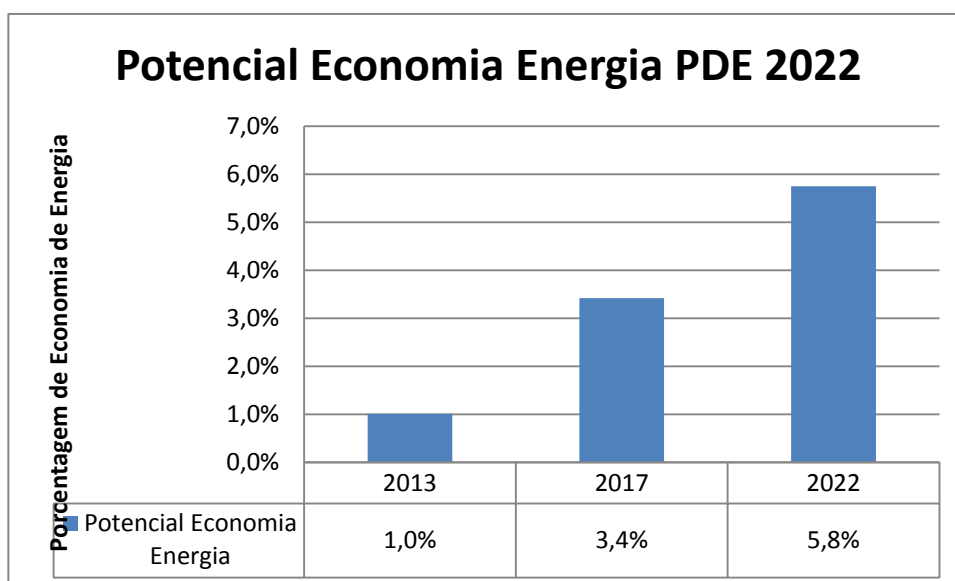


Figura 2. 24 Percentagem de economia de energia elétrica total
 Fonte: Elaboração Própria a partir de PDE 2022

O PDE 2022 foi um pouco mais otimista e estipularam 1% de economia de energia para o ano de 2013. Porém, ainda espera-se um potencial de economia de energia bem diferente do que se tem visto atualmente.

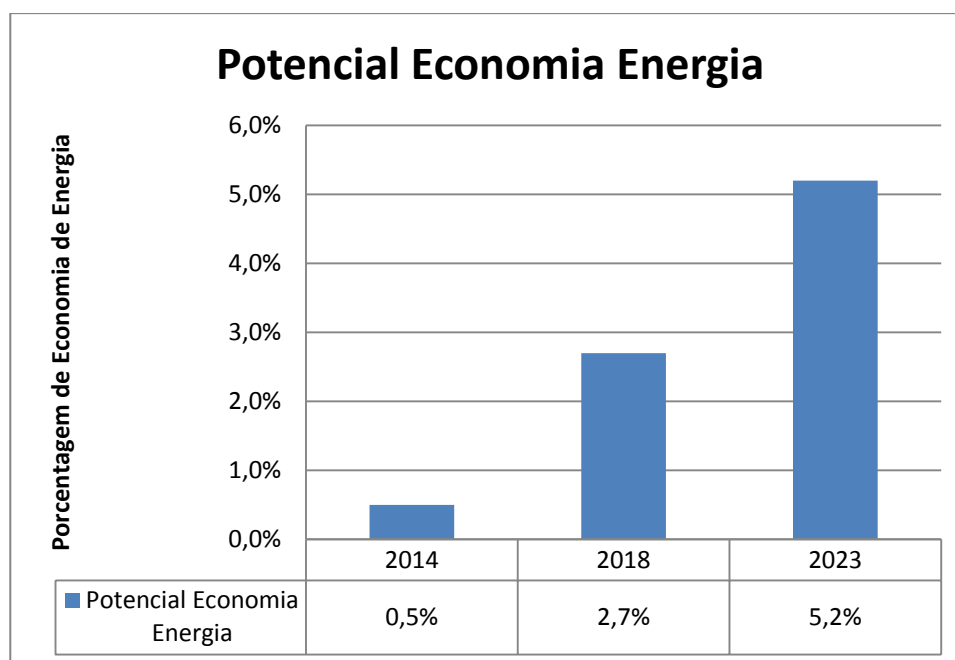


Figura 2. 25 Porcentagem de economia de energia elétrica total
Fonte: Elaboração Própria a partir de PDE 2023

O PDE 2023, foi um pouco mais realista e estipularam 0,5% de economia de energia para o ano de 2014. Porém, ainda espera-se um potencial de economia de energia bem diferente do que se tem visto atualmente.

Vale a pena frisar que o relatório da ACEEE, ainda afirma que o Brasil tem um potencial grande de eficiência energética, mas não consegue resultados satisfatórios nessa área.

Tabela 2. 3 Resumo dos Potencias de Economia de Energia, conforme PDEs

PDE 2019			PDE 2020			PDE 2021			PDE 2022			PDE 2023		
2010	2014	2019	2011	2015	2020	2012	2016	2021	2013	2017	2022	2014	2018	2023
0,6%	1,8%	3,2%	0,6%	2,5%	4,5%	0,6%	2,8%	5,9%	1,0%	3,4%	5,8%	0,5%	2,7%	5,2%

Para o setor industrial, essa realidade também não é diferente, conforme Figuras a seguir.

Na Figura 2.26 esboça-se o potencial de economia de energia elétrica na indústria segundo o PDE 2020.

Pela Figura 2.26, estimava-se um potencial de 0,6% para o ano de 2011, aumentando para 2,6% em 2015 e atingindo o potencial de 4,5% no ano de 2020.

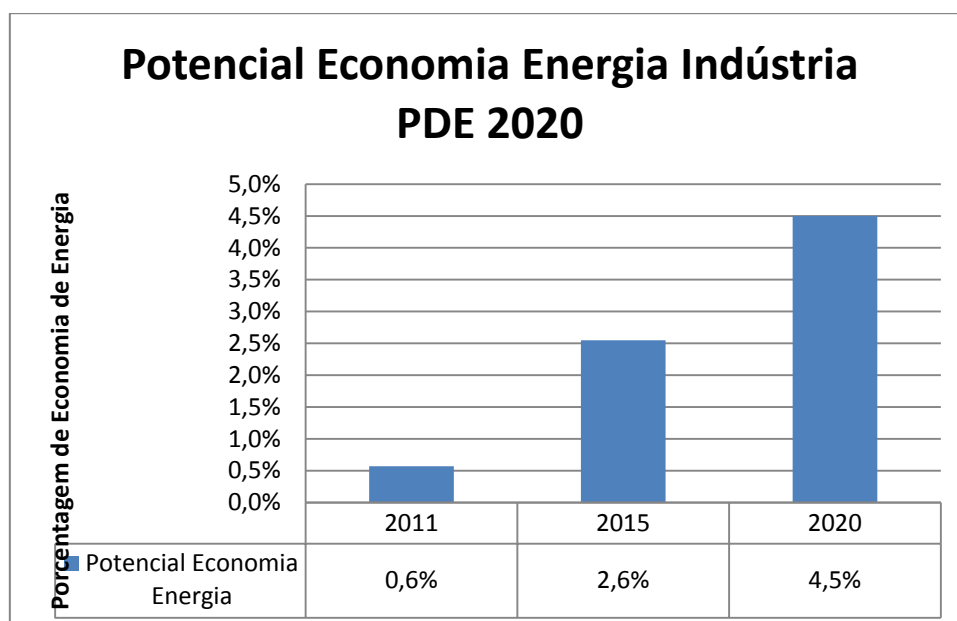


Figura 2. 26 Percentagem de economia de energia elétrica no setor industrial
Fonte: Elaboração Própria a partir de PDE 2020

No PDE 2021, segue-se a mesma linha.

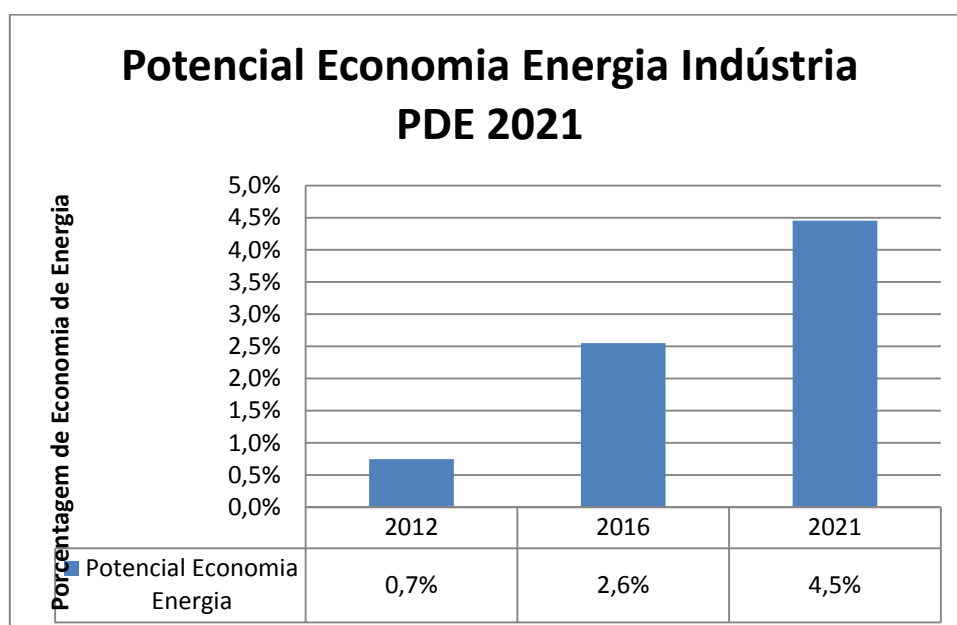


Figura 2. 27 Percentagem de economia de energia elétrica no setor industrial
Fonte: Elaboração Própria a partir de PDE 2021

Na Figura 2.27 são apresentados os resultados do PDE 2021. Constata-se que a cada ano que se passa, não há um avanço em relação ao ano anterior.

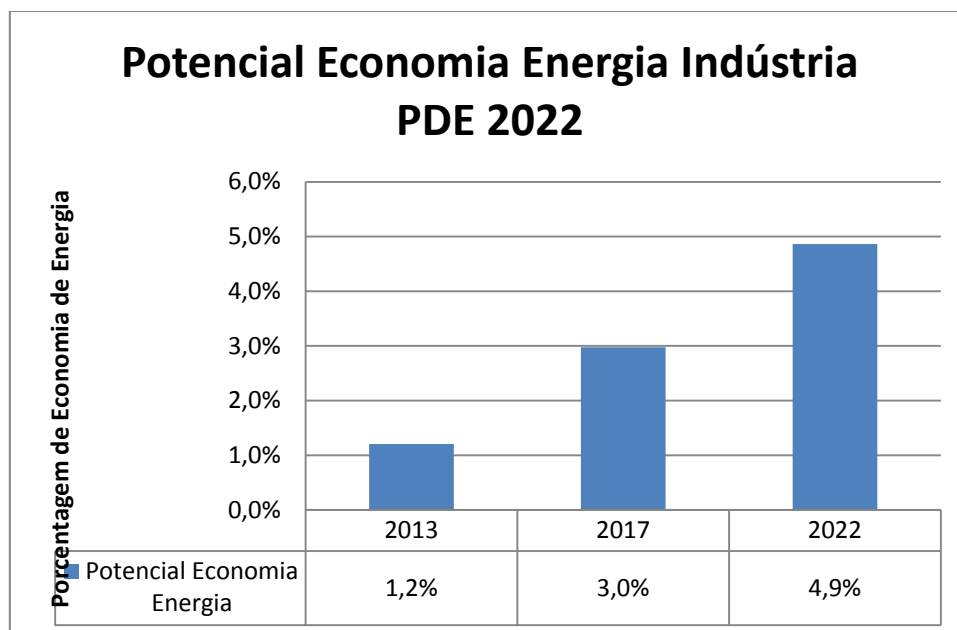


Figura 2. 28 Percentagem de economia de energia elétrica no setor industrial
Fonte: Elaboração Própria a partir de PDE 2022

Para o PDE 2022, estima-se um potencial de economia de 1,2% para o ano de 2013 e para o ano de 2017 o esperado é de 3%, atingindo 4,9% no ano de 2022.

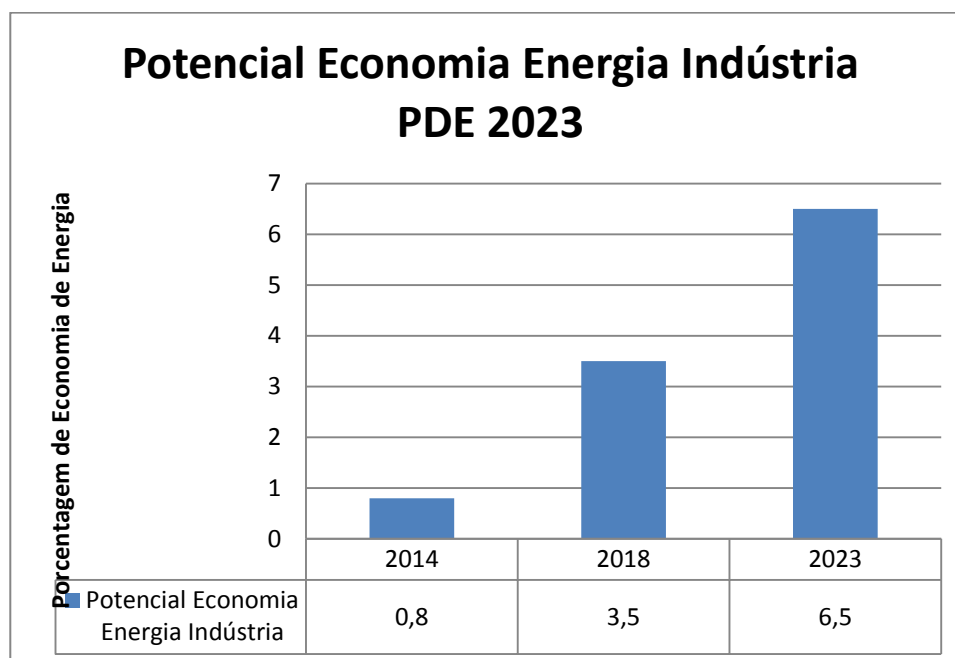


Figura 2. 29 Percentagem de economia de energia elétrica no setor industrial
Fonte: Elaboração Própria a partir de PDE 2023

Para o PDE 2023, estima-se um potencial de economia de 0,6% para o ano de 2014 sendo mais realista do que os PDE anteriores e para o ano de 2018 o esperado é de 3,5%, atingindo 6,5% no ano de 2023.

A Tabela 2.4 apresenta o resumo dos potenciais de economia de energia elétrica na indústria, conforme os últimos PDEs.

Tabela 2. 4 Resumo dos Potenciais de Economia de Energia Elétrica na Indústria, conforme PDEs

PDE 2019			PDE 2020			PDE 2021			PDE 2022			PDE 2023		
2010	2014	2019	2011	2015	2020	2012	2016	2021	2013	2017	2022	2014	2018	2023
0,7%	1,6%	2,5%	0,6%	2,6%	4,5%	0,7%	2,6%	4,5%	1,2%	3,0%	4,9%	0,8%	3,5%	6,5%

Pelo exposto acima, constata-se que realmente o Brasil ainda não tem conseguido apresentar resultados consideráveis e expressivos de conservação de energia e eficiência energética. No plano internacional, são inúmeros os resultados positivos conseguidos a partir de políticas de investimentos em eficiência energética e qualidade de energia[HARMSSEN, 2013; KARALI ET AL, 2014; CHOI ET AL, 2012; LIAO ET AL, 2013; LIN, 2014]. Porém, no Brasil, vai se reduzindo o potencial de economia de energia.

Dessa forma, é urgente que seja verdadeiramente atingido o “Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf) – Premissas e Diretrizes Básicas”, cuja meta é economizar 106,6 mil GWH em um período de 20 anos. O PNEf estabelece um conjunto de ações de eficiência energética para áreas como a industrial, edificações, prédios públicos, iluminação pública e saneamento.

CAPÍTULO 3

3 PROPOSTAS DE AÇÕES MITIGADORAS

3.1 Introdução

Neste capítulo, apresenta-se a proposta de algumas ações mitigadoras na geração e no consumo de energia elétrica que podem contribuir diretamente na redução das emissões de CO₂.

Sendo assim, no lado da geração, apresenta-se uma proposta de investimento nas usinas nucleares em detrimento às térmicas tradicionais, visto serem as térmicas as grandes responsáveis pelas emissões de CO₂ na geração do SIN.

Em relação ao consumo, o foco desse estudo é no setor que mais contribui para o consumo de energia elétrica no país: o setor industrial. Nesse setor, visualizam-se algumas formas de se reduzir as emissões no Brasil. Para isso, todos os resultados apresentados são frutos de trabalhos já apresentados, desenvolvidos no Laboratório de Eficiência Energética e Qualidade de Energia da UFPE .

3.2 Propostas de Mudanças no Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro

Como já exposto no capítulo 2, devido à observância apenas de um planejamento de curto prazo (dez anos) e falta da observância de um planejamento de médio e longo prazo para o setor elétrico brasileiro, não está se conseguindo uma segurança econômica (está se pagando muito caro pela energia), nem energética (a dependência nos níveis do reservatório é incerta e sombria) e ambiental (está se batendo recordes de emissões de CO₂ na geração devido a forte presença de térmicas convencionais).

Neste ponto, deseja-se demonstrar que são urgentes duas medidas: primeiramente a diversificação da matriz energética brasileira que contribuirá

diretamente para a segurança energética, econômica e ambiental em longo prazo; bem como propor um planejamento fora do ambiente dos leilões, pois estes têm sido tendenciosos e não estão priorizando a economia em longo prazo. Esse tipo de modalidade tarifária de curto prazo é considerado suicida, pois, escolhe-se o menor preço/fonte geradora, mas não se discute como escolher essas fontes, conforme mostrado no capítulo 2.

3.2.1 Diversificação da Matriz Energética Brasileira

Como já apresentado no capítulo anterior, a predominância da geração hidrelétrica é uma grande vantagem. Refere-se de uma energia abundante, limpa, renovável e barata. No entanto, como já abordado, a enorme extensão territorial do Brasil, faz com que as usinas hidrelétricas fiquem distantes dos principais centros consumidores ocasionando grandes custos e perdas de transmissão. Além disso, existem problemas de anos criticamente secos, bem como, está cada vez mais se explorando os usos múltiplos da água, como o renomado e polêmico caso da transposição do Rio São Francisco.

Nesse sentido, cabe salientar a importância da diversificação das fontes energéticas na formação da matriz elétrica nos próximos anos, considerando as condições físicas, tecnológicas e econômicas da expansão de cada uma das fontes disponíveis.

Dessa forma, o planejamento energético apresenta as usinas termelétricas como alternativas bem competitivas, de reduzido tempo de construção e baixo custo de investimento. O tempo de construção de uma usina hidrelétrica varia de 5-7 anos, sendo significativamente superior ao tempo de construção de uma Usina Termelétrica que pode ser viabilizada em apenas 2 anos.

De modo complementar, o desempenho operacional contribui para ampliar a confiabilidade da geração, incidindo sobre seu custo e a competitividade do sistema elétrico.

Por outro lado, a introdução de térmicas tradicionais reflete em penalidades em razão da emissão de gases de efeito estufa.

Conforme explicitado no Plano da Operação Energética (PEN), na medida em que volumes crescentes de geração térmica poderão ser necessários a cada ano, faz-

se necessário o equacionamento das eventuais restrições de logística de entrega de combustível às usinas térmicas, mas também prezar por uma geração menos poluente, com menos emissões de CO₂.

Em termos de evolução da Matriz de Energia Elétrica, segundo o PEN 2013, ao se manter a atual tendência da expansão da hidroeletricidade com baixa ou nenhuma regularização plurianual e a entrada crescente de fontes intermitentes, como as usinas eólicas, o papel das termoelétricas flexíveis ou de baixa inflexibilidade com custos de operação moderados e com menores incertezas de suprimento de combustível e com maior rapidez de tomada e retomada de carga, passa a ser fundamental na seleção dos projetos a serem ofertados nos próximos leilões de energia nova.

Porém, é importante observar que com a inclusão de térmicas inflexíveis no sistema, mas de baixo custo, resolveriam o problema de suprimento e ainda que as térmicas de custo médios já existentes resolveria a intermitência da fonte eólica.

Por outro lado, pequenas centrais e as fontes alternativas complementares no período seco, como eólicas e biomassa também apresentam papel importante na segurança operativa do SIN, na medida em que funcionam como “reservatórios virtuais”, complementando a geração hidráulica nas estações secas de cada ano.

3.2.2 Priorizar o Planejamento de Longo Prazo

Não há documento específico que estabeleça as orientações da política energética recente do Brasil. O Plano Nacional de Energia (PNE) 2030, que data de 2007, poderia ser a referência para a política energética de longo prazo do país, mas não integra a evolução energética e as novas prioridades determinadas desde 2007. Como já abordado, para o setor elétrico, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), produzido anualmente, apresenta as orientações do governo para o curto e médio prazo. Além disso, o Ministério de Minas e Energia define e aplica medidas de curto e médio prazo que também compõem a política energética. As decisões do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), formado por vários ministérios, definem diretrizes de curto prazo com impacto sobre a política energética, seja porque determinam alteração nas tendências em curso, seja porque ampliam o alcance das medidas existentes. Nesse sentido, a política energética deveria ter aspectos fundamentais (relacionados a estratégias gerais de médio e longo prazo) e

aspectos de gestão imediata (relacionados com a condução da política econômica e da política social do governo).

Com isso, as políticas de planejamento desse país deveria ter prioridades bem definidas, como a preservação da modicidade nas tarifas de energia elétrica e a estruturação de uma matriz energética com baixo teor de carbono.

Além disso, para ser sustentável, a estruturação da matriz energética com baixo teor de carbono deve privilegiar a diversidade na oferta de energia, equilibrando a participação de fontes energéticas com reduzido nível de emissão de carbono, de modo a atenuar os riscos de dependência e garantir a segurança de fornecimento.

É recomendável que a política energética brasileira tenha uma estratégia de longo prazo, com objetivos explicitados em matéria de oferta e demanda de energia elétrica, que sirvam como referência e indicação das oportunidades de investimento, permitindo que investidores privados possam planejar com maior segurança o desenvolvimento de projetos de médio e longo prazo.

Deve-se buscar, dentro de uma visão integrada de política energética, um equilíbrio entre as ações de sustentabilidade relacionadas à segurança econômica, à segurança energética e à segurança ambiental.

3.3 Proposta de Medidas Mitigadoras na Geração

O crescimento estimado da demanda de energia elétrica, no período 2013-2022, será de 4,8% ao ano, passando de 520TWh para 785TWh, o que corresponde a um aumento total de 51%. Para uma análise mais consistente, esse crescimento deve ser considerado em função de sua evolução por setor consumidor. Entre 2002 e 2011, o crescimento da demanda foi de 4,5% ao ano e o principal setor consumidor foi o setor industrial (44% do total em 2011).

Uma forma de avaliar as emissões na geração de energia é através de fatores de emissão, metodologia descrita em diversas publicações do IPCC sendo a mais recente o guia 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – Volume 2: Energy [IPCC, 2010].

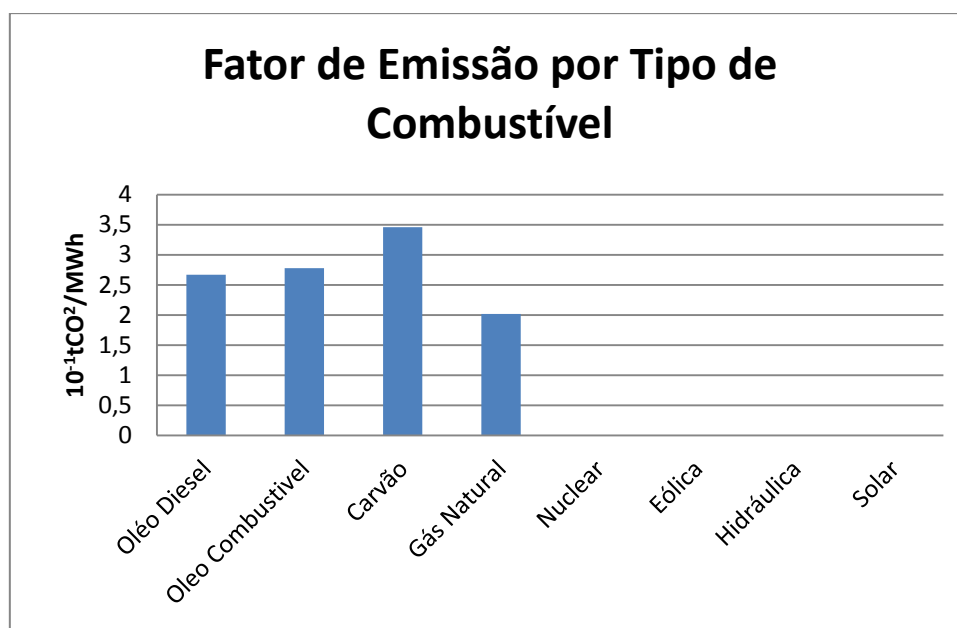


Figura 3. 1 Emissões por fonte de geração.[IPCC, 2010]

Conforme visualizado na Figura 3. 1, as fontes de energias nuclear, eólica hidráulica e solar não apresentam emissões quando se comparam as térmicas a óleo, carvão e gás.

A seguir serão analisados os planos decenais de expansão de energia apresentados em [MME, 2010; MME, 2011; MME, 2012; MME, 2013, EPE, 2011].

Os PDE apresentam uma tabela que mostra a capacidade instalada de geração elétrica no SIN ao longo dos anos com um intervalo de 5 anos. Por exemplo, o PDE 2020 apresenta os anos 2010, 2015 e 2020; o PDE 2021 apresenta os anos 2011, 2016 e 2021.

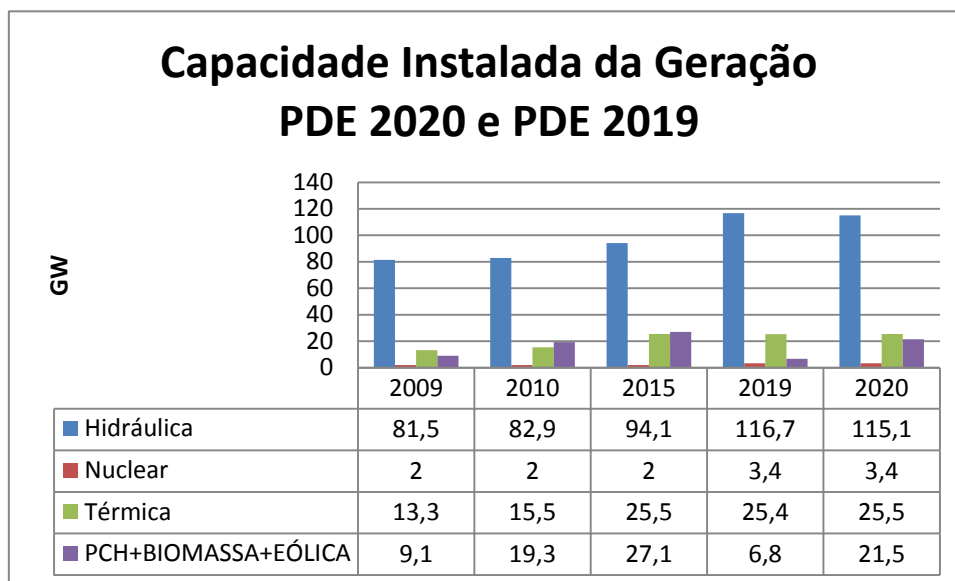


Figura 3.2 Capacidade de Instalação de Geração Elétrica no SIN
Fonte: Elaboração Própria a partir de PDE 2020 e PDE 2019

Na Figura 3.2 PDE2019(anos 2009 e 2019) e PDE2020(anos 2010, 2015 e 2020), a fonte de energia hidráulica apresenta em 2009 capacidade instalada de 81,5 GW, respondendo por 79% do total e as fontes de energia térmica representavam apenas 12% (13,3GW). No ano seguinte PDE2020, percebe-se que no ano 2010, a fonte de energia hidráulica responde por 82,9 GW caindo sua participação para 69% da capacidade instalada total, o que se mantém até 2020. Por outro lado, as térmicas desde o ano 2015 já representam 18% da capacidade instalada de geração elétrica do SIN.

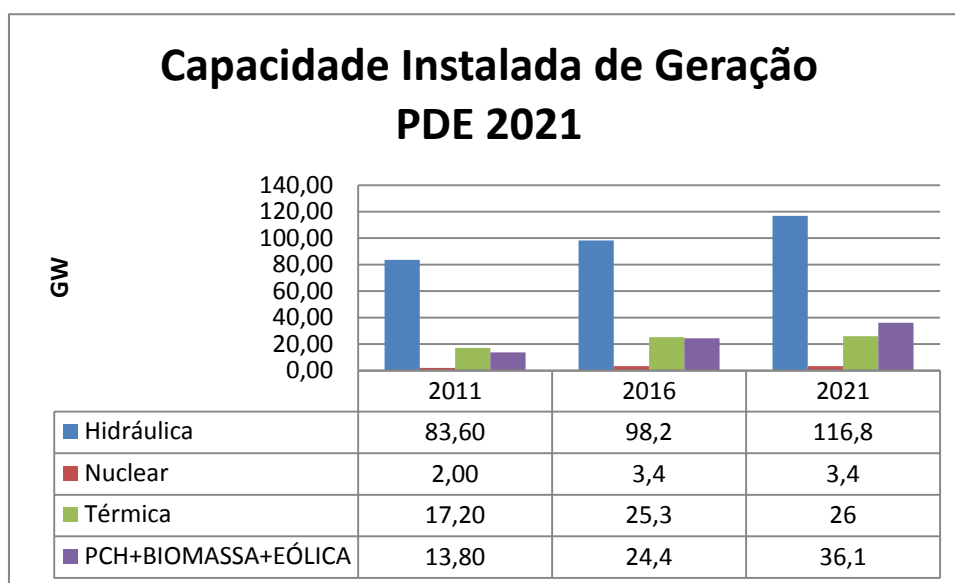


Figura 3.3 Capacidade de Instalação de Geração Elétrica no SIN
Fonte: Elaboração Própria a partir de PDE 2021

Pela Figura 3.3, com uma nova atualização do PDE no ano de 2012, constata-se uma redução proporcional da capacidade instalada da fonte hidráulica em 2021 para 64% do total instalado e uma elevação das outras fontes (PCH, BIOMASSA e EÓLICA) de 12% em 2011 para 20% em 2021.

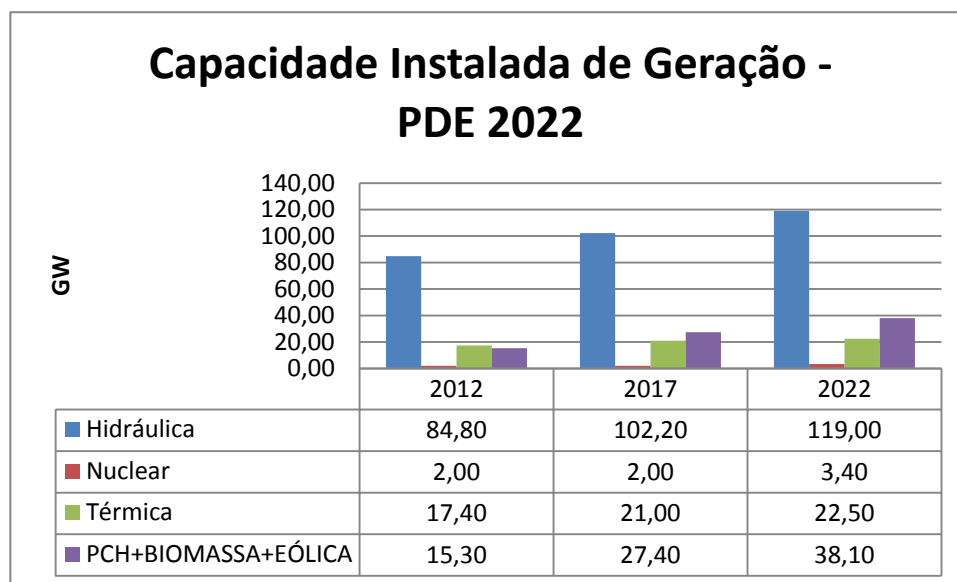


Figura 3. 4 Capacidade de Instalação de Geração Elétrica no SIN
Fonte: Elaboração Própria a partir de PDE 2022

Na tabela do PDE 2022 trazida pela Figura 3.4, o que chama a atenção é que no ano 2017 ainda não teve o acréscimo da energia nuclear, previsto no primeiro relatório do PAC para 31 de maio de 2014.

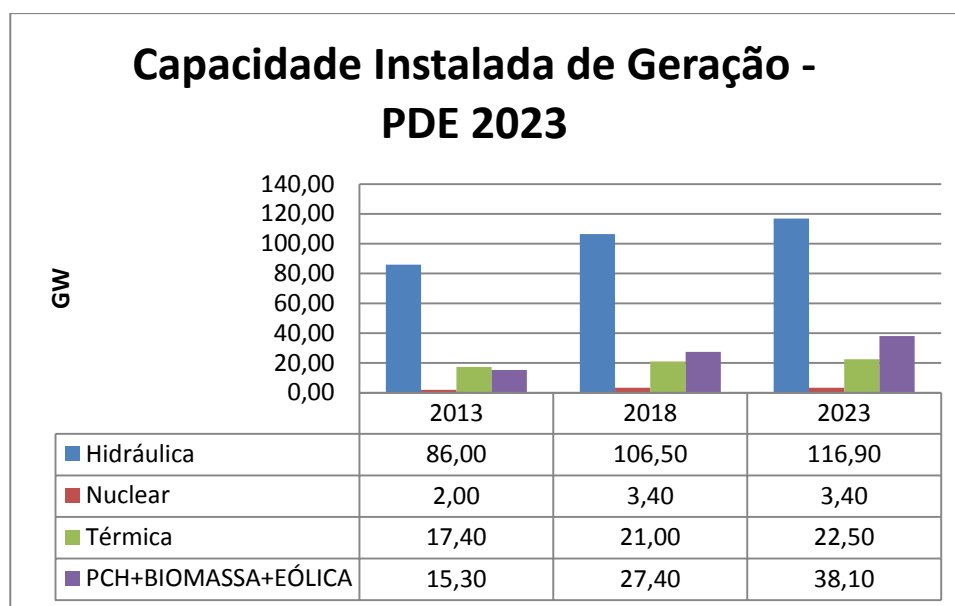


Figura 3. 5 Capacidade de Instalação de Geração Elétrica no SIN
Fonte: Elaboração Própria a partir de PDE 2023

Na tabela do PDE 2023 trazida pela Figura 3.5, a novidade é que no ano 2018 inicia acréscimo da energia nuclear, previsto no PDE 2021 da Figura 3.3 para o ano 2016.

Das Figuras 3.2 a 3.5 o que fica constatado é que a cada ano que se passa, a percentagem com relação ao total das fontes geradoras disponíveis da fonte hidráulica de geração tende a diminuir cada dia mais e as fontes térmicas tem aumentado consideravelmente a sua representação, tornando a matriz energética mais “suja” e “cara”.

Nesse contexto, verifica-se que os benefícios da utilização da energia nuclear quanto à sustentabilidade ambiental para geração de energia elétrica são significativos quando se busca a redução das emissões de gases de efeito estufa a nível local e global visando minimizar os efeitos das emissões de GEE. O renomado cientista James Lovelock, considera a energia nuclear como sendo a única fonte de energia que atenderá nossas necessidades visando à preservação da Terra [LOVELOCK, 2006].

Durante muito tempo, já se sabe que a energia nuclear é considerada uma das fontes de geração de energia mais limpas existentes. [WWF, 2014; SANTOS, 2014]

A energia nuclear é a tecnologia de baixa emissão de carbono mais madura existente sendo capaz de gerar grandes quantidades de energia para suprir as necessidades da sociedade em qualidade, quantidade e confiabilidade necessárias. Para ilustrar, pode-se verificar a situação dos Estados Unidos. Nesse país, em 2009, cerca de

70% da energia não poluente gerada nos Estados Unidos foi proveniente de fonte nuclear que participou com apenas 20% do total de energia elétrica gerado no país. A indústria nuclear opera em geral a uma taxa de 90% de sua capacidade, não dependendo da sazonalidade climática.

3.3.1 Nuclear: a solução?

Inicialmente, é importante afirmar que ao longo da história o uso da tecnologia nuclear para a geração de energia é bem controverso com algumas opiniões contrárias. Por exemplo, há estudo que indica que a geração nuclear não deve ser prioridade no Brasil [CARVALHO & SAUER, 2009], porém, este estudo leva em consideração principalmente o custo, deixando de lado a questão da segurança energética, econômica a longo prazo e ambiental. Enquanto que há muitos estudos que defende que não há outra saída mais eficaz e limpa que a nuclear [SANTOS ET AL, 2013; MENYAH ETAL, 2010; ALFARRAA ET AL, 2012]. Sendo assim, é importante fazer um breve histórico da geração nuclear no plano internacional. Nesse plano, pode-se dividir a evolução em três fases.

A literatura considera a primeira fase (de 1970 a 1986) de primeira expansão, relacionada ao grande potencial da energia nuclear para superar as restrições apresentadas pela reestruturação das matrizes energéticas para enfrentar a dependência em relação ao petróleo, bem como a necessidade de atender ao crescimento da demanda de energia elétrica em uma dinâmica de sustentabilidade.

Por outro lado, a segunda fase (de 1986 a 2000) é considerada de revisão para a indústria nuclear, diante dos efeitos políticos e sociais dos acidentes de Chernobyl (na Ucrânia) e de Three Mile Island (nos Estados Unidos). Esses acidentes causaram um freio na expansão dos programas nucleares, exceto na Ásia (Japão e Coreia do Sul), enquanto a indústria nuclear procedia a uma avaliação detalhada e profunda dos processos técnicos, econômicos e de segurança envolvidos na geração elétrica a partir das usinas nucleares.

E a última fase, que teve início em 2000 e prevalece atualmente, considerada a fase de consolidação da energia nuclear, tem sido marcada pelo desenvolvimento de nova geração de reatores (Geração III+), com recursos que melhoram substancialmente o desempenho tecnológico, econômico (com a construção modular

e padronizada dos reatores nucleares) e as condições de segurança (implantação de sistemas passivos).

A consolidação da energia nuclear se refere à oportunidade para a indústria nuclear de, após um período de duas décadas orientadas ao aperfeiçoamento do desempenho técnico e econômico das tecnologias de geração nuclear, atender ao crescimento da demanda de energia elétrica, reduzindo simultaneamente as emissões de gases de efeito estufa. O acidente de Fukushima (Japão) se insere nesta fase, tendo acentuado seus aspectos relevantes envolvendo a renovação de conceitos, processos e equipamentos, de modo a melhorar o desempenho econômico e energético, incorporando os avanços obtidos em relação às medidas de segurança.

Em maio de 2013, a capacidade instalada mundial de geração nuclear era de 374.524 MWe (13,5% da capacidade instalada de geração elétrica) a partir de 435 reatores, dos quais 67% (251.764 MW) eram do tipo PWR.

Esta linha de reatores, da Geração III, foi a mais empregada durante a primeira fase do desenvolvimento da energia nuclear. Além disso, havia 66 reatores em construção (68.309 MW) em 13 países, principalmente China, Rússia, Índia e Coreia do Sul, correspondendo a uma expansão de 18% da capacidade em operação.

Nesse momento é importante apresentar as principais vantagens das usinas nuclear na realidade brasileira.

Primeiramente, vale a pena destacar que as hidroelétricas já tiveram grande parte do seu potencial economicamente aproveitável esgotada e que cada dia mais estudos vem indicando a não ampliação de uso da água para hidroelétricas [UNEP, 2011]. O Brasil possui cerca de 12% das reservas de água doce do mundo. E, 65% desta água são utilizados para irrigação, 25% para o consumo humano e 10% para a indústria. Dados divulgados na conferência mundial sobre água realizada em agosto de 2007, em Estocolmo, revelam que, em 2025, a falta de água atingirá 1,8 bilhões de pessoas no mundo e que dois terços da população também serão afetados pela escassez do recurso. Utilizando os dados da Organização das Nações Unidas para Agricultura e Alimentação (FAO), o relatório considera que a produção de alimentos precisa aumentar em 70% para atender a população mundial em 2050. Esse enorme crescimento será responsável por um crescimento de 19% na utilização de água na agricultura, setor que já é responsável por 70% do consumo global. Em 2070, a falta de água também será sentida no centro e sul da Europa, afetando até 44 milhões de pessoas [IC, 2014].

No caso das usinas térmicas convencionais, como o carvão, o óleo e o gás, a emissão de muitas toneladas de gases de efeito estufa pode trazer graves consequências a população como já vem acontecendo na China [GLOBO, 2014].

Outra grande vantagem das usinas nucleares, refere-se a área necessária quando comparado a outras fontes, conforme Tabela 3.1.

Tabela 3. 1 Área Necessária às Usinas de Eletricidade por tipo

Tipo de Usina	Área Necessária (hectares)
BIOMASSA PLANTADA	400.000
HIDROELÉTRICA	25.000
EÓLICA	10.000
SOLAR	5.000
TÉRMICA ÓLEO/CARVÃO	100
TÉRMICA GÁS	50
NUCLEAR	50

Fonte: International Nuclear Societies Council

Uma vantagem muito significativa é o fato das nucleares não emitirem gases poluentes, tais como: o CO₂ e o metano (efeito estufa) e nem emitirem outros gases significativos como os óxidos de enxofre e nitrogênio, responsáveis pela chuva ácida e nem emitirem metais cancerígenos (arsênio, mercúrio, chumbo, cádmio). Para efeito comparativo rápido, se analisarmos o gás natural (a maior percentagem de capacidade instalada das térmicas do SIN), as emissões evitadas por uma usina nuclear do porte de Angra 3 que entrará em funcionamento seriam de cerca de 30 toneladas de dióxido de enxofre, 12.700 toneladas de óxido de nitrogênio e 5 milhões de toneladas de dióxido de carbono. Se a comparação for em relação às usinas termoelétricas a carvão, uma usina termoelétrica moderna, que utiliza carvão pulverizado e técnicas avançadas de redução de emissão de poluentes, uma usina nuclear do porte de Angra 3 evitaria a emissão anual para a atmosfera de cerca de 2.300 toneladas de material particulado, 14 mil toneladas de dióxido de enxofre, 7 mil toneladas de óxido de nitrogênio e 10 milhões de toneladas de dióxido de carbono.

Vale a pena ressaltar que apenas três países dominam o ciclo de enriquecimento do urânio e simultaneamente possuem reservas desse elemento em suas terras Brasil, Estados Unidos e Rússia. E, como já exposto acima, as vantagens são: não emite gases poluentes para o efeito estufa; a usina faz uso de pequena área para sua instalação; a usina pode ser construída perto da carga de consumo e a usina tem alto fator de capacidade (em torno de 90%) e a usina independe de fatores climáticos (ventos ou chuvas).

3.4 Proposta de Medidas Mitigadoras no Consumo

A escassez de recursos naturais, o quadro econômico de instabilidade e um processo competitivo global pelo qual tem passado a sociedade nestes últimos tempos, tem exigido a minimização dos custos, otimizando os investimentos, levando-nos inexoravelmente à conservação de energia nos setores industrial, comercial, e residencial e conseqüentemente a redução das emissões de CO₂ provenientes do Consumo de Energia Elétrica. A conservação de energia é mais do que uma questão de custos, é também uma questão ambiental, contribuindo definitivamente para a preservação do meio ambiente.

A indústria representa quase que 50% do consumo de energia elétrica do país e conforme dados dos últimos planos decenais de energia [MME, 2010; MME, 2011; MME, 2012; MME, 2013] essa porcentagem não deve mudar muito, conforme Figura 3.6.

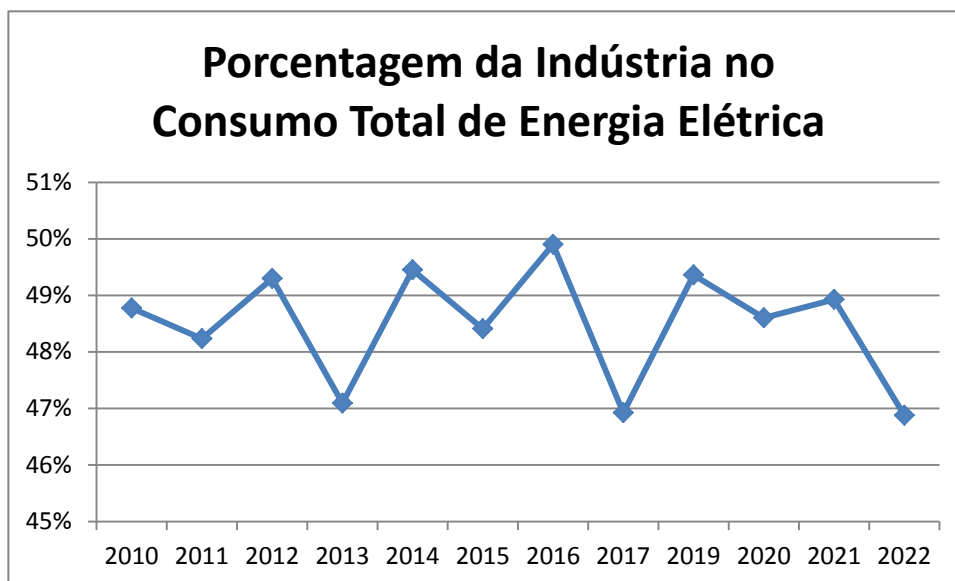


Figura 3. 6 Porcentagem da Indústria no Consumo Total de Energia Elétrica
Fonte: Elaboração própria a partir de PDE 2019, PDE 2020, PDE 2021 E PDE 2022

Os motores elétricos estão presentes acionando as mais variadas cargas mecânicas no processo industrial, tais como: ventiladores, bombas, compressores, esteiras, entre outras. Na indústria nacional a potência instalada em sistemas de ventilação, compressão e bombeamento alcançam aproximadamente 75% da potência total [SANTOS ET AL, 2005] conforme Figura 3.7.

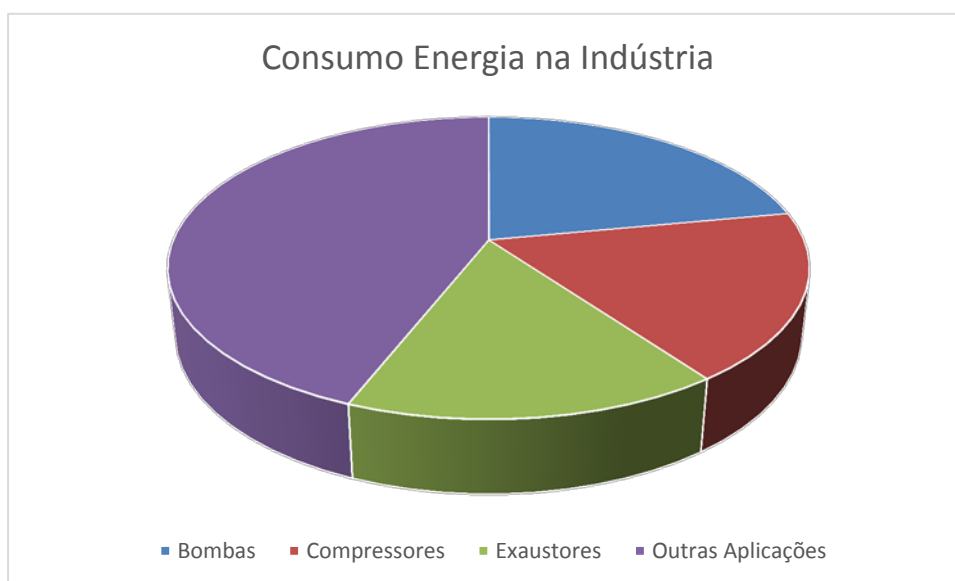


Figura 3. 7 Participação no consumo de energia dos sistemas na Indústria
Fonte: Elaboração própria a partir de IEA

Baseados em casos de sucesso como na União Européia, cujo potencial de economia de energia elétrica nos setores terciário e industrial, na ordem de 8TWh/ano até 2015, com aplicação de inversores em cargas como: ventiladores, bombas, compressores e esteiras transportadoras[ALMEIDA ET AL, 2005; DE ALMEITA ET AL, 2005]. E, no intuito de promover ações que busquem a minimização das emissões de CO₂, através do uso da eficiência energética foram desenvolvidos experimento no Laboratório de Eficiência em Sistemas Motrizes – LAMOTRIZ.

A melhoria da eficiência energética é considerada como a forma mais rápida e mais barata de reduzir as emissões de CO₂, ela é vista como uma das medidas mais promissoras para a redução global das emissões de CO₂[SAVOLAINEN, 2004].

É nesse intuito que essa proposta se desenvolve, pois, propõe um método de economia de energia e eficiência energética no setor que mais consome energia no país: indústria. E, dentro desse setor, o sistema que mais consome energia: o de bombeamento. Dessa forma, contribui diretamente com as metas de redução de emissões de CO₂.

Salienta-se ainda que alguns estudos específicos foram realizados no Laboratório de Sistemas Motrizes da UFPE (LAMOTRIZ) de grande importância para este setor [AQUINO ET AL, 2009; AQUINO ET AL, 2009; AQUINO ET AL, 2008]. Eles mostram que o setor industrial no Brasil ainda apresenta grande potencial de redução de consumo de energia elétrica e conseqüentemente de emissões para o médio/longo prazo.

Nesta proposta, faz-se necessário apresentar os resultados já obtidos no Lamotriz da UFPE em Sistemas de Bombeamento.

Inicialmente, os resultados apresentados na Tabela 3.2 são referentes à medida de substituição do controle de vazão do sistema por válvula estrangulada pela utilização do inversor de frequência.

Tabela 3. 2 Índices de Economia utilizando Inversor de Frequência ao invés de Válvula Estrangulada

Estrangulamento da Válvula	Economia
30%	6%
50%	39%
70%	74%

Observa-se que a simples troca da válvula estrangulada pelo inversor de frequência pode trazer ganhos de economia de energia considerados. Ressalta-se ainda que ganhos similares foram obtidos no sistema de Exaustores presentes no Lamotriz.

É importante também frisar que quando aplicado essa troca em grandes indústrias isso pode trazer inúmeros ganhos de economia de energia e consequentemente menos emissões de CO₂.

Por fim, salienta-se que como o nosso foco é a redução de GEE, não está se tecendo outros detalhes como redução de corrente de partida, menores danos de pressões na tubulação, economia financeira, menor manutenção do sistema, etc.

Sendo assim, constata-se que se aplicada técnicas semelhantes a essa, nas indústrias que ainda utilize o controle por válvula estrangulada, poderia se obter reduções de emissões nesses sistemas de até 70%.

Em busca de ganhos ainda maiores, no Lamotriz, foram aplicadas técnicas de Inteligência Artificial visando auxiliar o controle de fluxo com o inversor de frequência. Então, a Tabela 3.3 mostra a comparação realizada no sistema de bombeamento do Lamotriz entre o controle de vazão utilizando as Redes Neurais Artificiais auxiliando o inversor de frequência e o controle sem o auxílio das RNA para o reservatório situado a três metros do solo.

Tabela 3.3 Comparação do consumo de energia para reservatório a 3m com e sem RNA

Volume (L)	Energia Consumida (s/RNA) (W.h)	Energia Consumida (c/RNA) (W.h)	Economia (W.h)	%
50	28	19	9	32,1
100	56	38	18	32,1
150	83	57	26	31,3
200	110	76	34	30,9
300	165	112	53	32,1
400	219	148	71	32,4
500	275	188	87	31,6

Os dados obtidos através de experimentos reais para o reservatório a 3 metros do solo apresentam uma sensível redução no consumo de energia. Em termos percentuais, com a RNA controlando o sistema os ganhos são da ordem de 30%. Pode-se observar também que a economia de energia (W.h) aumenta significativamente com o aumento

do volume requerido. Ou seja, em sistemas de grande porte (milhares de litros) a economia de energia será significativa.

Considerando que o setor industrial é responsável por quase metade das emissões de CO₂ do sistema elétrico brasileiro, conclui-se que investindo nesse setor, conforme tecnologia abordada pode-se obter redução nas emissões de até 30% quando utilizado em sistemas industriais que já apresentam algum avanço como a utilização do inversor de frequência.

Vale ressaltar também que se comparado com o controle de vazão tradicionalmente utilizado na indústria (estrangulamento de válvula) essa economia de energia é bem maior para obter a mesma vazão, conforme Tabela 3.4.

Tabela 3. 4 Comparação do consumo de energia para os reservatório a 3m com RNA e com controle tradicional (estrangulamento de válvula)

Volume (L)	Energia Consumida (Válvula Estrangulada) (W.h)	Energia Consumida (c/RNA) (W.h)	Economia (W.h)	%
50	40	19	21	52,5
100	85	38	47	55,3
150	121	57	64	52,9
200	170	76	94	55,3
300	252	112	140	55,6
400	335	148	187	55,8
500	419	188	231	55,1

Os dados apresentados na Tabela 3.4 demonstram uma elevada economia de energia ao ser aplicado o controle inteligente ao invés do controle tradicional (estrangulamento de válvula) resultando em uma economia da ordem de 55%.

Como se pode observar quando a comparação é feita com sistemas que não utilizam inversores de frequência (ainda muito comum na indústria brasileira), a redução de CO₂ ultrapasse os 50%.

3.5 Comparações entre as Fontes Renováveis

Até 10 anos atrás, a matriz energética brasileira era quase inteiramente hidrelétrica, representando aproximadamente 90% da geração do Sistema Elétrico Brasileiro. Com o constante crescimento do consumo e nenhuma expansão na proporção de energia hidrelétrica, esse percentual é agora cerca de 60% da capacidade instalada do SIN.

Também é interessante notar que, embora a hidrelétrica seja bastante vantajosa em alguns aspectos, tem a desvantagem quando se depende exclusivamente desta fonte. E isso é bastante perceptível na insegurança energética acentuada no Brasil em épocas de seca e estiagem vivida na racionalização 2001 e nos dias atuais. E nesse contexto, como coadjuvante está inserida principalmente a fonte eólica e solar.

3.5.1 A Energia Hidráulica

O uso da água para geração de energia elétrica vem sendo crescentemente questionado, uma vez que a água tem sido utilizada para fins mais nobres. Estima-se que, em poucos anos faltará água em muitos países (inicialmente na África e Ásia). O abastecimento de água tende, devido a flutuações climáticas naturais, a ser variável, de modo que os riscos de escassez e excesso são um dos maiores problemas de gestão da água [YOUNG, 1996].

Globalmente, a agricultura é o principal consumidor desse insumo, contabilizando 70% do uso da água, seguido pela indústria (incluindo mineração e geração de energia) (19%) e as redes municipais que atendem as necessidades de água dos usuários públicos e privados (11%) [SCHORNAGEL ET AL, 2012; UNFAL, 2010; UNFAL, 2012]. Para exemplificar essa realidade, a Chesf (estatal da Eletrobras que controla a usina de Sobradinho e demais hidrelétricas instaladas no curso do São Francisco, como o complexo Paulo Afonso e a usina Xingó, que estão entre os grandes geradores do setor elétrico nacional) fez pedido de redução de vazão de 1.100m³/s para 900m³/s que culminou na decisão da ANA de 17 de março de 2015 de reduzir para 1.000m³/s deixando os produtores rurais na iminência de parar de produzir, pois dependem unicamente dessa fonte.

A mudança climática, junto com o crescimento populacional e econômico cada vez mais tem proporcionado um futuro com mais restrições de água em muitas regiões.

Ao longo dos anos, o aumento das temperaturas tendem a acelerar o movimento da água, aumentando a evaporação e precipitação. Impactos esperados incluem degelo; temperaturas mais altas da água de superfície; redução da cobertura de neve e alteração do calendário do degelo; elevação do nível do mar, o que vai contaminar as fontes de água doce; e secas ondas de calor e inundações que serão mais frequentes e mais graves [IPCC, 2008]. A demanda futura de água deve crescer com o aumento da população, a urbanização, os padrões de vida mais elevados e maior demanda por alimentos, tais como o uso direto de água aumenta com acesso mais pronto e há uma mudança na dieta de plantas para (água mais intensiva), carne. [WWA, 2012]

A Organização das Nações Unidas (ONU) calcula que cerca de 1,4 bilhão de pessoas (25% da população mundial) não têm acesso à água potável e pelo menos 2 bilhões não conseguem água adequada para beber, lavar-se e comer. Viver com escassez de água é uma condição associada a milhões de mortes ao ano causadas por doença, má nutrição, fome crônica. O Brasil é um país privilegiado e possui a maior reserva de água doce do planeta, pois cerca de 12% da água doce superficial do planeta corre em nossos rios. Segundo a FAO (Food and Agriculture Organization of the United Nations), esse percentual representa o dobro de todos os rios da Austrália e da Oceania, é 42% superior ao da Europa e 25% maior do que os do continente africano.

Além de tudo isso, a construção de Hidrelétricas no Brasil está ficando cada vez mais inviável. A Hidrelétrica de Belo Monte, no Pará, foi orçada em R\$ 16 bilhões, leiloada por R\$ 19 bilhões e financiada por R\$ 28 bilhões. Quase dois anos depois do início das obras, o valor não para de subir. Já supera R\$ 30 bilhões e pode aumentar ainda mais com as dificuldades para levar a construção adiante. Os problemas sociais e ambientais, muitos deles, são de difícil precificação. Salienta-se a perda do valor cultural do rio Xingu, que é sagrado para as populações indígenas. E esse tipo de raciocínio não está incorporado na decisão de construir um empreendimento. Devido a característica da obra (geração a fio d'água) a quantidade de água para operar a usina na capacidade proposta, de 11 mil MW (Itaipu produz 14 mil MW, para se ter uma idéia do tamanho da usina), estará disponível apenas três meses ao ano. Na época de estiagem, por exemplo, em setembro e outubro, a usina não vai produzir mais do que 1 mil MW.

Por fim, ressalta-se que estudos mostraram que Balbina, Tucuruí e Samuel, as três maiores hidrelétricas construídas na região amazônica até agora, emitem gases de efeito estufa mais ou na mesma proporção que usinas a carvão mineral, [ROSA ET AL, 2002; ROSA ET AL, 2004; PHILIP, 2008; KEMENES ET AL, 2007; ANEEL,

2015]. Por exemplo, a hidrelétrica de Balbina, no rio Uatumã, está emitindo cerca de 10 vezes mais que uma termelétrica movida a carvão mineral, considerado hoje o combustível mais poluente. Isso pode parecer uma surpresa, mas nos primeiros dez anos de operação de uma usina da Amazônia, a matéria orgânica, a mata, ela apodrece porque a água a deixa encoberta permanentemente. E o processo de apodrecimento é muito forte, acidifica a água e emite metano, que é um gás 21 vezes mais forte que o gás carbônico, principal gás do efeito estufa.

Assim, o Brasil precisa urgentemente investir em uma fonte complementar e que não seja tão prejudicial para o meio ambiente como as térmicas que estão operando atualmente. Note-se que as emissões de CO₂ advindas da geração de energia elétrica estão a atingir valores muito elevados em comparação com anos anteriores.

Vale salientar que na 27ª plenária do Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (CBHSF), realizada no último mês de maio constatou-se que “O momento atual é dramático” [130]. A declaração é fundamentada na grave crise hídrica que atinge cerca de 15,5 milhões de moradores da bacia. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) informou na própria plenária, que se permanecer com a vazão atual, Sobradinho chegaria a zero de volume útil, atingindo o chamado volume morto, em novembro. Por isso, o ONS baixou a vazão de 1,3 mil metros cúbicos por segundo para 1,1 mil metros cúbicos e agora defende a flexibilização para 900 mil metros cúbicos por segundo. “Se isso ocorrer, vão provocar a morte do rio”, alerta o presidente do Comitê da Bacia

Na mesma plenária ainda foi declarado que “Quanto mais água é turbinada, mais dinheiro gera. Ganha a Chesf, ganha o ONS, ganha a indústria, ganham as multinacionais. Só não ganha o povo da bacia, que fica com o ônus da degradação, depois, o setor hidrelétrico, o ONS, tem que assumir os prejuízos. Se uma bomba de R\$ 18 milhões quebra ali, o setor hidrelétrico tem que assumir, tem que indenizar. E quem tem que exigir isso é a ANA, junto com o Ibama. O ONS tem agido desde o período da ditadura até hoje de forma draconiana, de forma hegemônica, atropelando todos os usos múltiplos. E a ANA permite.”.

Salienta-se que na disputa entre a geração de energia e o consumo para abastecimento de cidades e irrigação, o setor elétrico tem levado a melhor. Representantes de comitês de bacias, porém, pedem mudanças no marco legal e ameaçam ir à Justiça caso a situação se agrave.

3.5.2 A Energia Eólica

A energia eólica é a fonte de crescimento mais rápido de eletricidade renovável. Em 2013, a capacidade instalada a nível nacional foi de 2.191 MW de energia eólica e, de acordo com o planejamento de expansão do sistema elétrico, em 2023 atingirá 22.439MW (PDE 2023). Investimentos em capacidade de transmissão e melhorias na transmissão são necessários para lidar com intermitência e transmissão ao longo de grandes distâncias.

À primeira vista, os parques eólicos parecem ser a solução ideal para a nossa crescente crise climática e energética. No entanto, a energia eólica não é tão perfeito como poderia parecer; um exame mais atento revela que não vai reduzir a nossa dependência de fontes de energia não renováveis significativamente. A questão da eficiência é fundamental para qualquer discussão informada de energia eólica. As turbinas eólicas produzem menos energia do que sua classificação de "capacidade máxima" nos apresenta. Por outro lado, as centrais elétricas convencionais tendem a ter um fator de capacidade de 40 a 80 por cento. O EPRI – Electric Power Research Institute considera como referência para fator de capacidade o valor de **32,5%**.

Embora esta conclusão é pouco chocante, a imprevisibilidade da energia eólica apresenta um problema muito mais grave. Porque a energia eólica nunca pode ser totalmente confiável, o sistema elétrico sempre vai precisar de outras formas mais confiáveis de energia para servir como um “backup” para "vento dependentes" .

Além dos problemas com a produção da energia eólica, os parques eólicos frequentemente acabam sendo um problema ao meio ambiente. Apesar de não queimarem combustíveis fósseis e não emitirem poluentes, fazendas eólicas não são totalmente desprovidas de impactos ambientais. Ela altera paisagens com suas torres e hélices e podem ameaçar pássaros, quando instalada em rotas de migração. Os geradores emitem um certo nível de ruído (de baixa frequência), que pode causar desconforto. Grandes turbinas eólicas não só podem gerar ruídos e poluição sonora, mas também acabam por prejudicar a vida selvagem. Em diversas áreas foram encontrados animais mortos ao redor da base das turbinas principalmente porque as lâminas têm grande força, causando acidentes com os animais. Além de afetar a vida selvagem, as turbinas eólicas exigem fundações profundas e isto pode causar sérios danos a alguns habitats subterrâneos. Além disso, eles podem causar interferência na transmissão de televisão.

De alguns parques eólicos do Nordeste estão sendo relatadas alterações nos componentes geoambientais (água, solo, morfologia, topografia e paisagem), alteração dos fluxos das marés e até alegações mais extremas como a que atribui aos sons e vibrações dos aerogeradores impactos fisiológicos como taquicardia, náuseas e visão turva.

O custo de geração de energia eólica é alto, mas o vento é uma fonte inesgotável de energia. E as plantas eólicas têm um retorno financeiro em curto prazo.

Outro problema que pode ser dito é que nas áreas onde o vento não é constante, e a intensidade é muito fraca, é gerada muito pouca energia e quando ocorrem chuvas fortes, nenhuma energia desperdiçada.

Para comparação, a título de exemplo pode ser visto que uma turbina eólica exige 50 toneladas de estanho para produzir um megawatt de potência. Já sobre o gás natural, uma turbina produz a mesma energia com apenas 0,3 tonelada de estanho. O vento pode sair de graça, mas precisamos de minerais para a construção da infraestrutura que vai gerar energia.

Os minérios não são o único recurso natural exigido por energias renováveis. Temos também de encontrar uma abundância de terras disponíveis. Os números mostram o porquê: em cada metro quadrado de terra, é possível gerar de energia eólica 1 watt, 20 vezes menos do que qualquer usina de gás natural

Outro fator importante a ser mencionado é que depois de ter sido gerado em parques eólicos são necessárias linhas de transmissão para fazer chegar a energia aos consumidores. O que, na teoria, parece lógico, na prática, surgem outras dificuldades. Atualmente, essas redes não são da responsabilidade das mesmas empresas que constroem os próprios parques. O que tem gerado uma falta de sincronia no uso da energia gerada. Um bom exemplo desse cenário ocorre no Nordeste, onde três usinas estão prontas, mas sem gerar energia por quase um ano devido à falta de linhas de transmissão.

Outro fato importante é o prazo de três anos para um projeto (estipulado em muitos leilões) acaba sendo curto, como acontece com todos os procedimentos, o tempo real de construção acaba sendo superior a três anos.

3.5.3 A Energia Solar

Inicialmente, é importante ressaltar que a energia solar não é sempre tão "verde" como se é divulgado [MULVANEY, 2014]. E, no Brasil, essa fonte de energia apresenta dois grandes problemas.

O primeiro seria que as formas de armazenamento de energia solar são ineficientes, quando comparado aos combustíveis fósseis (carvão, por exemplo, petróleo e gás) e energia hidrelétrica (água). Os painéis solares tem um rendimento de apenas 25%.

A energia solar no Brasil tem dois grandes problemas.

Apesar do custo de instalação dos painéis ter baixado (está em R \$ 5.000 por quilowatt) ainda continuam semelhantes aos custos de energia nucleares - que tem a vantagem de que também funcionam a noite.

Outro grave problema é o quartzo utilizado para confecção das células solares ser extraído de minas, colocando os mineiros em situação de risco de uma das mais antigas riscos ocupacionais da civilização: a silicose doença pulmonar.

Outro problema encontrado foi com o ácido fluorídrico para limpar as placas, remover danos que surgem a partir de serragem, e textura da superfície para melhor captar luz. Visto que, o ácido fluorídrico é altamente corrosivo pode destruir tecido e causar descalcificação nos ossos das pessoas. Em agosto de 2011, uma fábrica matou centenas de animais que tiveram contato com a água contaminada de ácido fluorídrico.

Além de tudo isso, a água é outra questão importante. Os fabricantes de células fotovoltaicos usam água para muitas finalidades no processo, incluindo refrigeração, processamento químico, e controle. O maior fator de desperdício de água, no entanto, é a limpeza durante instalação e utilização. Projetos da escala no 230- 550 megawatts pode precisar de até 1,5 bilhões de litros de água para controle de poeira durante construção e mais 26 milhões de litros por ano para a lavagem do painel durante a operação.

3.6 A Questão da Regularização

Nesse tópico, não se pode deixar de ressaltar a importância do trabalho desenvolvido pelo Operador Nacional de Sistema, especialmente na elaboração anual do

PEN no final da estação chuvosa do SIN, possibilitando assim minimizar a influência das incertezas das vazões no período chuvoso.

Como já explicitado anteriormente, o último PEN publicado é o PEN 2014-2018; neste, foi avaliado um Cenário de Referência, considerando os estoques armazenados em cada região (EAR) no início de maio de 2014, que correspondem a 90,9% EAR máximo na região Norte, seguido por 44,6% EAR máximo no Sul; 43,2% EAR máximo na região Nordeste e 38,4% EAR máximo na região Sudeste/Centro-Oeste.

Mais uma vez se ressalta a preocupação do ONS quando da publicação do PEN em alertar em função da perda gradativa da capacidade de regularização das usinas hidroelétricas do SIN frente ao crescimento da carga.

Isso pode ser visualizado facilmente observando a perda de regularização do SIN no ano de 2015, consequência das condições climáticas desfavoráveis na estação chuvosa de 2014 que impediram a retomada dos estoques armazenados nos reservatórios dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. É importante ainda frisar que em todo o ano de 2014 ocorreu a plena utilização do parque térmico.

Outro fator importantíssimo também é que desde o ano de 2014, vem sendo feitas articulações no sentido de flexibilizar diversas restrições de caráter de uso múltiplo da água e/ou ambientais nos principais reservatórios dos subsistemas Sudeste /Centro-Oeste e Nordeste.

Para se entender a questão da regularização, faz-se necessário analisar algumas questões, tais como: embora a hidroeletricidade continue sendo predominante até 2018, o acréscimo desse tipo de fonte (21.497 MW, em 14 UHEs), incluindo a incorporação ao SIN da UHE se dará por usinas com baixo ou nenhum grau de regularização anual ou plurianual (usinas com pequeno ou nenhum reservatório de regularização), as usinas fio d'água. Ainda vale ressaltar que a UHE Balbina, localizada em Manaus, já é considerada como parque existente, pois a interligação de Manaus ao SIN ocorreu em julho de 2013.

Desse total de 21.497 MW, apenas 226 MW estão associados a usinas com reservatório de regularização. Esse fato se deve às restrições de ordem ambiental, com requisitos de ações mitigadoras cada vez mais rigorosos, o que acaba por inviabilizar a construção de reservatórios de regularização e/ou a inviabilidade econômica de formação de grandes reservatórios em regiões como a Amazônia, por exemplo, caracterizada por potenciais hidroelétricos de baixa queda e altas vazões no período

chuvoso, o que exigiria investimentos antieconômicos para o represamento das vazões nas estações úmidas [PEN 2014].

Através da Figura 3.8 pode-se comparar a evolução da energia armazenada máxima do SIN entre dezembro de 2014 e dezembro de 2018 com o grau de regularização do SIN – GR. Aqui, faz-se necessário definir o que seria o grau de regularização - seria a quantidade de meses de estoque de energia e calculado como a relação entre a $EAR_{m\acute{a}x}$ e a carga a ser atendida, esta abatida da geração térmica inflexível, da geração à biomassa, da geração das pequenas centrais hidroelétricas –

A energia armazenável máxima aumenta em torno de 2.200 MWmed no quinquênio (0,8%), enquanto a carga do SIN apresenta uma previsão de acréscimo da ordem de 11.000 MWmed no mesmo período, em torno de 17%.

Observa-se que a expansão da capacidade de armazenamento do SIN nesse quinquênio ocorre apenas em 2016 decorrente da entrada em operação de hidroelétricas.

Em função dessa característica, o GR do SIN deverá passar de 5,5 meses de estoque em 2014 para 4,7 meses em 2018, valor este com tendência de redução gradativa para os próximos 10 anos, segundo estudos de planejamento da expansão da EPE/MME, na medida em que o crescimento da carga não seja acompanhado pela agregação de novas usinas com reservatório de regularização e/ou por montantes equivalentes proporcionados por outras fontes complementares inflexíveis. No passado, a GR do SIN já atingiu valores de até 6,5 meses, em 2002.

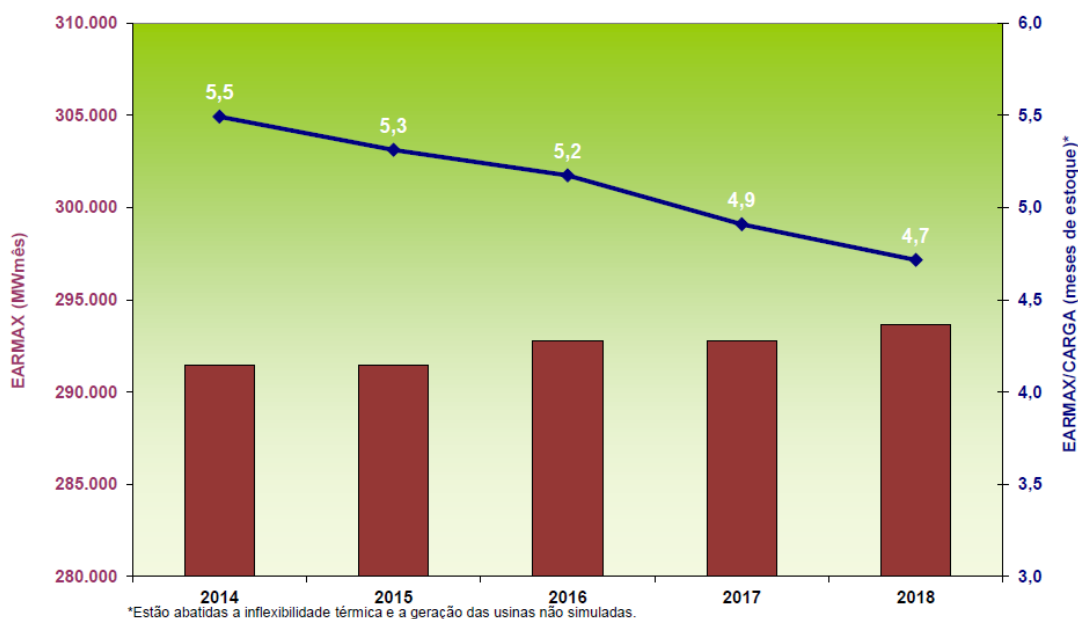


Figura 3. 8 Evolução da Energia Armazena Máxima e Grau de Regularização do SIN

Fonte: PEN 2014

Como já é sabido quanto menor o GR de um sistema como o SIN, com acentuada sazonalidade das vazões naturais afluentes aos reservatórios, maior será a dependência de períodos chuvosos para o seu reenchimento a cada ciclo hidrológico anual e maior será o seu esvaziamento a cada final de estação seca, aumentando a necessidade de fontes complementares nesses períodos e/ou mecanismos operativos de segurança específicos para a garantia de atendimento ao mercado, impactando diretamente no custo final da energia produzida, em favor da segurança operativa. Ou seja, exatamente o que está acontecendo no atual momento brasileiro.

Aprofundando um pouco mais sobre essa questão, o PEN 2014 buscou avaliar qual seria o montante de energia a ser agregado ao SIN no quinquênio 2014/2018 de tal modo que fosse mantido, ao longo dos próximos cinco anos, o mesmo GR de 2014 (5,5 meses). Os montantes necessários estão apresentados na Figura 3.9, a seguir.

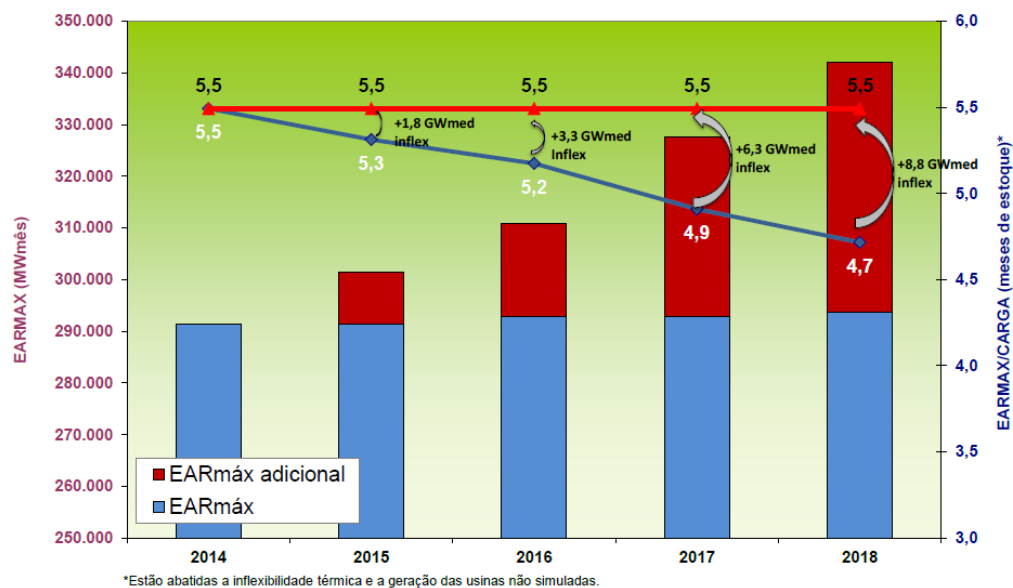


Figura 3.9 Expansão adicional para manter o mesmo GR do SIN de 2014
Fonte: PEN 2014

Da Figura 3.9, observa-se que para manutenção deste GR de 5,5 meses através de uma expansão inflexível (abatida diretamente da carga, por não serem simuladas) seria necessário a instalação de 1,8 GWmed em 2015 a 8,8 GWmed em 2018. Caso o GR (5,5 meses) fosse mantido pelo acréscimo de energia armazenável (barra vermelha do gráfico), seria exigida a instalação de 10,0 GWmed em 2015 (3% EARMáx), atingindo o montante de 48,4 GWmed (16,5% EARMáx) em 2018.

Tabela 3.5 Capacidade adicional para manter o mesmo GR do SIN de 2014
Fonte: PEN 2014

	2015	2016	2017	2018
Adicional de Energia Inflexível (MWmed)	1.804	3.285	6.345	8.812
Se fosse com Usina Eólica (MW)	6.015	10.953	21.148	29.374
Se fosse com Térmica Inflexível Convencional (MW)	2.005	3.651	7.050	9.792

A Tabela 3.5 apresenta a necessidade de capacidade instalada adicional caso esta expansão fosse feita com fontes eólicas ou usinas térmicas convencionais inflexíveis, respectivamente, podendo-se observar diferenças significativas de necessidade de capacidade instalada nova dependendo da fonte (entre 3,3 GW em 2015 e 31,7 GW em 2018).

Tabela 3. 6 Evolução da Capacidade Instalada
Fonte: PDE 2023

FONTE	2013 ^(c)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	MW										
RENOVÁVEIS	103.399	110.335	118.653	125.444	133.193	142.849	146.046	149.740	154.472	158.947	164.135
HIDRO ^(a)	79.913	82.629	87.183	92.193	96.123	100.935	101.874	103.344	106.167	108.941	112.178
IMPORTAÇÃO ^(b)	6.120	6.032	5.935	5.829	5.712	5.583	5.441	5.285	5.114	4.925	4.716
OUTRAS	17.366	21.674	25.535	27.422	31.358	36.331	38.731	41.111	43.191	45.081	47.241
PCH	5.308	5.538	5.671	5.701	5.854	6.289	6.439	6.619	6.799	6.919	7.319
EÓLICA	2.191	5.452	9.019	10.816	14.099	17.439	18.439	19.439	20.439	21.439	22.439
BIOMASSA	9.867	10.684	10.845	10.905	10.905	11.603	12.353	13.053	13.453	13.723	13.983
SOLAR	0	0	0	0	500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500
NÃO RENOVÁVEIS	21.397	22.224	22.843	22.843	22.843	24.248	24.748	26.248	27.748	29.248	31.748
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395	3.395	3.395	3.395	3.395	3.395
GÁS NATURAL	10.666	11.442	12.169	12.169	12.516	12.516	13.016	14.516	16.016	17.516	20.016
CARVÃO	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210	3.210
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(d)	3.442	3.493	3.493	3.493	3.493	3.493	3.493	3.493	3.493	3.493	3.493
ÓLEO DIESEL	1.402	1.402	1.294	1.294	947	947	947	947	947	947	947
GÁS DE PROCESSO	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
TOTAL	124.796	132.559	141.496	148.287	156.036	167.097	170.794	175.988	182.220	188.195	195.883
	Participação Relativa (%)										
RENOVÁVEIS	82,9%	83,2%	83,9%	84,6%	85,4%	85,5%	85,5%	85,1%	84,8%	84,5%	83,8%
HIDRO	68,9%	66,9%	65,8%	66,1%	65,3%	63,7%	62,8%	61,7%	61,1%	60,5%	59,7%
OUTRAS	13,9%	16,4%	18,0%	18,5%	20,1%	21,7%	22,7%	23,4%	23,7%	24,0%	24,1%
NÃO RENOVÁVEIS	17,1%	16,8%	16,1%	15,4%	14,6%	14,5%	14,5%	14,9%	15,2%	15,5%	16,2%
URÂNIO	1,6%	1,5%	1,4%	1,3%	1,3%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,8%	1,7%
OUTRAS	15,6%	15,3%	14,7%	14,1%	13,4%	12,5%	12,5%	13,0%	13,4%	13,7%	14,5%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Como pode ser visto na Tabela 3.6, existe uma grande previsão de expansão da fonte eólica e solar, inclusive, atingindo em 2023 um valor superior a nuclear.

Tabela 3.7 Tarifa de equilíbrio para a geração nuclear (R\$/MWh)
Fonte: PNE 2030

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
Taxa de desconto de 8% ao ano				
1300	113,14	114,49	124,93	142,53
1550	121,47	122,90	133,99	154,97
1800	129,80	131,31	143,05	167,41
2050	138,13	139,73	152,11	179,86
2300	146,46	148,14	161,17	192,30
Taxa de desconto de 10% ao ano				
1300	125,75	127,22	139,02	163,88
1550	136,50	138,08	150,79	180,43
1800	147,26	148,95	162,56	196,97
2050	158,01	159,81	174,33	213,52
2300	158,76	170,67	186,10	230,07
Taxa de desconto de 12% ao ano				
1300	140,04	141,65	154,99	188,07
1550	153,54	155,29	169,83	209,27
1800	167,04	168,93	184,67	230,48
2050	180,54	182,57	199,51	251,68
2300	194,04	196,20	214,35	272,88

Como pode ser observado pela Tabela 3.7, o custo de produção para a geração de energia nuclear, considerando um desconto de 10% ao ano e em função do custo de investimento, varia de 125,75 a 158,76 (R\$/MWh). Vale salientar que nesse período de publicação do PEN 2030 o custo marginal de operação era R\$ 130/MWh.

Sendo assim, conclui-se que:

- A carga de energia do SIN vem crescendo cerca de 4% ao ano;
- Percebe-se que desde a década de 90 não entrou em operação usinas hidrelétricas com reservatório de regularização;
- O uso de geração termelétrica está o tempo todo a carga máxima, mesmo para anos hidrológicos próximos a média;
- A geração termelétrica também vem sendo necessária para complementação do atendimento à demanda máxima ao final de cada estação seca, em função da perda de potência por deplecionamento dos reservatórios, bem como no verão, em função da elevação da temperatura;
- Mesmo a forte participação da eólica e das hidroelétricas fio d'água nos próximos anos não serão suficientes para garantir segurança energética. Visto que essas fontes não consideradas energias de base.
- O investimento em usinas nucleares se apresenta mais promissor.

CAPÍTULO 4

4 METODOLOGIA APLICADA

4.1 Introdução

A operação diária de um sistema elétrico de potência envolve o despacho de usinas hidroelétricas, térmicas e eólicas. Devido à grande dimensão dos sistemas elétricos, o despacho das usinas é uma tarefa extremamente complexa, podendo ser realizada de modo eficiente, buscando o menor custo e o maior nível de segurança, com auxílio de um programa do tipo Despacho Hidrotérmico-Eólico Ótimo (DHO). O Sistema Interligado Nacional (SIN) é composto dos sistemas de geração e de transmissão de energia elétrica. O sistema de geração tem a característica descentralizada devido à grande dimensão do país. Desta forma, as fontes geradoras de grande porte são distribuídas por todo território nacional.

O planejamento da operação de um sistema elétrico tem como objetivo definir uma estratégia de geração para cada usina que minimiza o valor esperado dos custos operativos no período de planejamento [FORTUNATO ET AL, 1990]. Os custos operativos referem-se aos gastos com combustíveis nas usinas termoelétricas, custos de não atendimento à carga e eventuais compras de energia de sistemas vizinhos (intercâmbio). A interligação entre sistemas vizinhos permite uma redução dos custos de operação, por meio do intercâmbio de energia e um aumento da confiabilidade de fornecimento, por meio da repartição de reservas [CEPEL, 2003]. Caso um sistema possua um custo de operação mais elevado que um vizinho, o mais econômico seria transferir a energia do sistema de custo de operação mais barato para o sistema de custo de operação mais elevado. Os intercâmbios de energia entre sistemas contendo usinas térmicas resultam na otimização global dos custos de operação do sistema interligado.

Um sistema hidrotérmico-eólico interligado de grande porte pode ser dividido em sistemas menores para facilitar sua operação. Os critérios dessa divisão estão

associados à posição geográfica das principais linhas de transmissão e das bacias hidrográficas. No planejamento da operação, também é importante considerar a contínua expansão dos sistemas pela construção de novas usinas para atendimento da demanda crescente dos centros de consumo.

O despacho ótimo fornece uma política de operação das usinas hidroelétricas, eólicas, térmicas e intercâmbios para atendimento ao mercado de energia elétrica e eventualmente, informando se há déficit. Na formulação do problema para otimização do despacho hidrotérmico-eólico, pode-se usar o custo de operação do sistema, composto pelo custo do déficit e da geração térmica[AQUINO, 2001].

Este trabalho apresenta um programa computacional de DHO, desenvolvido a partir do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento “Modelo de Otimização da Simulação Energética de Energia Eólica e Outras Fontes no NE” – ANEEL No 0048-022-2006, fruto da parceria entre CHESF e UFPE. Os problemas de DHO são formulados nesse trabalho como problemas de programação linear (PL). Devido ao histórico de êxito dos métodos de pontos interiores (PI) na solução de problemas de PL de grande porte [KARMAKAR, 1984; WRIGHT, 2004], os problemas de DHO são resolvidos pelos algoritmos Primal-Dual Simplex e Primal-Dual Predictor Corretor de PI.

Neste trabalho são incorporadas contribuições com o desenvolvimento de um programa computacional de DHO e os resultados numéricos de simulações baseadas no Plano Decenal de Energia (PDE) 2012-2021 voltado a função de otimização “CO₂”,bem como na formulação de problemas de DHO e na solução dos mesmos por meio dos algoritmos de PI.

4.2 Modelo do Planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro

Em meados dos anos 70, o planejamento e a coordenação dos recursos energéticos do Brasil eram realizados utilizando-se um modelo determinístico, denominado Método da Curva Limite Inferiores do Armazenamento. Tal método era baseado na pior seca já ocorrida nos históricos de vazões, o qual representava o mínimo armazenamento necessário para o atendimento da demanda, com o mínimo de complemento de geração térmica. [ZAMBELLI, 2009]

No ano de 1977 a Eletrobrás juntamente com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) concluíram o desenvolvimento de um modelo baseado em Programação Dinâmica Estocástica. A Programação Dinâmica Estocástica consiste na aplicação de Programação Dinâmica (PD) a problemas nos quais o futuro é modelado como um conjunto de cenários possíveis. Visto que o Brasil era formado por sistemas isolados de energia, o modelo desenvolvido não considerava o intercâmbio entre regiões do sistema hidrotérmico brasileiro como variável de decisão do problema. Esse modelo foi adotado após uma validação intensa, em 1979.[SOUZA, 2008; TERRY ET AL, 1981; PEREIRA, 2006]

A Programação Dinâmica tem em seu princípio a otimalidade de Bellman, isto é, a otimalidade global pode ser obtida através da otimização das decisões em cada estágio do problema. A Programação Dinâmica pode ser caracterizada como sendo um processo sequencial de tomadas de decisões, em que uma decisão ótima no estágio atual está intimamente ligada a um conjunto de acontecimentos futuros. Desta forma, o problema tem a sua solução no sentido reverso, ou seja, tomando como início o último estágio de decisão e realizando o retrocesso no tempo, de modo que em cada estágio são consideradas as decisões e consequências futuras [BELLMAN, 2010].

A decisão de manter um reservatório com um certo armazenamento, poderá ter sido uma decisão acertada ou não dependendo da sequência de afluições que chegará ao reservatório e da estratégia que é utilizada na sua operação. Essa grande incerteza sobre as afluições futuras, torna o problema de natureza estocástica.

Uma desvantagem da Programação Dinâmica é que, devido à necessidade de uma enumeração exaustiva de todas as possibilidades, as quais crescem exponencialmente com o número de variáveis de estado do problema. A abordagem para o planejamento energético por Programação Dinâmica Estocástica tem uma desvantagem maior comparando-se com sua versão determinística, pois os números de cenários futuros aumentam o número de combinações de estados do problema. O número de problemas de programação linear, resolvidos no processo da Programação Dinâmica Estocástica é determinado por:

$$\text{NPD} = \text{nper. nafu. disc}^n \quad (4.1)$$

Em que:

NPD: número total de problemas de programação linear;

nper: número total de períodos de estudos;

nafu: número de cenários de afluências ou energia afluente considerado;

disc: número de discretização do reservatório;

n: número de variáveis de estado do problema.

As usinas são agrupadas em sistemas equivalentes ao invés de individualizadas, o que reduz de forma considerável o número de combinações do problema e como consequência reduzindo também o esforço computacional exigido para a solução do problema.

A metodologia de sistema equivalente agrega diversas usinas com reservatório a fio d'água em sistemas maiores. Os parâmetros que refletem as características, o estado e também as devidas limitações dos sistemas equivalentes de energia, podem ser calculados a partir das características das usinas, das afluências e do acoplamento hidráulico existente entre as usinas hidroelétricas. Dentre esses principais parâmetros, destacam-se: Energia Armazenada (EA), Energia Armazenada Máxima (EAmáx), Energia Natural Afluente (ENA), Energia fio d'água (Efio), Energia de Vazão Mínima (Evmin), Energia evaporada (Eevao), Energia Controlável (EC). O detalhamento de um modelo de um reservatório equivalente de energia como se vê na Figura 4.1.

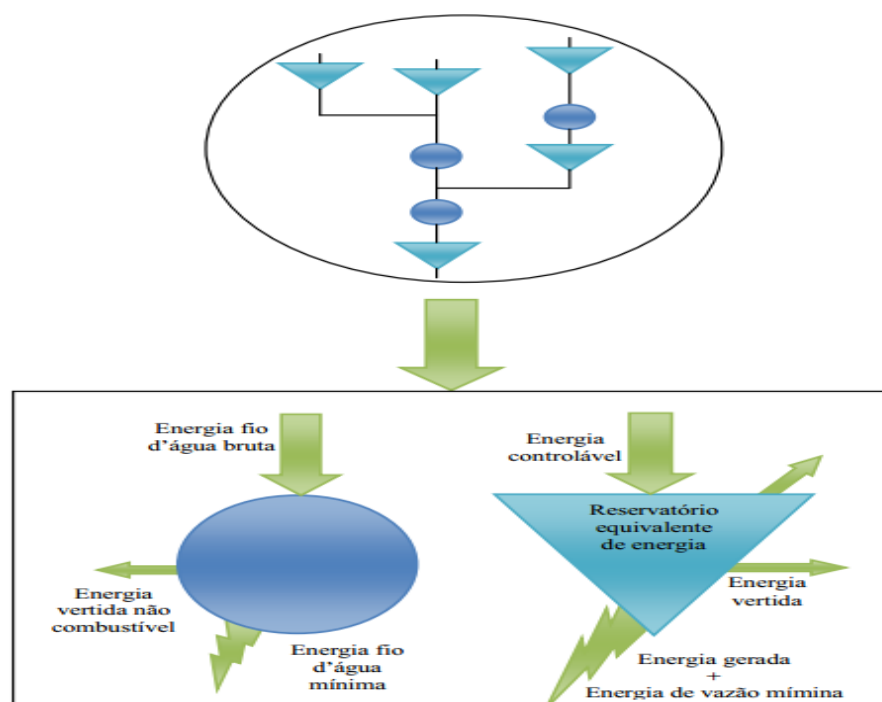


Figura 4. 1 Representação do Sistema equivalente de Energia [DA SILVA, 2011]

Esta metodologia tornou-se praticamente inviável para a realização do planejamento da operação do SIN, devido à interligação do sistema elétrico brasileiro. Pois, a operação de uma determinada região influencia a operação de outra região, resultando no aumento do número de combinações de estados operativos.

Foram feitos vários estudos considerando então o intercâmbio entre as regiões, como variáveis de decisão do problema de otimização. No ano de 1985, foi proposta a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). A técnica de PDDE alivia os problemas de dimensionalidade associados à discretização do espaço de estados, viabilizando a obtenção da estratégia ótima de operação para sistemas hidrotérmico interligados. O CEPEL desenvolveu um modelo para o planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro, baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica: o modelo NEWAVE.

O problema do despacho hidrotérmico é então representado por um problema de otimização, em que cada estágio é resolvido como um problema de Programação Linear. De maneira simplificada, pode-se representar da seguinte forma:

Minimização do custo total de operação (Custo imediato + Custo futuro), sendo essa minimização sujeita a:

- Equações de balanço hídrico;
- Equações de atendimento à demanda de energia;
- Restrições operativas (específicas de usinas hidráulicas ou subsistemas e térmicas, além de limites de intercâmbio);
- Função de custo futuro.

O objetivo consiste em minimizar a função do custo da operação, a qual é representada pelo custo das usinas termelétricas e eventuais penalizações por déficits no fornecimento da energia elétrica. Sendo o problema de natureza estocástica, é dividido em várias etapas de subproblemas, tantos quanto forem os estágios considerados no horizonte de estudo. Com o objetivo de reduzir o esforço computacional nesse modelo de otimização, os métodos utilizados para o planejamento da operação no médio prazo, utilizam-se a agregação das usinas em reservatórios equivalentes de energia. No entanto, faz-se necessário a desagregação da solução obtida para os reservatórios equivalentes de energia em usinas individualizadas, para verificar desta forma se a

política de operação obtida pelo modelo de decisão estratégica será viável [DA SILVA, 2011].

4.3 Metodologia NEWAVE

A modelagem NEWAVE é baseada na técnica da Programação Dinâmica Dual Estocástica, sendo possível considerar vários subsistemas interligados, também permite uma representação dinâmica ou estática da configuração do sistema, a discretização da carga própria em até três patamares (pesada, média e leve), a representação dos cortes de suprimento do mercado de energia elétrica em até quatro patamares de déficit, além da consideração de diversos cenários de energias afluentes [PEREIRA, 2006].

Resumidamente, o NEWAVE é composto por alguns módulos, os quais sejam:

1. **Módulo de Cálculo do Sistema Equivalente:** Realiza o cálculo dos subsistemas equivalentes de energia a partir de uma determinada configuração definida na entrada dos dados do programa. Cada subsistema tem suas características, como por exemplo, energias armazenáveis máximas, capacidade de turbinamento, séries históricas de energia controláveis e energia fio d`água, parábolas de energia de vazão mínima, são algumas dessas características.
2. **Módulo de Energias Afluentes:** Estima os parâmetros do modelo estocástico, e realiza a geração de séries sintéticas de energias naturais afluentes que serão utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e também para a geração de séries sintéticas de energias afluentes para a análise do desempenho no módulo de simulação da operação.
3. **Módulo de Cálculo da Política de Operação Hidrotérmica:** Realiza o cálculo da política ótima de operação do sistema equivalente através da metodologia da Programação Dinâmica Dual Estocástica, considerando as incertezas nas afluições futuras e os patamares de carga própria e déficit. Também efetua o cálculo da Função de Custo Futuro.
4. **Módulo de Simulação da Operação:** Realiza a simulação da operação do sistema no horizonte de planejamento, para distintos cenários de sequências hidrológicas. Calcula os índices de desempenho, como por exemplo, custo

esperado da operação, o risco e profundidade de déficit, a distribuição de frequências dos custos marginais de operação, intercâmbios de energia, gerações hidráulicas e térmicas. Na Figura 4.2 é apresentado o fluxograma do modelo NEWAVE.

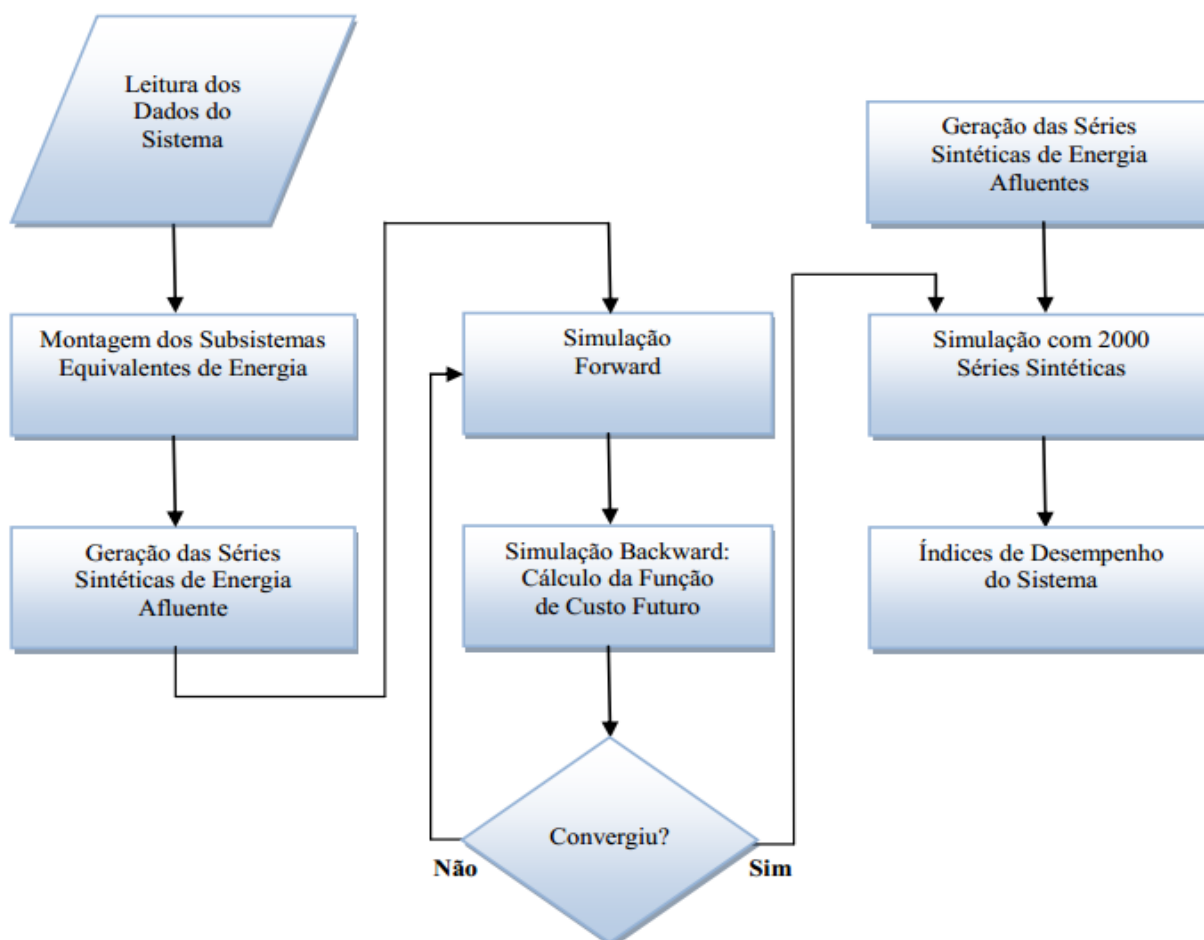


Figura 4. 2 Fluxograma do modelo NEWAVE

Fonte: CCEE

O NEWAVE fornece dados que servirão como entrada para outros modelos como, por exemplo, o DECOMP, utilizado no planejamento de curto prazo, também utilizados para o software dhoVisual. O NEWAVE também é utilizado em muitas outras aplicações, como estudos de política de racionamento de energia elétrica, de gerenciamento de demanda, planejamento da expansão do sistema interligado nacional (SIN), dentre outras aplicações.

4.4 Modelos de Geração

4.4.1 Geração Hidráulica

Em uma usina de geração hidráulica, a energia elétrica é produzida através de uma transformação da energia potencial hidráulica a partir do armazenamento da água em reservatórios. A água armazenada nesses reservatórios é conduzida sob pressão, até o conjunto de turbinas da usina, que está localizado em um nível abaixo, na casa de máquinas, fazendo com que girem as lâminas (pás) das turbinas.

A energia cinética e também a energia da pressão dinâmica do percurso da água na tubulação são convertidas em energia cinética de rotação. As turbinas são conectadas a geradores que convertem a energia cinética em energia elétrica [JUNIOR, 2012]. Após essa parte, a água é conduzida ao seu curso natural via canal de fuga, caso o nível da água dos reservatórios esteja bem próximo ao seu limite, esta água pode ser levada ao seu curso natural através dos chamados vertedouros, sem que haja a geração de energia elétrica.

Na figura 4.3, são ilustrados os principais componentes que compõe uma usina hidrelétrica.

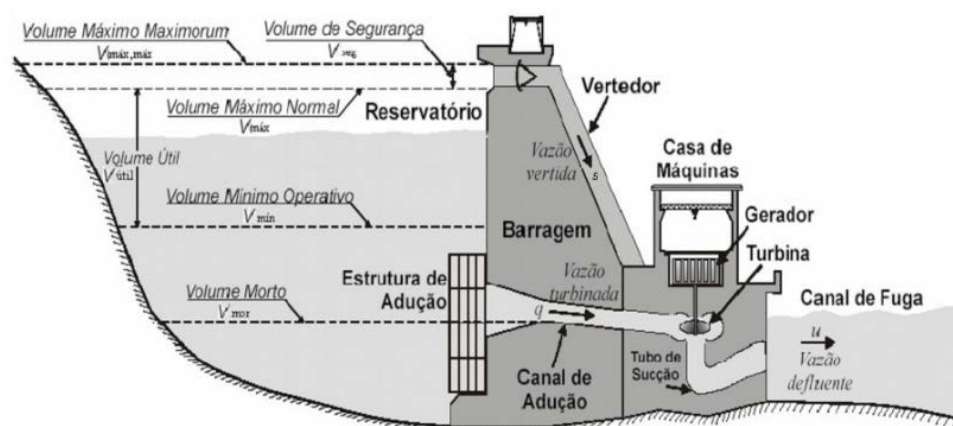


Figura 4. 3 Esquema de uma usina hidrelétrica [JUNIOR, 2012]

Uma breve descrição dos componentes da usina hidráulica é feita a seguir:

- **Barragem:** Tem por finalidade represar a água dos rios, formando assim um reservatório. Em muitas usinas a altura de queda d água provocada pelas barragens é um dos fatores que contribuem para o aumento de produtividade dessas usinas;

-
- **Canal de adução:** Tem por finalidade conduzir a água armazenada nos reservatórios para as turbinas;
 - **Vertedouro:** Os reservatórios têm limites máximos de armazenamento. Estes quando tendem a ser ultrapassados, busca-se a liberação da água para não haver um comprometimento da segurança da barragem. Para que a água excedente seja conduzida de forma segura ao seu curso natural, foi criado um canal por onde essa água é liberada chamado de vertedouro. A água conduzida pelo vertedouro não é usada para a geração de energia elétrica, pois não passa pelas turbinas;
 - **Casa de máquinas:** Nesta área localizam-se os geradores elétricos, as turbinas elétricas, os reguladores, os painéis e outros equipamentos que são responsáveis pela transformação da energia potencial hidráulica em elétrica;
 - **Canal de fuga:** A água utilizada para geração de energia é conduzida ao rio através do canal de fuga;

Em relação aos reservatórios das usinas hidrelétricas, estes são classificados de acordo com a sua capacidade de regularização:

- **Reservatórios de compensação:** Pouca capacidade de armazenamento, sendo responsável pela regularização de pequenos volumes de água.
- **Reservatórios de acumulação:** Grande capacidade de armazenamento de água, sendo responsável pela regularização das vazões. Em horizontes de curto prazo, o seu volume de água pode ser considerado constante, devido a sua dinâmica ser lenta.

Na produção de energia elétrica por uma usina hidráulica, tem-se intrinsecamente muitas não linearidades como, perdas hidráulicas, polinômios cota-volume, cota-área e vazão nível por exemplo. Neste trabalho será abordada a modelagem linear do problema, tornando assim o modelo menos complexo para a solução, porém, menos real do que o seria em comparação a modelagem não linear.

Na modelagem linear, pode-se definir apenas como, a potência produzida por cada usina individualmente hidráulica, associando a energia aproveitada da altura líquida da cascata. A potência instantânea produzida pelo gerador é dada então por:

$$P = g \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot Q \cdot H \cdot 10^{-3} \quad (4.2)$$

Em que:

P: potência produzida [*MW*];

g: aceleração da gravidade [*m/s²*];

nt: rendimento da turbina;

ng: rendimento do gerador;

Q: Vazão turbinada [*m³/s*];

H: queda líquida [*m*].

A chamada geração hidráulica (*GH*), é facilmente calculada pelo modelo linear, como para cada usina, os termos *g*, *ng*, *nt* e *H* são considerados constantes, é denominado um outro termo chamado de produtividade r_i , onde $r_i = g \cdot ng \cdot nt \cdot H \cdot 10^{-3}$, multiplica-se então a vazão turbinada *Q*, pela produtividade r_i durante um certo período *t*.

$$GH_{i,t} = r_i \cdot Q_{i,t} \quad (4.3)$$

Sendo $GH_{i,t}$, a geração de energia da usina hidroelétrica *i* no período *t*. A produtividade r_i , sendo um valor constante para cada usina hidroelétrica, evita-se a formulação não linear do problema.

4.4.2 Geração Térmica

O processo fundamental das usinas termoelétricas não é tão diferente do processo das usinas hidráulicas, ele baseia-se de uma turbina acoplada a um gerador por meio de um eixo, a diferença fundamental está na turbina, a hidráulica é movida pela força exercida na passagem da água pelas pás da turbina, já a térmica, é movida pelo fluido que produzirá, em seu processo de expansão, trabalho em turbinas térmicas. Geralmente, este fluido utiliza água que é aquecida em uma caldeira, mudando seu estado físico, do líquido para o vapor, aumentando o seu volume, esse volume aumentado passa então pela turbina realizando grande quantidade de trabalho, convertido em energia mecânica. Após a turbina, o fluido é resfriado em grandes radiadores, para retornar ao estado líquido, ocupando um menor volume, então é bombeado de volta a caldeira fechando-se o ciclo. O que diferencia as usinas quanto ao combustível empregado é o tipo de caldeira, podendo ser aquecida com gás natural,

carvão mineral, óleo diesel ou até energia nuclear [RISSI, 2009].

O modelo de um sistema termoeletrico deve considerar as diversas classes de usinas térmicas classificadas de acordo com os custos de operação, ou seja, tipos de combustíveis, restrições de geração máxima e mínima de cada usina, tempo de ligamento e desligamento, eficiência das caldeiras e dos conjuntos turbina/vapor, indisponibilidade forçada e programada [DA SILVA, 2011].

Na Figura 4.4 é ilustrado o diagrama esquemático do funcionamento de uma usina termelétrica.

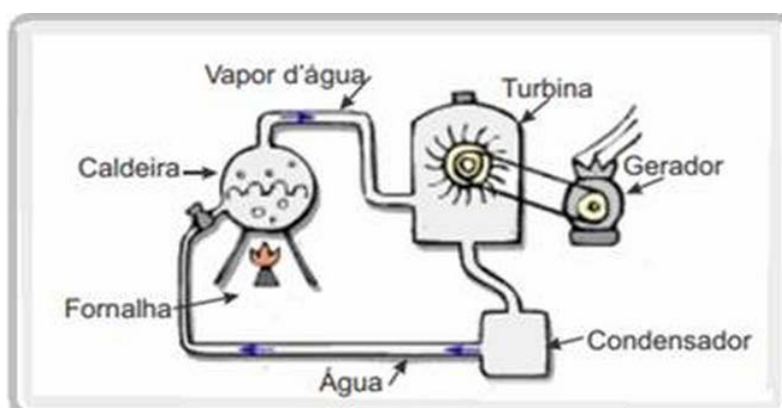


Figura 4. 4 Esquema de geração de energia elétrica em uma usina térmica
Fonte: [MEC, 2015]

Na modelagem linear, e também considerando o suprimento de combustível adequadamente suficiente, a produção de energia elétrica em uma unidade térmica só é limitada pela sua capacidade instalada e pelo tempo de sua parada para manutenção, tanto previsto como imprevisto. Pode-se escrever a seguinte relação:

$$0 \leq P_{\min} \leq P \leq P_{\max} \quad (4.4)$$

Em que:

P :potência gerada [MW];

P_{\min} :potência mínima operativa da unidade geradora [MW];

P_{\max} :potência máxima operativa da unidade geradora [MW].

Em geral, o fornecimento de combustível para uma usina térmica tem tantos problemas, de forma que uma central térmica pode ter sua capacidade energética bem definida, a menos de paradas para o atendimento de ponta, ou seja, demanda máxima, a energia (demanda máxima) é automaticamente atendida, uma vez que as unidades

térmicas podem operar a fatores de capacidade superiores a qualquer mercado consumidor.

4.4.3 Geração Eólica

No que tange a geração de energia eólica, a energia mecânica usada para a geração eletromecânica é caracterizada por sua aleatoriedade, sendo assim, é necessário usar parâmetros estatísticos dos ventos para estimar o potencial eólico, neste caso, a potência média fornecida pelas turbinas eólicas.

Na Figura 4.5 é apresentado resumidamente o funcionamento de uma turbina eólica.

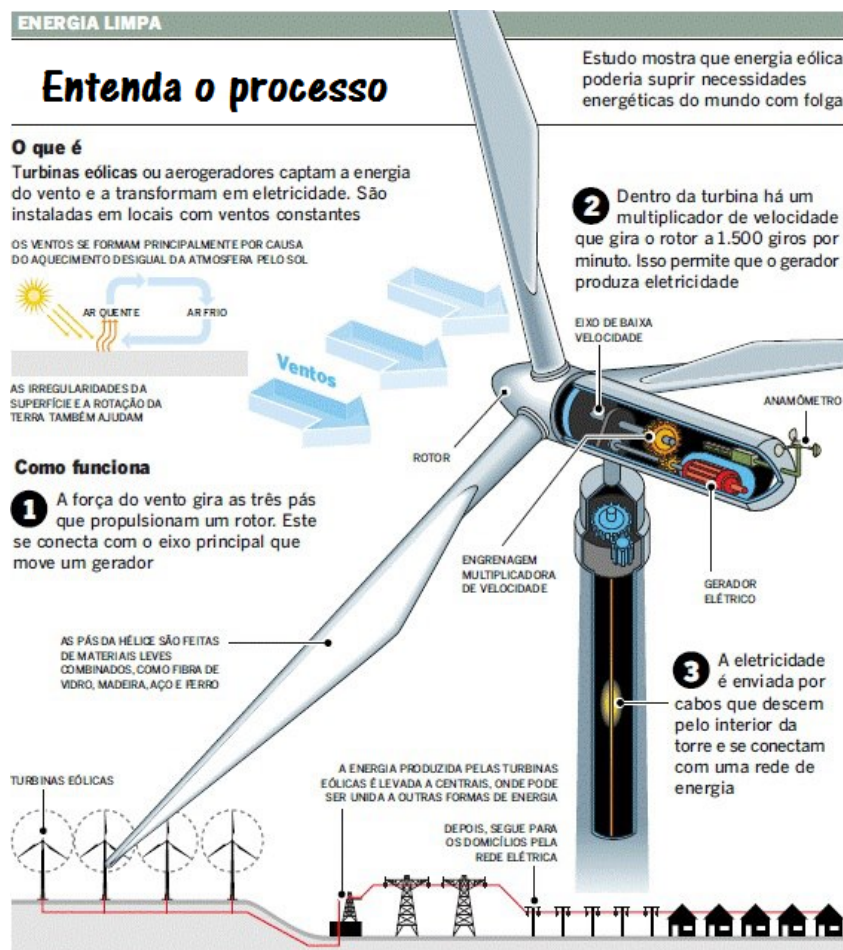


Figura 4. 5 Esquema de funcionamento de geração de energia eólica
Fonte: [MEC, 2015]

A função de Weibull (ψ) é um caso especial da distribuição de Pearson tipo III

da função de distribuição Gamma generalizada com dois parâmetros. Se uma distribuição de vento pode ser representada pela função de densidade de probabilidade de Weibull, ela é regida pela seguinte relação:

$$\psi(v) = \left(\frac{k}{c}\right) * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} . e^{\left(-\frac{v}{c}\right)^k} \quad (k > 0, v > 0, c > 0) \quad (4.5)$$

Em que k é o parâmetro de fator de forma, c é chamado de parâmetro de fator de escala e v é a velocidade do vento (m/s). Logo, o valor médio das velocidades dos ventos de um local com as características de Weibull é expresso pela seguinte relação:

$$vm = \int_0^{\infty} v . \frac{k}{c} . \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} . e^{\left(-\frac{v}{c}\right)^k} . dv, \quad (4.6)$$

Fazendo o uso da função Gamma (Γ), o valor médio da velocidade do vento, dado pela equação (HH), pode ser encontrado de modo simplificado através da Equação (4.7)

$$vm = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (4.7)$$

É usual encontrar uma fórmula que possa indicar o parâmetro c a partir do valor médio e de uma estimativa do valor k , isolando c na Equação (4.7), como apresentado a seguir:

$$c = \left(\frac{vm}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}\right) \quad (4.8)$$

Para a região do Nordeste, tem se usado registrado normalmente o valor acima 3 do parâmetro k , levando a uma característica de ventos próximos às médias.

Um dos principais focos da simulação do potencial eólico acesso em está no fato de ser necessária a estimativa de qual a potência média suprida pelas turbinas eólicas durante um mês de operação normal. A potência elétrica instantânea fornecida por uma turbina eólica watts é dada pela equação 4.9 [WINDPOWER, 2015]:

$$Pturb = \left(\frac{1}{2}\right) . \rho . A . v^3 . Cp(\lambda, \theta) \quad (4.9)$$

O parâmetro ρ é a densidade relativa do ar, que varia de acordo com a altitude.

Nota-se pela equação (4.9) a potência convertida por uma turbina eólica tem uma relação diretamente linear com a densidade relativa do ar e também diretamente com o cubo da velocidade do vento. A aplicação direta da equação (4.9) leva a resultados diferentes dos valores reais. Outra forma de expressar a potência de uma turbina eólica é a Curva de Potência, que é fornecida pelo próprio fabricante, nela tem-se a velocidade como uma variável independente, tornando assim a equação da potência

gerada pela turbina eólica menos complexa [DA SILVA, 2011].

4.5 Formulação Matemática para o Despacho Hidrotérmico

O modelo a ser considerado consiste na minimização dos custos de geração termoelétrica e de déficit energético do sistema, levando em consideração as restrições operativas das usinas, o balanço hídrico, atendimento a demanda.

O objetivo desta dissertação não está na forma em como os métodos são empregados para a resolução do problema de despacho hidrotérmico, mas apenas em modelar os problemas que serão resolvidos pelo programa dhoVisual, os métodos empregados na resolução do problema de otimização são abordados em outros trabalhos.

No que tange a resolução matemática de um problema de otimização, é requerido que tanto a função objetivo e as restrições sejam quantificadas. Este fato pode ser bastante complicado, pois alguns aspectos importantes se não puderem ser quantificados não poderão ser incluídos no modelo matemático do problema de otimização e sua solução pode ter pouca ou nada haver com o caso real.

Nesta tese foi implementada a função objetivo que minimiza a emissão de CO₂, considerando as emissões como custos.

4.5.1 Função Objetivo pelo Custo da Geração Térmica

A função objetivo adotada neste estudo é de minimização dos custos de geração térmica e de déficit, de acordo com a equação 4.10:

$$\min CUSTO = \{[\sum_{j=1}^J CT_j(GT_j, t) + \sum_{s=1}^S CDS(DEF_s, t)]\}NH \quad (4.10)$$

Em que:

GT_j, t: geração da usina térmica *j* durante o período *t* [MWhês];

CT_j: custo da usina térmica *j* para o período *t* [R\$/MWh];

CDS: custo do déficit do sistema *s* [R\$/MWh].

NH: número de horas do mês[h].

A função *CT_j* é uma função que representa o custo da usina térmica, que

depende do tipo de combustível utilizado por ela.

O valor econômico dos déficits de energia representado pela variável CDs , a função de custo de déficit do subsistema s , deve representar o impacto causado pelo não suprimento da demanda de energia nas diferentes atividades econômicas do país.

4.5.2 Função Objetivo pela Emissão de CO_2

Neste trabalho, definiu-se uma metodologia para mensurar as emissões de CO_2 por tipo de combustível, utilizando os critérios adotados no relatório do IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), conforme Tabela 4.1. A função objetivo adotada, neste caso, é de minimização das emissões de CO_2 provenientes da geração térmica e de déficit. As emissões de gás carbônico foram quantificadas de modo a se poder estimar valores de emissões para as usinas termelétricas. Semelhantemente a otimização por custos de geração térmica e de déficit utilizou-se o dhoVisual.

Tabela 4.1 Fator de Emissão por Tipo de Combustível

COMBUSTIVEL	UNIDADE	Conteúdo de Energia por Combustível TJ/UNID	Fator de Emissão de Carbono por Combustível tC/TJ	Fração de Oxidação do Carbono	Emissão (tCO ₂ /Un)	Conversão para tC/GWh	Conversão para tCO ₂ /GWh
Óleo Diesel	1000m ³	35.52	20.2	0.99	2604.54	72.72	266.64
Oleo Combustivel	10 ⁶ l	40.15	21.1	0.99	3075.21	75.96	278.52
Carvão	1000t	11.93	26.2	0.98	1106.01	94.32	345.84
Gás Natural	10 ⁶ m ³	36.84	15.3	0.995	2056.39	55.08	201.96

É importante frisar que o Fator de Emissão dos combustíveis apresentados na Tabela 4.1 depende da qualidade de cada combustível, sendo os valores apresentados um valor de referência utilizado pelo IPCC. Vale salientar também que para efeito de comparação as unidades são equivalentes.

$$\min EMISSÕES = \{ [\sum_{j=1}^J ETj(GTj, t) + \sum_{s=1}^S EDs(DEFs, t)] \} NH \quad (4.11)$$

Em que:

GTj, t: geração da usina térmica i durante o período t [MWhmês];

ETj: emissões da usina térmica j para o período t [tCO₂/MWh];

EDs: emissões do déficit do sistema s [tCO₂/MWh].

NH: número de horas do mês[h].

ET_j representa as Emissões da usina térmica, uma função do tipo de combustível utilizado por ela é uma constante (tCO₂/MWh).

O valor “ambiental” dos déficits de energia representado pela variável EDs , a função de custo de emissões de déficit do subsistema s , foi considerado um valor 10⁶tCO₂/MWh. De modo a permitir a operação do parque térmico ao invés do déficit.

4.5.3 Restrição de Balanço Hídrico

A restrição de balanço hídrico relaciona o volume de um reservatório com o volume do período anterior, as afluições do reservatório e as perdas, obtida pela equação 4.12.

$$V_{i,t} = V_{i,t-1} + Y_{i,t} + \sum_{l \in M_i} (QC_{l,t} + QVT_{l,t}) - EVP_{i,t} - QC_{i,t} - QVT_{i,t} \quad (4.12)$$

Em que:

$V_{i,t}$: volume armazenado no reservatório i para o período t [hm³];

$QC_{i,t}$: vazão turbinada do reservatório i durante o período t [hm³/mes];

$QVT_{i,t}$: vazão vertida do reservatório i durante o período t [hm³/mes];

$EVP_{i,t}$: volume evaporado do reservatório i durante o período t [hm³/mes];

$Y_{i,t}$: afluição incremental do reservatório i durante o período t [hm³/mes].

M_i : Conjunto das usinas imediatamente a montante da usina i .

A equação de balanço hídrico determina como as usinas hidroelétricas devem ser operadas. Cada bacia hidrográfica participa com sua equação de balanço hídrico na equação total do balanço de geração hídrica.

4.5.4 Restrição de Atendimento à Demanda

O objetivo da restrição da demanda de energia é de garantir o atendimento à carga do subsistema. A demanda no subsistema s no período t [MW_{medios}] é representada pela variável $[D_{s,t}]$ e está sujeita a equação 4.13.

$$\sum_{j \in J_s} GT_{j,t} + \sum_{i \in R_s} GH_{i,t} + \sum_{n \in \Omega_s} (INT_{(n,s),t} - INT_{(s,n),t}) = D_{s,t} - DEF_{s,t} \quad (4.13)$$

Em que:

Ω_s : conjunto de subsistemas conectados ao subsistema s ;

J_s : conjunto de usinas térmicas no subsistema s ;

R_s : conjunto de usinas hidráulicas no subsistema s ;

$GT_{j,t}$: geração de uma usina térmica j para cada período t ;

$GH_{i,t}$: geração hidráulica i para cada período t ;

$INT_{(s,n),t}$: Intercâmbio do subsistema s para o n no período t ;

$DEF_{s,t}$: déficit do subsistema s no período t .

As restrições de atendimento a demanda compõem a equação de balanço de energia e estabelece como a carga está sendo atendida. Caso a carga não seja totalmente suprida, resultará em um déficit no sistema. Essa equação é composta pela geração hidráulica, geração térmica, geração eólica, energia importada e exportada de outro sistema.

4.5.5 Restrição de Defluência Mínima

A restrição de defluência mínima total para o reservatório garante a utilização dos recursos hídricos para outras atividades além da geração de eletricidade, como no caso de controle das cheias, navegabilidade de rios, irrigação entre outros. Considerando-se que a defluência total $Q_{i,t}$ do reservatório i é a soma da vazão vertida $QVT_{i,t}$ com a turbinada $QC_{i,t}$, tem-se:

$$Q_{i,t} = QVT_{i,t} + QC_{i,t} \quad (4.14)$$

Desta forma, a restrição pode ser escrita como:

$$QC_{i,t} + QVT_{i,t} \geq QMIN_{i,t} \quad (4.15)$$

Sendo $QMIN_{i,t}$, a vazão total mínima de defluência do reservatório i no período t [m^3/s], estes limites são dependentes do tempo considerado, pois são resultados da política de geração.

4.5.6 Restrição de Limite das Variáveis

As usinas hidrelétricas apresentam uma série de restrições operativas que devem ser levadas em conta no problema de otimização. Os limites de capacidade de armazenamento do reservatório podem ser descritos pela equação 4.16.

$$VMIN_{i,t} \leq V_{i,t} \leq VMAX_{i,t} \quad (4.16)$$

$VMIN_{i,t}$ e $VMAX_{i,t}$ representam, respectivamente, os limites mínimo e máximo do volume dos reservatório i no período t . Estes limites são dependentes do tempo devido ao atendimento das restrições de usos múltiplos da água, como por exemplo, no controle das cheias.

Os limites relacionados com a capacidade de vazão turbinada do reservatório i , são balizados através da equação 4.17.

$$QCMIN_i \leq QC_{i,t} \leq QCMAI_i \quad (4.17)$$

$QCMIN_i$ e $QCMAI_i$ representam, respectivamente, os limites máximo e mínimo de turbinagem do reservatório i [m^3/s], e dependem da capacidade de engolimento da turbina da usina.

Os limites para a vazão vertida do reservatório i , são estabelecidos através da inequação 4.18:

$$0 \leq QVT_{i,t} \leq QVTMAX_i \quad (4.18)$$

$QVTMAX$ representa o volume máximo de vertimento do reservatório i [m^3/s], em alguns reservatórios o vertimento é controlado, em outros não.

As usinas termelétricas também possuem limites operativos, os limites máximo e mínimos de geração de uma usina j para cada período t , são obtidos através da equação 4.19:

$$GTMIN_{j,t} \leq GT_{j,t} \leq GTMAX_{j,t} \quad (4.19)$$

No que se refere aos intercâmbios de energia entre os subsistemas, os limites estão associados a capacidade energética das linhas de transmissão, os intercâmbios são delimitados pela equação 4.20:

$$0 \leq INT_{(s,n),t} \leq INTMAX_{(s,n),t} \quad (4.20)$$

$INTMAX$ representa o valor máximo de intercâmbio de energia do subsistema s para o subsistema n no período t [$MWmês$].

Por fim a variável $DEF_{(s,t)}$, representa o déficit de energia de cada subsistema s para o subsistema n no período t , possuindo somente o limite inferior:

$$0 \leq DEF_{(s,t)} \quad (4.21)$$

Além dessas restrições operativas citadas anteriormente, ainda há também a restrição na geração de energia eólica, que dependem da curva de potência e da equação de Weibull.

4.6 Risco de Déficit

O risco de déficit é calculado por meio de simulações probabilísticas com modelos de otimização, nas quais para cada ano do horizonte de estudo se mede a frequência relativa das séries sintéticas de energias naturais afluentes com algum déficit de energia, ou seja, a razão entre o número de séries com algum déficit o total de séries simuladas.

Essas simulações indicam a ocorrência de déficits não somente quando há o esgotamento total de armazenamento, mas também nas situações em que os custos marginais de operação são superiores ao valor esperado do custo futuro do déficit, o que caracteriza o corte de carga para o atendimento de alguma restrição cuja violação possui penalidade ou a uma situação de racionamento preventivo. Neste caso, o risco de déficit assim determinado é baseado em critério econômico, ou seja, existe um valor atribuído à energia elétrica a partir do qual é preferível, no presente, não integralmente o mercado previsto. Esse valor é o custo de déficit de energia ou custo de déficit de energia não suprida.

Para a avaliação das condições de atendimento foi utilizada uma função de custo de déficit em patamar único – R\$ 3.100/MWh, mesmo valor adotado nos estudos de planejamento energético da EPE/EME.

Na resolução do problema linear de otimização do despacho hidrotérmico ótimo pelo software dhoVisual, todas essas restrições são observadas adequadamente. A seguir será abordada a descrição sobre o software dhoVisual.

4.6.1 Métodos de Pontos Interiores

Nesse trabalho o problema de DHO é formulado como um problema de Programação Linear (PL) na seguinte forma padrão:

$$\begin{aligned} \text{Minimize} \quad & c^T x \\ \text{sujeito a:} \quad & Ax' = b' \\ & l' \leq x \leq u' \end{aligned} \quad (4.22)$$

em que $x \in R^n$ é um vetor de variáveis de decisão, incluindo as variáveis de controle e estado; $A' \in R^{m \times n}$, $b' \in R^m$ e $c' \in R^n$ são constantes; e l' e u' são limites mínimos e máximos das variáveis x' , correspondentes a limites físicos e operacionais do sistema.

Por conveniência, o problema anterior pode ser reformulado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{Minimize} \quad & c^T x \\ \text{sujeito a:} \quad & Ax = b \\ & 0 \leq x \leq u \end{aligned} \quad (4.23)$$

em que:

$x = x' - l$, $u = u' - l$, $b = b' - Al$. Por questão de eficiência computacional, a forma padrão (4.24) será utilizada para o desenvolvimento dos algoritmos de solução, pois a mesma resulta em um problema de otimização de menor dimensão.

Nas seções seguintes são apresentados os dois algoritmos de PI utilizados na solução dos problemas de DHO: Primal-Dual Simplex e Primal-Dual Predictor Corretor.

A. Método Primal-Dual

O método Primal-Dual de PI [WRIGHT, 2004; WRIGHT, 1997], para resolver (4.24) opera sobre o seguinte problema modificado:

$$\begin{aligned} \text{Minimize} \quad & c^T x - \mu_k \sum_{i=1}^n (\ln x_i + \ln s_i) \\ \text{sujeito a:} \quad & Ax = b \\ & x - u + s = 0 \\ & x > 0, s > 0 \end{aligned} \quad (4.24)$$

em que s é um n -dimensional de variáveis de folga que transforma as restrições de limites simples em restrições de igualdade, e $\mu_k > 0$ é um parâmetro de barreira que é monoticamente reduzido a medida que as iterações progredem. As condições de estrita positividade sobre as variáveis de decisão $x > 0$ e sobre as variáveis de folga $s > 0$, são tratadas implicitamente por meio do controle de passo na atualização das variáveis.

Dado que a qualificação das restrições é observada, se x_* é um mínimo local de (4.25) então existem vetores de multiplicadores de Lagrange $y_* \in R^m$, $z_* \in R_+^n$ e $w_* \in R_+^n$, que satisfazem as condições de otimalidade de primeira-ordem de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) [NOCEDAL & WRIGHT, 2006]:

$$\nabla L(x, y, z, s, w, \mu_k) = \begin{bmatrix} A^T y + z - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ Xz - \mu_k e \\ Sw - \mu_k e \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

em que X e S são matrizes diagonais com $X_{ii} = x_i$ e $S_{ii} = s_i$ e e é um vetor n -dimensional, de 1's.

A tarefa de maior custo computacional no algoritmo de PI é a montagem e solução do sistema linear (4.26) pelo método de Newton:

$$\begin{bmatrix} 0 & A^T & I & 0 & -I \\ A & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z & 0 & X & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W & S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \nabla x \\ \nabla y \\ \nabla z \\ \nabla s \\ \nabla w \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} A^T y + z - c \\ Ax - b \\ x - u + s \\ Xz - \mu_k e \\ Sw - \mu_k e \end{pmatrix} \quad (4.26)$$

em que Z e W são matrizes diagonais com $Z_{ii} = z_i$ e $W_{ii} = w_i$. Os principais passos do algoritmo primal-dual de PI são descritos no Alg. 1.

1. Faça $k = 0$, escolha $\mu_0 > 0$ e um ponto inicial $v_0 = (x_0, y_0, z_0, s_0, w_0)$ tal que $(x_0, z_0, s_0, w_0) > 0$.
2. Obtenha o sistema de Newton (4.26) para (4.25) no ponto v_k , e resolva

$$\nabla_{yy}^2 L(v_k, \mu_k) \Delta v = -\nabla_y L(v_k, \mu_k)$$
 para a direção de busca ∇v .
3. Calcule a nova estimativa da solução

$$v_{k+1} = v_k + \alpha_k \Delta v$$
 em que $\alpha_k = \min\{a_k^P, a_k^D\}$, definidos por

$$\alpha_k^P = \min \left\{ \gamma \min_{\Delta_i < 0} \left\{ \frac{-x_i^k}{\Delta x_i}, \frac{-s_i^k}{\Delta s_i} \right\}, 1 \right\} \quad (4.27a)$$

$$\alpha_k^D = \min \left\{ \gamma \min_{\Delta_i < 0} \left\{ \frac{-z_i^k}{\Delta z_i}, \frac{-w_i^k}{\Delta w_i} \right\}, 1 \right\} \quad (4.27b)$$
4. Se v_{k+1} satisfaz o teste de convergência

$$\|\nabla_v L(v_{k+1}, \mu_k)\| \leq \varepsilon$$
 então FIM. Senão, calcule $\mu_{k+1} < \mu_k$, faça $k \leftarrow k + 1$, e retorne para o Passo 2.

Alg. 1: Algoritmo de PI para resolver (5).

A solução direta do sistema (4.26) requer a fatorização da matriz dos coeficientes, cuja ordem é $(4n+m)$. Por isso, algoritmos práticos para solução de problemas de grande porte, como é o caso de problemas de DHO, realizam algumas modificações quanto à forma de resolver o sistema linear (4.26). De acordo com [ZHANG, 1996], um procedimento prático é fracionar a solução do sistema linear (4.26), obtendo o vetor de correções Δy a partir do Alg. 2.

1. Defini-se a matriz diagonal:	
	$D = \left[X^{-1}Z + S^{-1}W \right]^{-1} \quad (4.28)$
2. Definem-se os vetores auxiliares:	
	$r_c = A^T y + z - w - c \quad (4.29a)$
	$r_b = Ax - b \quad (4.29b)$
	$r_u = x - u + s \quad (4.29c)$
	$r_{xz} = Xz - \mu_k e \quad (4.29d)$
	$r_{sw} = Sw - \mu_k e \quad (4.29e)$
3. Redefini-se o vetor r_c por:	
	$r_c = r_c - \left[X^{-1}r_{xz} + S^{-1} \begin{pmatrix} r_{sw} \\ -Wr_u \end{pmatrix} \right] \quad (4.30a)$
4. Obtêm-se os vetores de correções por:	
	$\left(ADA^T \right) \Delta y = - \left[r_b + A \begin{pmatrix} Dr_c \end{pmatrix} \right] \quad (4.31a)$
	$\Delta x = D \left(A^T \Delta y + r_c \right) \quad (4.31b)$
	$\Delta z = -X^{-1} \begin{pmatrix} Z \Delta x + r_{xz} \end{pmatrix} \quad (4.31c)$
	$\Delta s = - \begin{pmatrix} \Delta x + r_u \end{pmatrix} \quad (4.31d)$

Alg. 2: Solução do sistema linear (7) pelo algoritmo Primal-Dual, forma reduzida.

A operação de maior custo computacional no Alg. 2 é a obtenção do vetor de correções Δy em (4.31a), pois envolve a fatorização da matriz ADAT de ordem m . Embora a matriz ADAT não seja esparsa, devido a redução da dimensão dos problemas resolvidos esta forma alternativa de cálculo é consideravelmente mais rápida que a solução direta do sistema linear (4.26), sendo, portanto, adotada neste trabalho.

B. Método Primal-Dual Preditor Corretor

A fatorização sistema linear (4.26) é a tarefa mais onerosa em um algoritmo de PI e, portanto, a decomposição da matriz dos coeficientes deve ser utilizada o máximo possível antes de se obter uma nova estimativa na iteração seguinte. O método Primal-Dual Preditor Corretor de PI [MENROTRA, 1992] utiliza a mesma fatorização para calcular duas direções, uma preditora e outra corretora, e calcula a direção resultante pela sua soma. O objetivo é melhorar a centralidade dos pontos calculados, resultando em maiores comprimentos de passo e, assim, reduzindo o número de iterações

necessário à convergência. O Alg.3 destaca os principais passos de um algoritmo prático para o método Primal-Dual Predictor Corretor de PI [ZHANG, 1996].

<p>1. Defini-se a matriz diagonal:</p> $D = \left[X^{-1}Z + S^{-1}W \right]^{-1} \quad (4.32)$ <p>2. No passo predictor, definem-se os vetores auxiliares:</p> $r_c = A^T y + z - w - c \quad (4.33a)$ $r_b = Ax - b \quad (4.33b)$ $r_u = x - u + s \quad (4.33c)$ $r_{xz} = Xz \quad (4.33d)$ $r_{sw} = Sw \quad (4.33e)$ <p>3. Redefine-se r_c, fatora-se a matriz ADA^T e obtêm-se as correções Δv de acordo com o Alg.2.</p> <p>4. No passo corretor, definem-se os vetores auxiliares:</p> $r_c = 0 \quad (4.34a)$ $r_b = 0 \quad (4.34b)$ $r_u = 0 \quad (4.34c)$ $r_{xz} = -\mu_{af}^k e + \Delta X \Delta z \quad (4.34d)$ $r_{sw} = -\mu_{af}^k e + \Delta S \Delta w \quad (4.34e)$ <p>5. Redefine-se r_c e obtêm-se as correções de Δv de acordo com o Alg.2 usando a fatorização da matriz ADA^T obtida no passo 3.</p>

Alg. 3: Solução do sistema linear (4.26) pelo algoritmo Primal-Dual, forma reduzida.

4.6.2 dhoVisual

Com o objetivo de testar as metodologias propostas para solucionar problemas de DHO foi desenvolvido um programa computacional, denominado dhoVisual (Despacho Hidrotérmico-Eólico Ótimo Visual). O dhoVisual foi criado utilizando a linguagem de programação MATLAB, e seus recursos gráficos do GUIDE (Graphics User Interface Design Environment), e contém as rotinas de pontos interiores descritas.

Dentre os ambientes do dhoVisual destacam-se os seguintes:

- Menu Principal: compreende os botões “Cenário”, “Método de Solução”, “Pesquisa”, “Eólicas” e “Relatórios”;
- Barra de Ferramentas: compreende os botões “Executar”, “Visualizar”, “Salvar” e “Ajuda”;
- Barra de *Status*: destaca informações úteis sobre o processo de otimização, diretório corrente e data de simulação.

O usuário poderá navegar pelas diferentes funcionalidades do sistema, decidindo por simular um dos cenários disponíveis, alterar o método de solução, realizar pesquisas detalhadas sobre as usinas hidroelétricas, térmicas e eólicas, adicionar usinas eólicas e gerenciar relatórios de otimização e planejamento.

A. Cenário

Na Figura 4.6 pode-se visualizar o ambiente Cenário do dhoVisual, no qual o usuário pode escolher um cenário de simulação. Além disso, os principais arquivos usados na otimização são listados na tela.

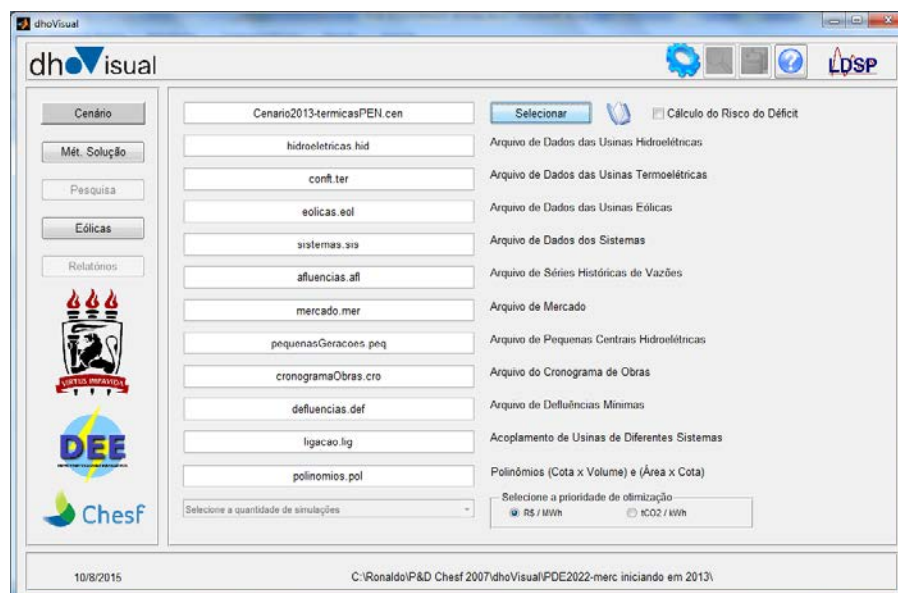


Figura 4. 6 Ambiente Cenário

Os cenários são arquivos previamente formatados pelo usuário de acordo com o caso de simulação desejado. O usuário poderá salvar múltiplos cenários na pasta do programa e selecionar o cenário de interesse para ser simulado. Nesse arquivo, deve ser previamente especificados dados como, por exemplo, o ano da hidrologia, sistemas e usinas que irão compor a simulação.

Na Figura 4.7 pode ser visualizado um exemplo de um arquivo de cenário.


```

cenariofordestelorteSol.cen - Bloco de notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
#Numero_Sistemas 4
1 2900 44
3 2900 4
4 2900 12
70 0 0
#Termicas 59 #Eolicas 1 #Hidro 217
1 0 0 0
2 0 0 0
4 0 0 0
7 0 0 0
9 0 0 0
12 0 0 0
13 0 0 0
19 0 0 0
22 0 0 0
23 0 0 0
24 0 0 0
25 0 0 0
26 0 0 0
27 0 0 0
28 0 0 0
29 0 0 0
30 0 0 0
31 0 0 0
32 0 0 0
33 0 0 0
34 0 0 0
35 0 0 0
34 0 0 0
171 0 0 0
104 0 0 0
105 0 0 0
108 0 0 0
153 0 0 0
155 0 0 0
156 0 0 0
172 0 0 0
173 0 0 0

```

Figura 4. 7 Arquivo Cenário

B. Métodos de Solução

Na Figura 4.8 pode-se visualizar o ambiente Método de Solução, no qual o usuário define o método de solução de PI que será utilizado na otimização. Dois algoritmos estão disponíveis: a função Linprog do próprio Matlab, Primal-Dual Simplex e Primal-Dual Predictor Corretor e a Multipla Correção de Centralidade.. Além disso, o usuário poderá escolher entre usar métodos de PI com passos iguais ou distintos e ainda alterar os parâmetros do algoritmo escolhido.

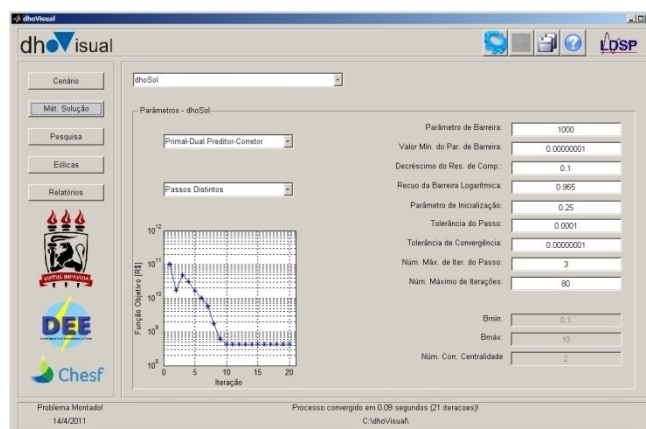


Figura 4. 8 Ambiente Método de Solução

Caso nenhum método de simulação seja escolhido imediatamente após o carregamento do cenário, o algoritmo padrão do dhoVisual é o Primal-Dual Predictor Corretor de Pontos Interiores, com comprimentos de passo distintos e valores dos parâmetros iguais aos definidos na interface gráfica, os quais são recomendados para uso, em situações gerais, em qualquer um dos dois algoritmos.

C. Pesquisa

Na Figura 4.9 pode ser visualizado o ambiente Pesquisa, no qual o usuário pode fazer buscas detalhadas sobre dados técnicos das usinas hidroelétricas, térmicas e eólicas.

Na opção hidroelétrica, podem ser visualizados dados como código da usina, usina jusante, tipo, nome do sistema a que a usina pertence, volume mínimo e máximo, produtividade e vazão turbinada mínima e máxima. Além disso, são detalhados o volume armazenado (para usinas tipo reservatório), a vazão turbinada e o vertimento mensal.

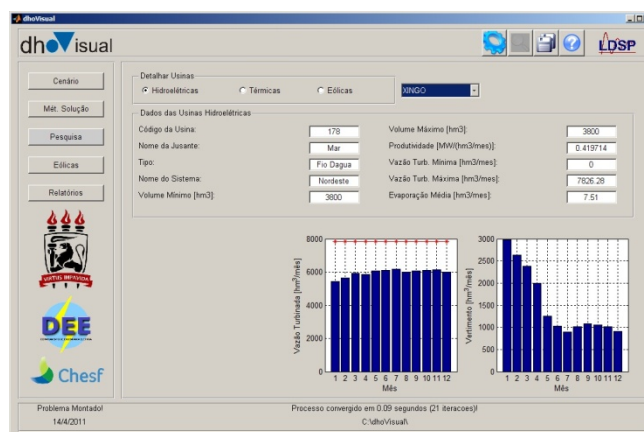


Figura 4. 9 Ambiente Pesquisa

D. Eólicas

Na Figura 4.10 pode ser visualizado o ambiente Eólicas, em que o usuário pode definir quais dos parques eólicos disponíveis serão de fato considerados na simulação.

O usuário pode prover os dados eólicos de duas formas distintas: por meio das gerações médias mensais ou das velocidades médias horárias, ambas durante o período de um ano. No caso das velocidades médias mensais serem fornecidas, existem ainda duas opções para a transformação dos dados de ventos horários em gerações médias mensais: usar diretamente a curva de potência das turbinas do parque (fornecida pelo usuário) ou usar a função de densidade de probabilidade de Weibull [RODRIGUES, 2003; ROHATGI, 1994], calculando o valor médio mensal da velocidade do vento no parque.

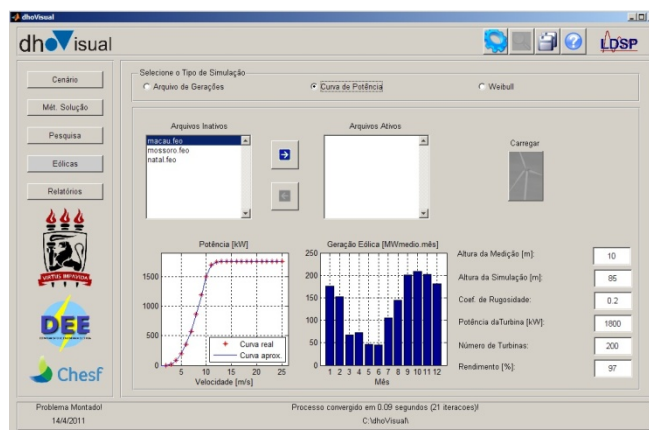


Figura 4. 10 Ambiente Eólicas

E. Relatórios

Na pode ser visualizado o ambiente Relatórios, no qual são fornecidos gráficos com os resultados do processo de otimização.

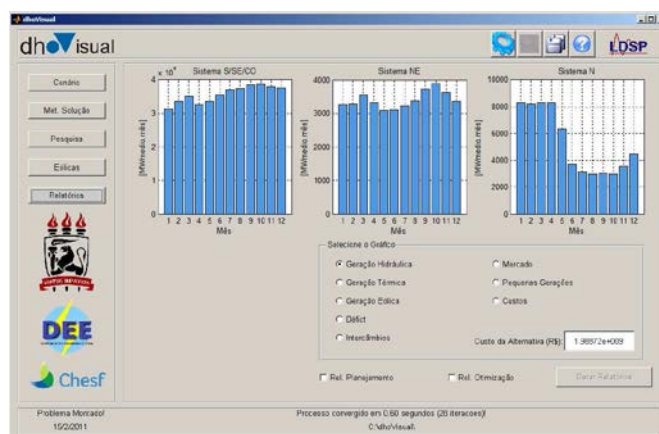


Figura 4. 11 Ambiente Eólicas

Na Figura 4.11ambiente Relatórios, é possível gerar relatórios do processo de otimização, contendo dados como a dimensão do problema, e do planejamento hidrotérmico-eólico ótimo, contendo os valores ótimos para as variáveis como a geração eólica média mensal em um determinado sistema.

CAPÍTULO 5

5 RESULTADOS

5.1 Introdução

Este capítulo tem por objetivos apresentar os resultados das medidas mitigadoras das emissões de CO₂, tanto na geração como no consumo de energia elétrica.

Inicia-se com a simulação da substituição das térmicas pela inclusão da tecnologia nuclear.

Por fim, apresentam-se os resultados das propostas mitigadoras para minimizar as emissões de CO₂ através da minimização do consumo de energia elétrica nos setores industriais. Para isso, apresentam-se os resultados pela simples troca do controle tradicional de válvulas estrangulada por inversores de frequência e posteriormente apresenta-se os resultados da inserção da inteligência artificial para minimizar ainda mais essas emissões.

5.2 Análise dos Resultados

Nessa seção são apresentados os resultados das simulações realizadas, para análise do desempenho do dhoVisual. Em todas as simulações, foram utilizados os arquivos de estudos de geração do PDE 2012-2021, disponibilizados para consulta pública pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [EPE, 2013].

Foi escolhido como representativo o período hidrológico 1950 a 1959, pois o mesmo abrange o período crítico, entre os anos de 1952 e 1957. O estudo do período crítico torna possível analisar a solução ótima encontrada com relação à redução da geração térmicas convencionais em virtude da adição de usinas nucleares.

Em todas as simulações foram considerados limites de intercâmbios apenas entre os sistemas Norte (N), NE e Sul/Sudeste/Centro-Oeste (S/SE/CO), de acordo com a Figura 5.1.

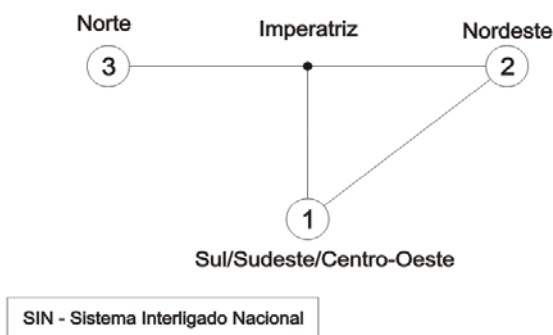


Figura 5. 1 Representação de intercâmbios no SIN

Na Figura 5.2 e 5.3 pode ser visualizada a forma de exibição dos gráficos da geração térmica para os sistemas Norte N, NE e S/SE/CO para a primeira simulação e segunda simulação respectivamente.

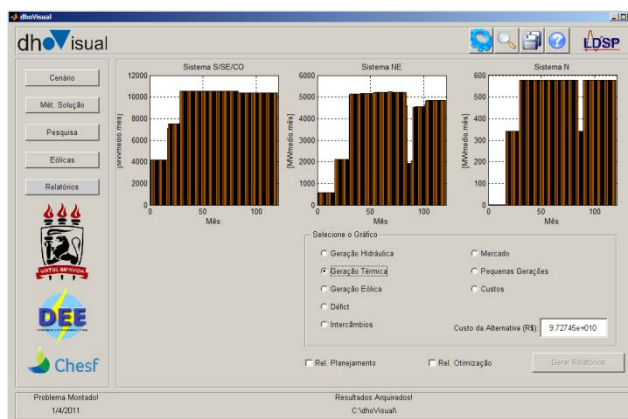


Figura 5.2 Exibição dos gráficos de geração térmica, sem adição de nuclear no ambiente Relatórios

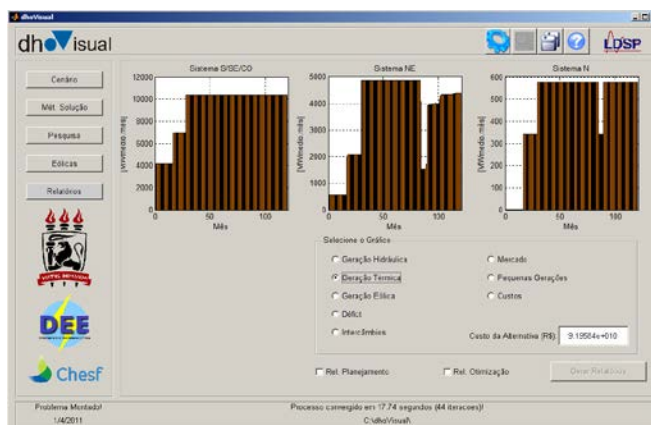


Figura 5.3 Exibição dos gráficos de geração térmica, com adição de nuclear no ambiente Relatórios

O ambiente Relatórios apresenta ainda uma estimativa para o valor em reais do Custo da Alternativa, ou seja, o custo total do problema de DHO com o cenário

energético escolhido. Considerando as duas simulações descritas acima, o custo da alternativa da primeira simulação, a qual considera o SIN em sua configuração padrão, é de R\$ $9,73 \times 10^{10}$. O custo ótimo obtido da segunda simulação, a qual considera a adição das usinas eólicas ao sistema NE, é de R\$ $9,20 \times 10^{10}$. Assim, a adição dos três parques eólicos ao sistema NE representou uma redução de cerca de R\$ $5,31 \times 10^9$. Análises semelhantes podem ser realizadas como o objetivo de balizar investimentos em novos parques eólicos. Por exemplo, a potência instalada e a localização de novas usinas eólicas podem ser avaliadas em relação à capacidade de escoamento da energia gerada para sistemas vizinhos, visando à redução do custo total de operação do sistema interligado.

Nas Figura 5.4 e Figura 5.5 pode ser visualizado o montante de geração térmica economizado quando se faz uso dos parques eólicos no sistema NE. Nota-se que devido à interligação dos sistemas, apesar das eólicas estarem presentes apenas no NE, há redução considerável de geração térmica em determinados meses no sistema S/SE/CO. No sistema N não há alterações significativas nos valores de geração térmica.

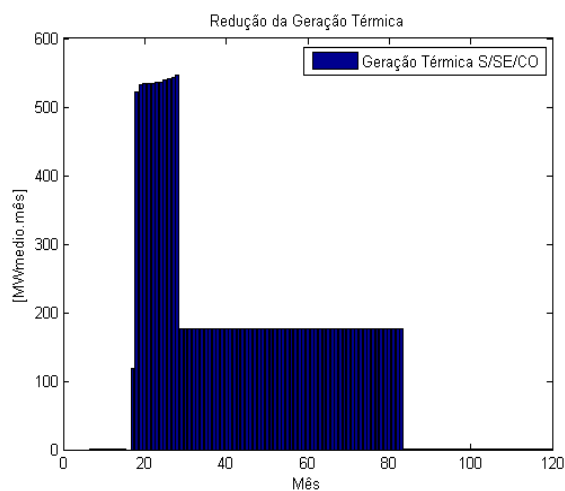


Figura 5.4 Redução da Geração Térmica do sistema S/SE/CO

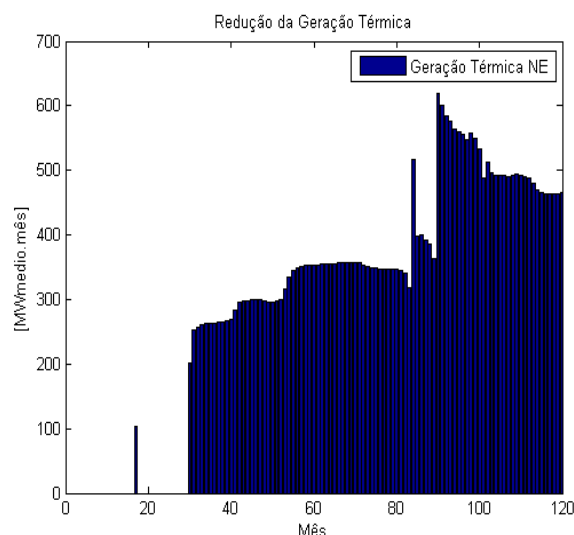


Figura 5.5 Redução da Geração Térmica do sistema NE

Analisando o PDE 2012-2021 verificam-se duas usinas consideradas fundamentais para o suprimento de energia elétrica no país a partir de 2013. São as usinas hidrelétricas Santo Antônio e Jirau, as duas construídas no mesmo rio, rio Madeira. A usina de Jirau está prevista para ser concluída em 2016, ano em que terá capacidade instalada de 3300MW, porém com algumas máquinas operando já a partir de 2013. A conclusão da usina Santo Antônio está prevista para 2015, ano em que terá capacidade instalada de 3150MW, porém apresenta máquinas operando já a partir de 2012.

Com o intuito de verificar nos resultados o impacto causado pelas usinas hidroelétricas Santo Antônio e Jirau, foram realizadas as mesmas simulações anteriores, porém considerando que as usinas Santo Antônio e Jirau sofreriam um atraso de dois anos em seus respectivos cronogramas de obras.

Na Figura 5.6 podem ser visualizados os gráficos da geração térmica por sistema, no ambiente Relatórios do dhoVisual, sem considerar os parques eólicos no sistema NE.

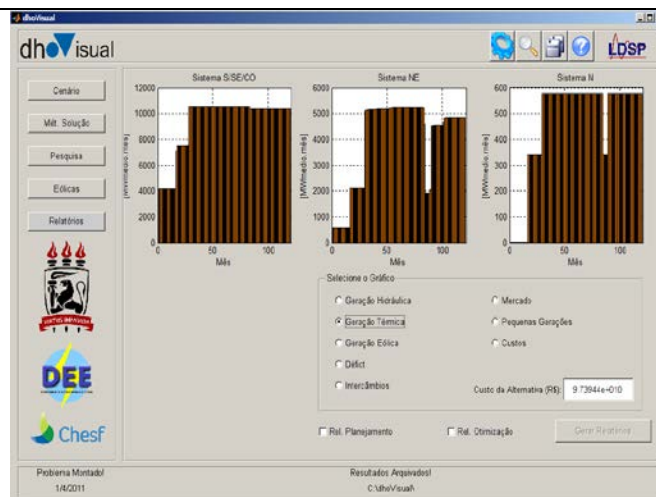


Figura 5.6 Exibição dos gráficos de geração térmica, sem adição de eólica no ambiente Relatórios

A Figura 5.7 mostra os mesmos gráficos de geração térmica só que considerando os três parques eólicos do sistema NE.

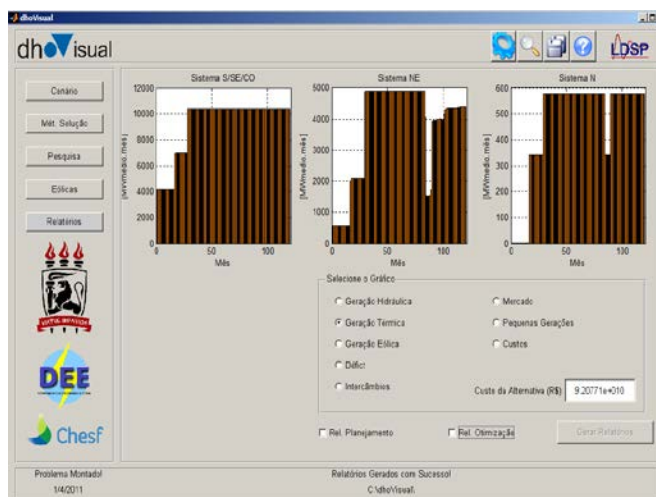


Figura 5.7 Exibição dos gráficos de geração térmica, com adição de eólica no ambiente Relatórios

Verifica-se que o custo das alternativas difere dos custos das primeiras simulações. Caso as obras das usinas de Jirau e Santo Antônio sofram um atraso de dois anos, os custos das alternativas sofrerão um aumento de cerca de R\$1.200.000,00.

Nas simulações destacaram-se a redução do custo de operação do SIN devido à adição de usinas eólicas no sistema NE e o aumento desse custo para a hipótese de atraso no cronograma de obras das usinas Santo Antônio e Jirau. Os resultados obtidos são preliminares e indicam que o dhoVisual pode ser útil como ferramenta auxiliar no planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro.

The IPCC methodology (IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – Volume 2: Energy)(IPCC, 2010) breaks the calculation of carbon dioxide emissions from fuel combustion. Table 1 gives the steps:

5.3 Série Hidrológica das Vazões Afluentes

As simulações terão um período de cinco anos, iniciando-se em 2013 e terminando em 2017, ou dez anos, iniciando-se em 2013 e finalizando em 2022. Para isso, foi utilizado o histórico das vazões médias mensais afluentes aos aproveitamentos no período de 1931 a 2011, conforme o relatório do ONS [ONS, 2015], como período hidrológico.

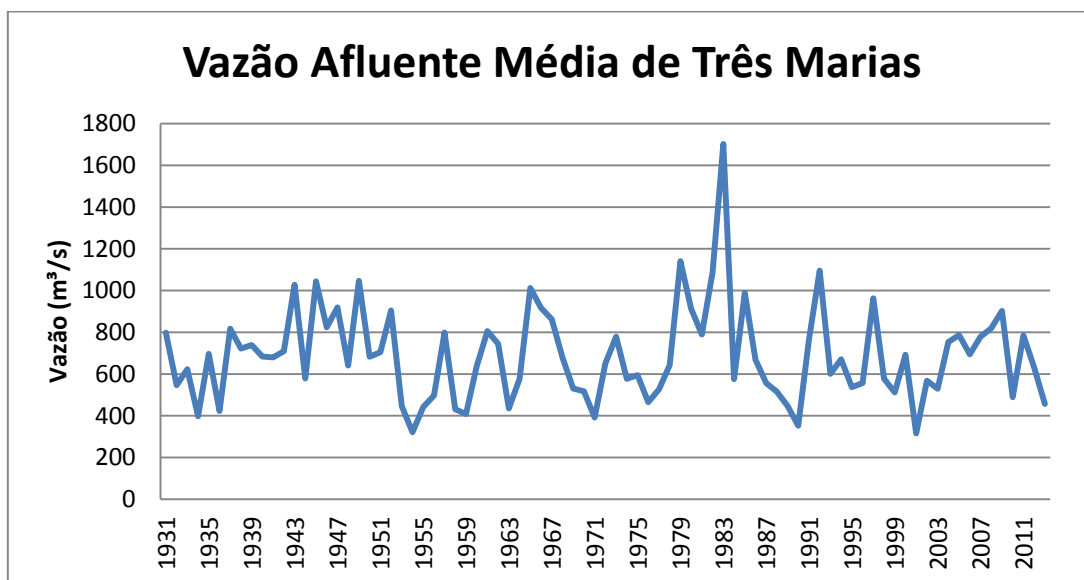


Figura 5.8 Vazões históricas afluentes na usina de três Marias

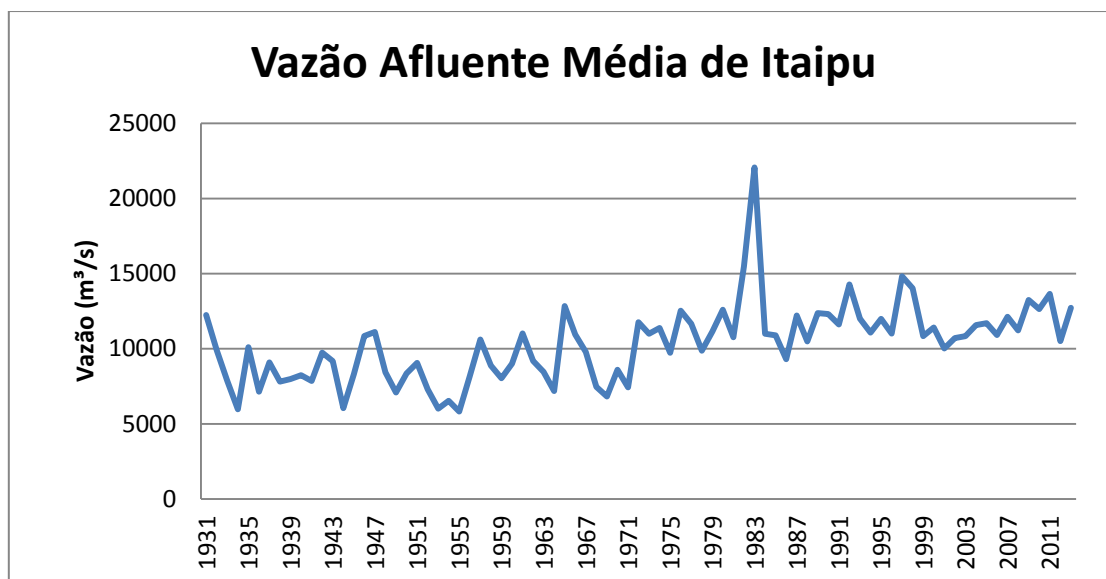


Figura 5.9 Vazões históricas afluentes na usina de Itaipu

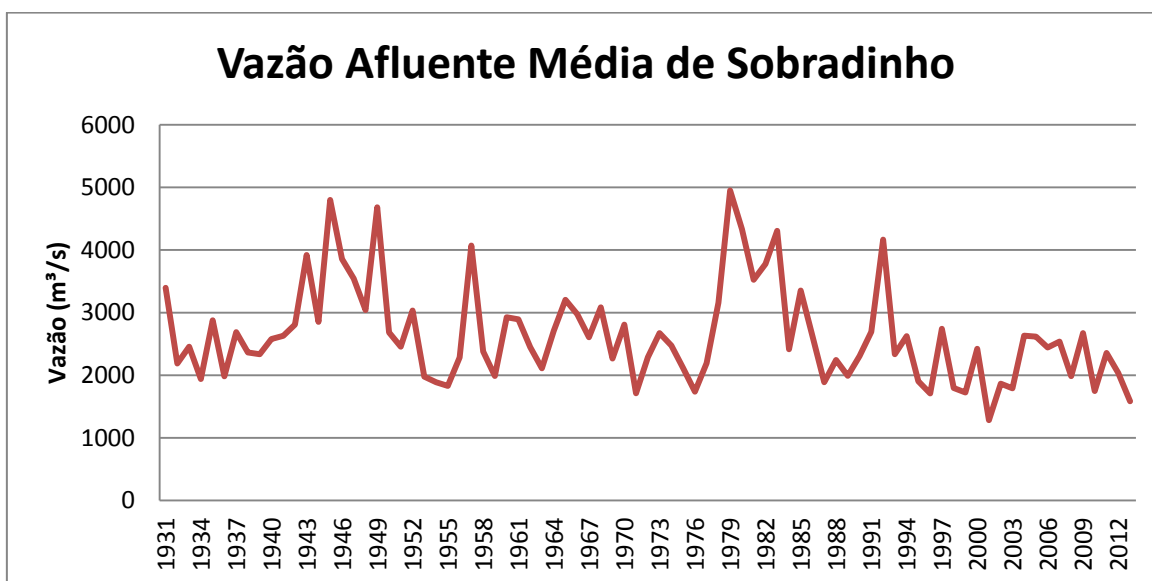


Figura 5.10 Vazões históricas afluentes na usina de Sobradinho

Como exemplo do comportamento dessas séries históricas, apresentam-se três usinas hidrelétricas e suas vazões naturais afluentes de acordo com cada série hidrológica.

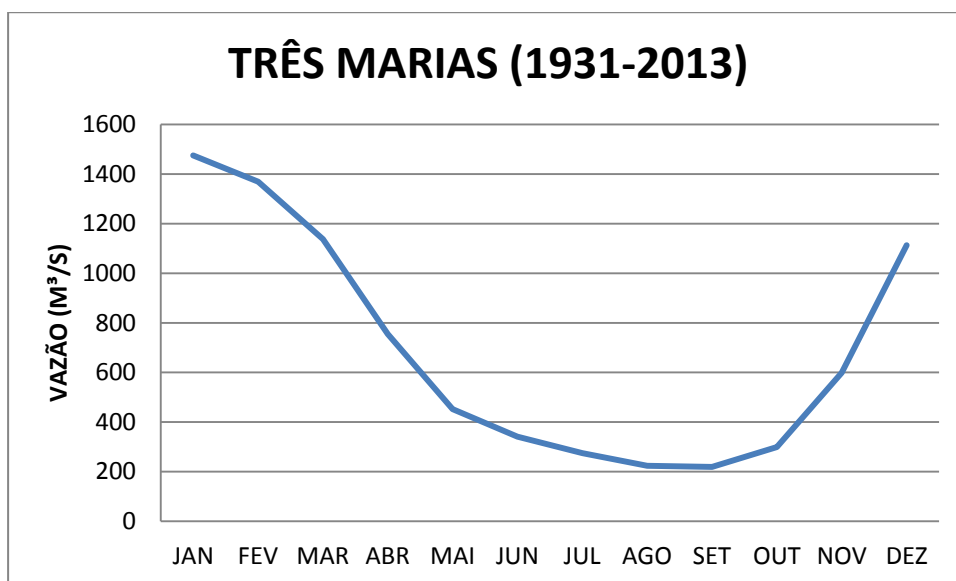


Figura 5.11 Vazões médias mensais históricas afluentes na usina de três Marias

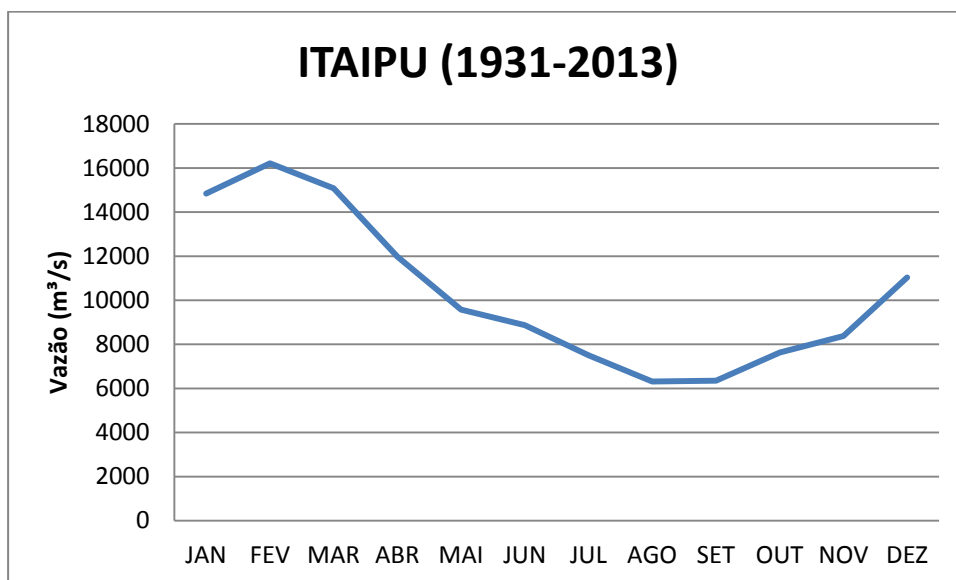


Figura 5.12 Vazões médias mensais históricas afluentes na usina de Itaipu

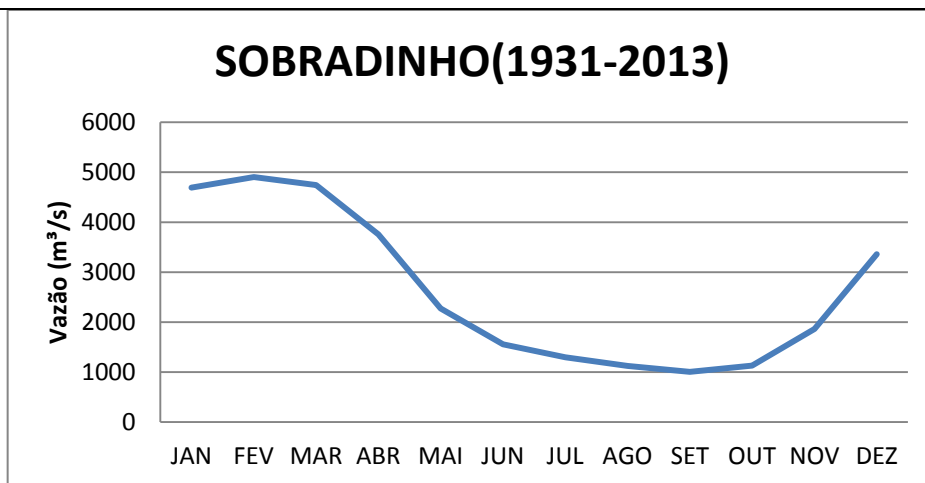


Figura 5.13 Vazões históricas afluentes na usina de Sobradinho

Pelos gráficos acima, é visto que, o comportamento das vazões naturais afluentes nos subsistemas Sul/Sudeste, Norte e Nordeste tem característica acentuadamente sazonal, ou seja, a cada ano, um período de vazões favoráveis – período úmido ou período chuvoso – de dezembro a abril, e um período de vazões desfavoráveis - período seco – de maio a novembro.

5.4 Contextualização do Nível Final Reservatórios

Antes de iniciar a sessão das simulações, vale salientar que o nível final dos reservatórios considerado nas simulações não influencia no resultado final. Na Figura 5.14 é apresentada a comparação entre o CMO nas simulações com níveis de reservatórios diferentes (20%, 40% e 60%) respectivamente.

Pela Figura 5.14 percebe-se que nos primeiros 10 anos (que serão os considerados) o nível dos reservatórios não apresentam influencia considerável no resultado. Neste caso realiza-se uma simulação de 15 anos para uma análise de 10 anos, mesma situação quando for realizada simulação de 10 anos para análise de 05anos.

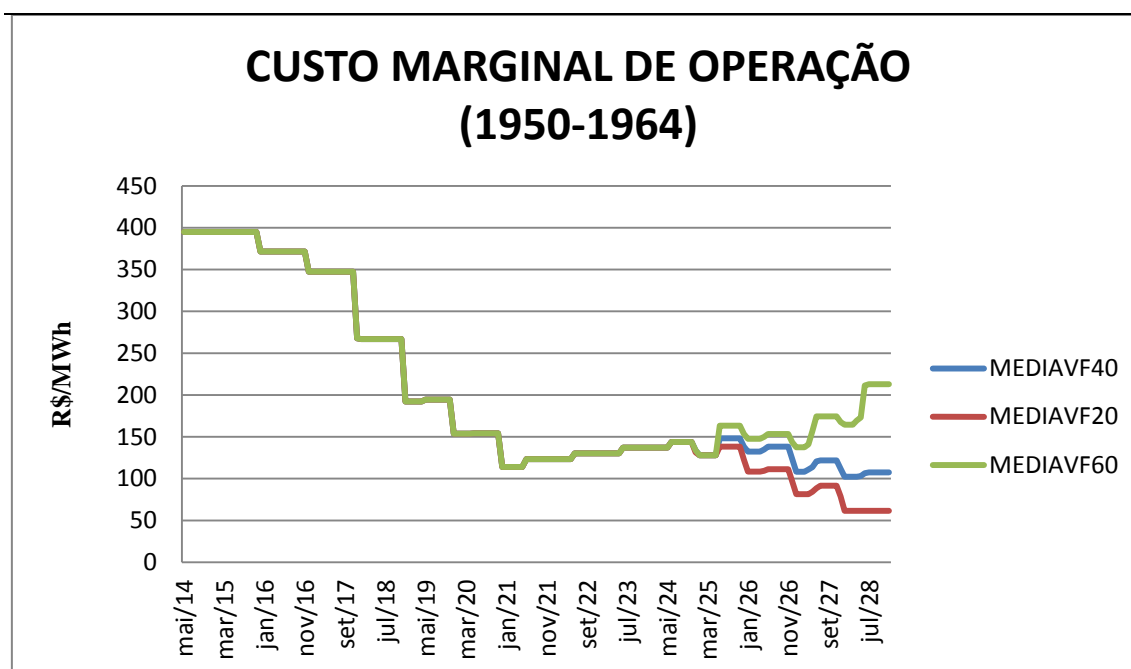


Figura 5.14 Comparação para Nível de Reservatório diferente

5.5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS NUMÉRICOS

Nesta parte serão apresentados os resultados referentes a algumas simulações realizadas no dhoVisual, verificando o seu desempenho quanto a sua função de análise dos cenários energéticos, obtendo o custo ótimo do sistema hidrotérmico. Nestas simulações estão sendo utilizados os arquivos de estudos de geração do PDE 2013-2022, que são disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Para título deste trabalho, as simulações se darão em duas etapas, a primeira delas consiste em realizar a simulação do problema com as condições operativas previstas no PDE 2022,

Conforme, descrito na metodologia e, no intuito, de buscar sempre um planejamento que garanta a segurança energética, ambiental e econômica foram feitas algumas análises, a saber:

5.5.1 Simulação Conservação de Energia em 5%;

Como já explicitado anteriormente, sabe-se ser de fundamental importância o investimento em políticas de conservação de energia. Sendo assim, neste tópico são realizadas simulações reduzindo o mercado em 5%. Ressalta-se ainda que essa redução do mercado de 5% pode ainda ocorrer pela recessão. Pois, como é sabido, atualmente, a situação econômica do país encontra-se instável e essa redução do mercado pode

ocorrer. Conforme Figura 5.15 prevista no PDE 2023 em comparação com o PDE 2022 essa redução já é de 2%.

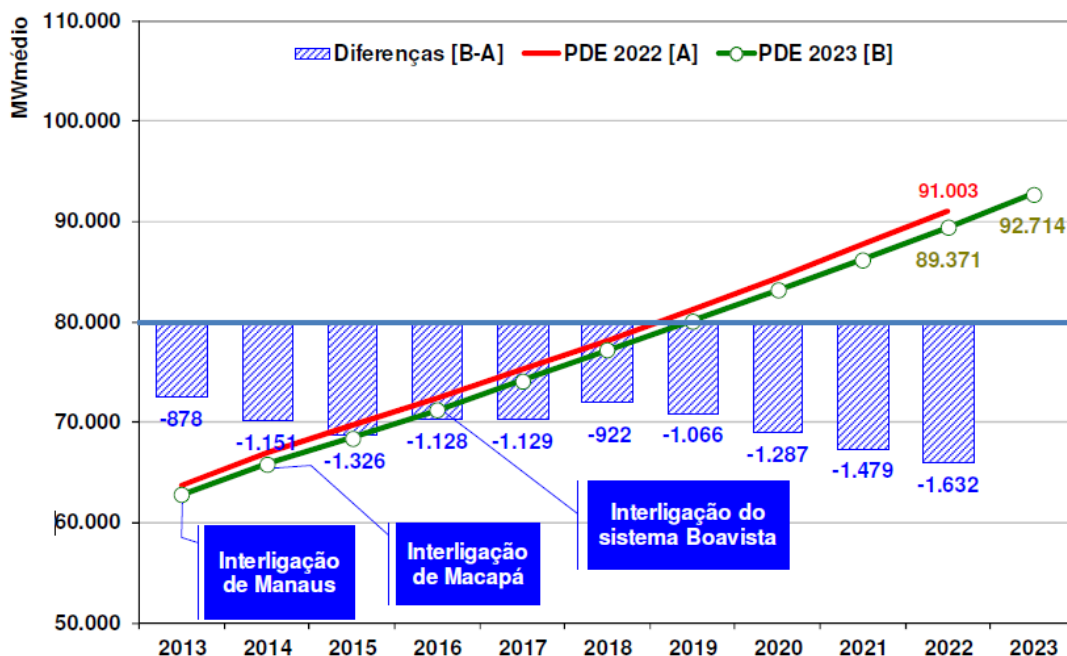


Figura 5.15 Recessão entre PDE 2022 e 2023

Utilizando o dhoVisual, escolheu-se o cenário com o mercado iniciando em 2013, simulando-se 5 anos e também 10 anos, com a base de dados operativos do PDE 2022, e escolhendo algumas hidrologias, tais como, 1949~1953 no caso de 5 anos e 1949~1958 para o caso de 10 anos para título de análise dos cenários energéticos, os resultados obtidos demonstram que o comportamento do Custo Marginal de Operação(CMO), que é a variação do custo operativo necessário para atender 1 MWh adicional de demanda, utilizando os recursos existentes.

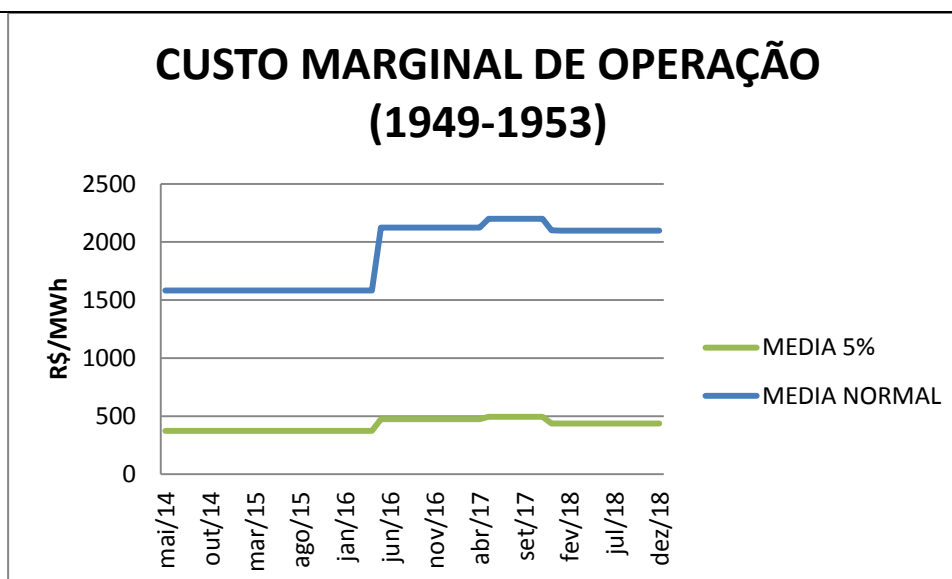


Figura 5.16 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953 - Volume Final 40%

Analisando a Figura 5.16, mais especificamente a linha azul, nota-se que a hidrologia de 1949~1953, apresenta um CMO elevado, situação de elevados CMOs é reflexo dos baixos níveis de armazenamento verificados no SIN, e a partir de maio de 2016 esse CMO, eleva-se consideravelmente para valores de até 2.200,00 R\$/MWh. Vale salientar que, conforme já informado, esses são valores médios, porém em alguns anos o CMO atingiu o patamar de 3.100,00 R\$/MWh, mantendo-se assim até o fim do período de estudo, esse valor representa o custo de déficit, ou seja, o sistema hidrotérmico, para essa condição hidrológica, não consegue atender a demanda existente de energia elétrica. Por outro lado, quando é analisada a linha vermelha desta Figura 5.14, constatam-se valores bem inferiores chegando a quase cinco vezes menores nos períodos críticos. E ainda, vale informar que não haveria déficits no período se o mercado estivesse 5% reduzido através de formas eficiente e conservação de energia.

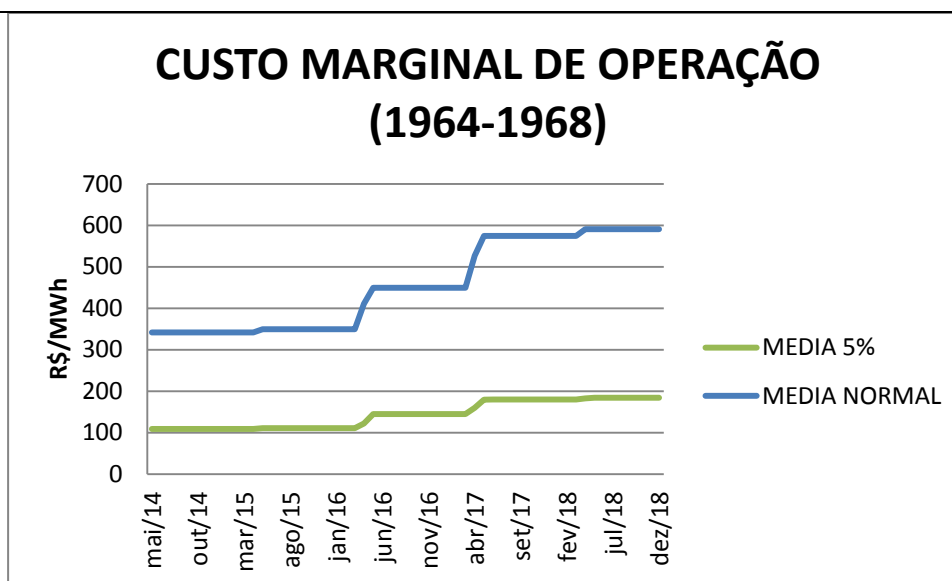


Figura 5.17 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1964-1968 - Volume Final 40%

Semelhantemente à hidrologia anterior, essa representa períodos críticos de estiagem. E, conforme a Figura 5.17 a partir do ano de 2016 o CMO iniciou uma forte elevação chegando a atingir picos bem elevados de R\$600,00. Por outro lado, percebe-se que com a conservação de energia do mercado em 5%, os valores apresentam valores bem inferiores.

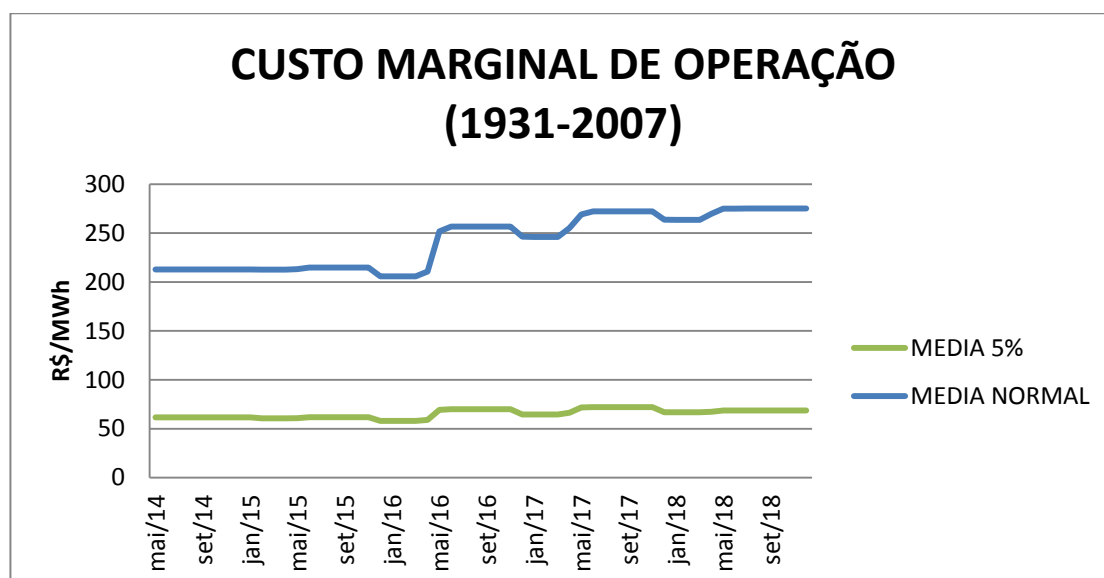


Figura 5.18 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1931-2007- Volume Final 40%

Por fim, na Figura 5.18 é apresentada a média de todas as séries hidrológicas, desde o ano de 1931 ao ano de 2007. Através dessa média, fica fácil de observar o quanto o sistema é vulnerável a hidrológica, pois, os anos de grande seca o CMO aumenta muito. Nesse caso, a média máxima para o mercado normal foi de 275,00 R\$/MWh. Entretanto, para o mercado conservado, o pico máximo chega a 65,00R\$/MWh.

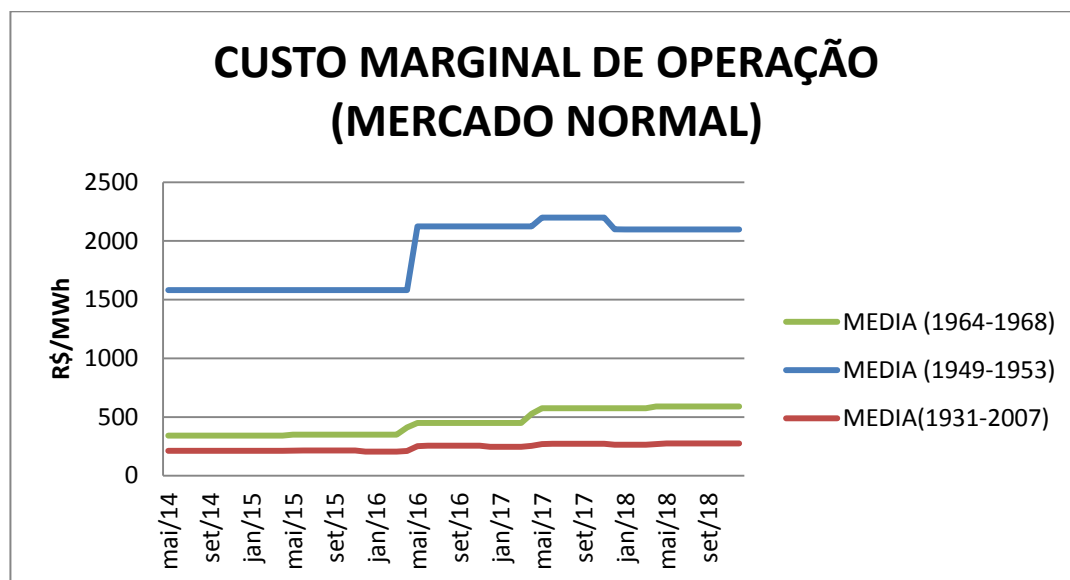


Figura 5.19 Comparação do Custo Marginal de Operação entre as séries – Volume Final 40%

A fim de tornar mais fácil a visualização, na Figura 5.19 é notável a grande distorção entre a média das hidrologias apresentadas (1949~1953, 1964~1968, e 1931~2007).

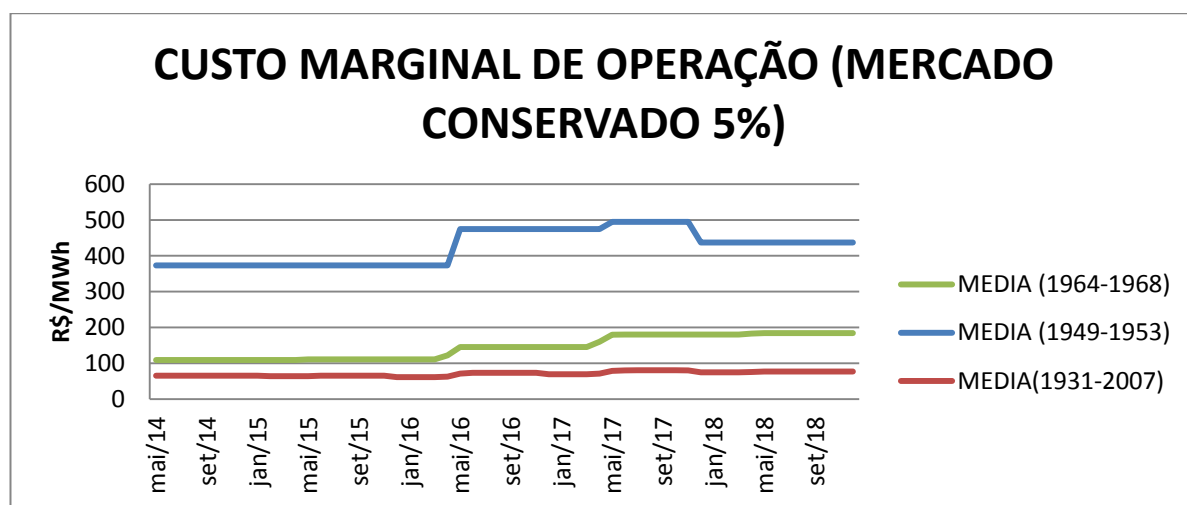


Figura 5.20 Comparação do Custo Marginal de Operação entre as séries – Volume Final 40%

Já na Figura 5.20, é apresentada a comparação entre as hidrologias, porém com o mercado conservado em 5%. Percebe-se mais uma vez como os valores caíram significativamente.

Analogamente ao modelo de otimização pelos custos de operação das térmicas e déficits já tratado anteriormente, onde se verifica o Custo Marginal de Operação (CMO); será adotado para efeito desta tese, no caso da otimização utilizando como custo as emissões de CO₂ das respectivas térmicas, o que intitularemos de Emissão Marginal de Operação (EMO).

Vale salientar que a EMO, contribuição desta tese, será de suma importância nesse trabalho para avaliar os resultados das simulações dos diversos casos analisados, buscando sempre um planejamento do sistema elétrico com maior segurança ambiental, isto é, minimizando-se o máximo as emissões de dióxido de carbono.

A partir da Figura 5.21 até a Figura 5.26, são realizadas as comparações anteriores para o caso das emissões de CO₂, ressalta-se que nesse caso, utilizou-se a otimização do DHO por CO₂, conforme metodologia descrita no capítulo anterior.

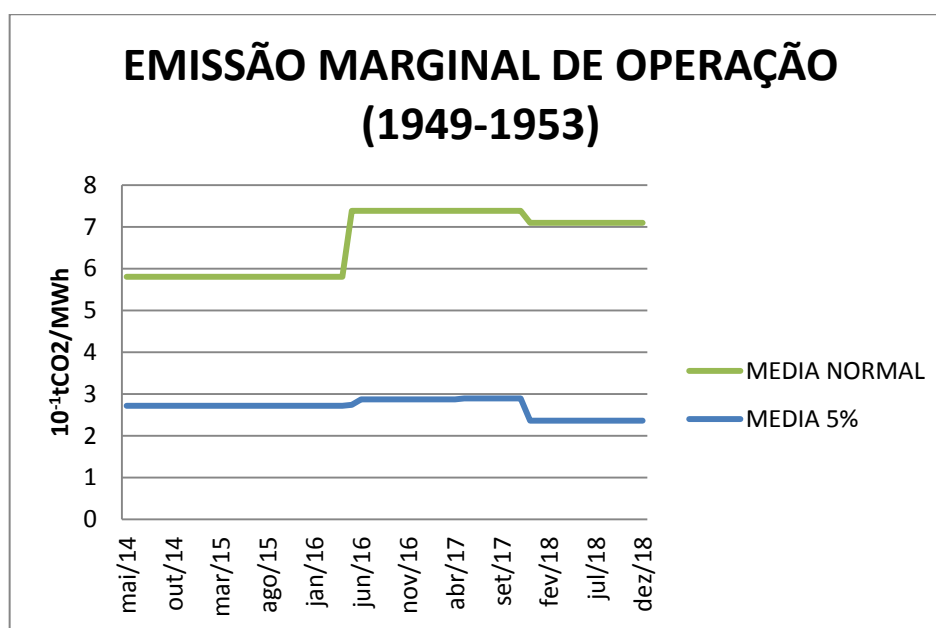


Figura 5.21 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953 - Volume Final 40%

Através da análise da Figura 5.21, nota-se que para esta hidrologia de seca, as emissões de CO₂, elevam-se consideravelmente a partir de maio de 2016, atingindo valores bem elevados da ordem de 7,410⁻¹tCO₂/MWh. Por outro lado, quando é visualizado o mercado 5% conservado, percebe-se que esses valores a caem consideravelmente ficando abaixo de 310⁻¹tCO₂tCO₂/MWh emissões de CO₂.

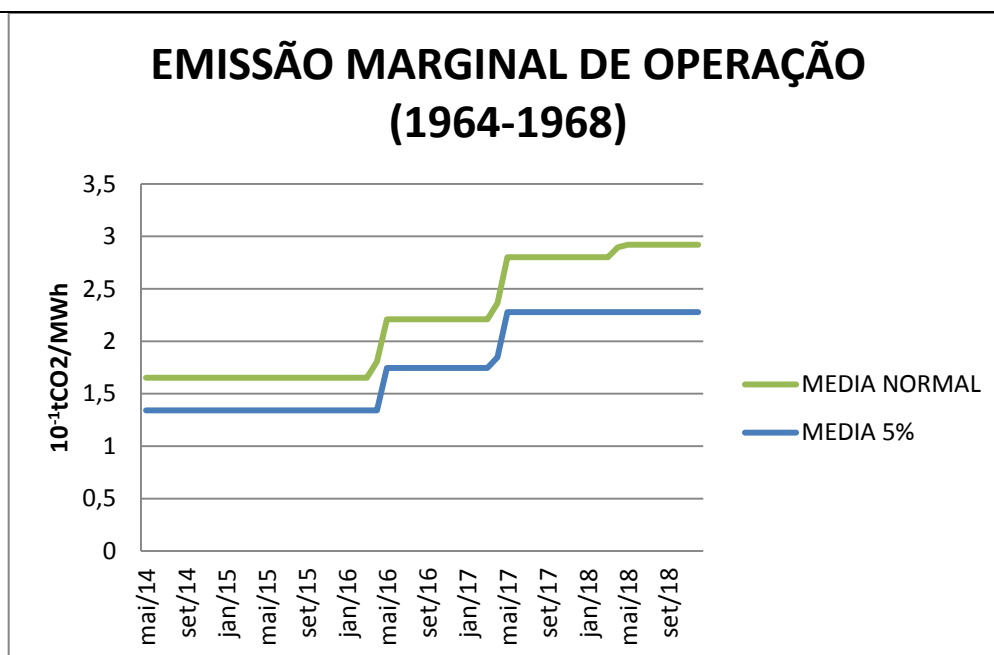


Figura 5.22 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1964-1968 - Volume Final 40%

Conforme apresentado na Figura 5.22, para a hidrologia de 1964 a 1968, o comportamento é similar. Pois, atinge valores mais elevados como mercado normal e cai muito quando é economizado no consumo de energia elétrica.

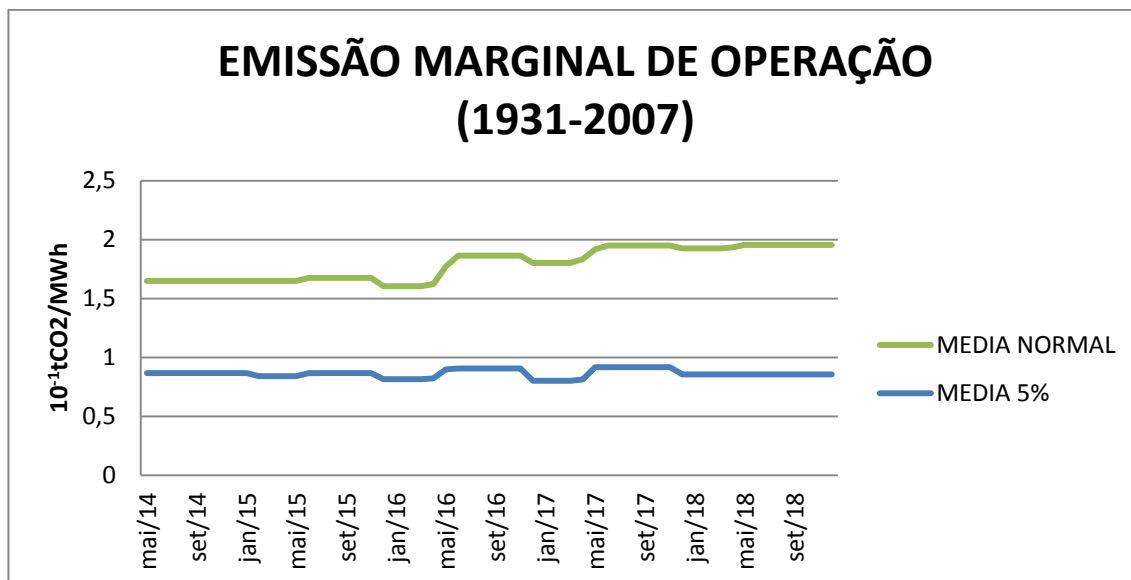


Figura 5.23 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1931-2007 - Volume Final 40%

Por fim, na Figura 5.23 é esboçado a Emissão Marginal de Operação para a série completa. Consta-se pela análise que ao longo de todo período é bastante significativa a mitigação de emissões de CO₂ quando se conserva energia.

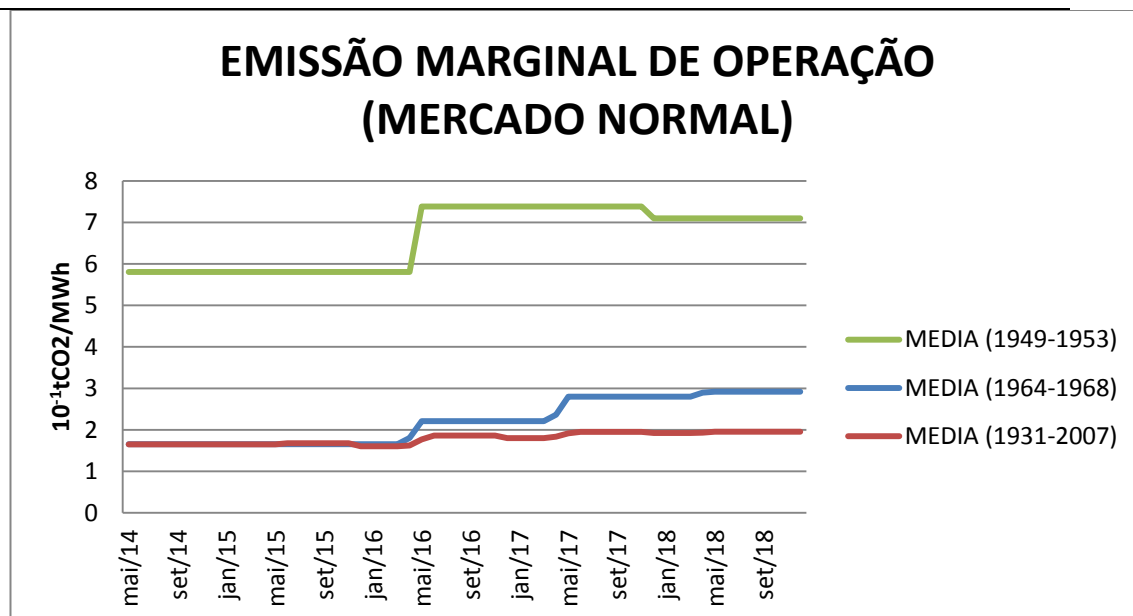


Figura 5.24 Comparação da Emissão Marginal de Operação entre as séries – Volume Final 40%

Através da análise da Figura 5.24, constata-se o quanto a hidrologia de grande estiagem eleva consideravelmente as emissões de CO₂. Isso é explicado devido a entrada de Usinas Térmicas no SIN para suprir a demanda.

Semelhantemente a otimização por custo, pode-se observar através da Figura 5.24 a importância de se investir em novas fontes de energia, tornando a matriz energética brasileira mais robusta, a fim de que não se dependa tanto das fontes hídricas e não só se apresenta como opção as térmicas convencionais que contribuem diretamente para os elevados níveis de emissões de CO₂ na atmosfera.

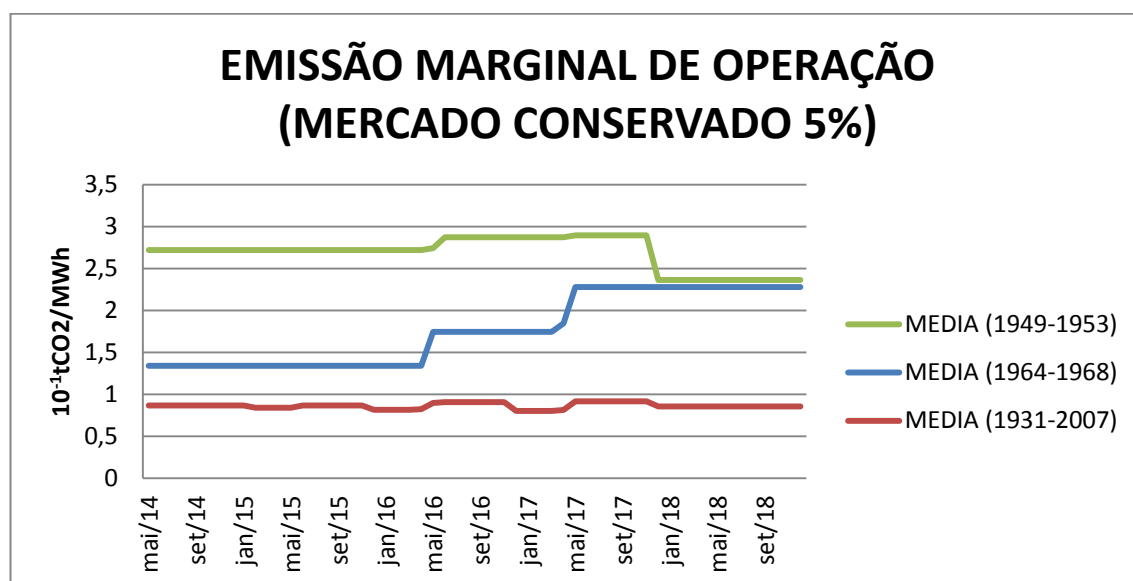


Figura 5.25 Comparação do Emissão Marginal de Operação entre as séries – Volume Final 40%

Por outro lado, fica bem perceptível como se reduz essas emissões quando reduz-se o mercado através da conservação de energia de 5%.

Dando continuidade a análise através da conservação de energia. Segue mais algumas simulações realizadas no DHO Visual.

Para enriquecer ainda mais o estudo, foi realizado uma simulação escolhendo uma hidrologia de dez anos. Escolheu-se para esse caso o decênio de 1946 a 1955, conforme Tabela 5.1.

Tabela 5. 1 Resumo da simulação para o decênio de 1946-1955

ANO	CONSERVAÇÃO ENERGIA	Custo Alternativa (R\$)	Economia (%)	Emissão tCO ₂
1946 a 1955	NORMAL	1.55x10 ¹²		1.13x10 ⁹
	5%	5.95x10 ¹¹	62%	8.34x10 ⁸
	10%	3.21x10 ¹¹	79%	5.27x10 ⁸

Da Tabela 5.1, percebe-se o quanto custo total em R\$ reduz-se consideravelmente com a economia do mercado. Salienta-se também a redução considerável das emissões de CO₂.

Tabela 5. 2 Resumo da simulação para o decênio de 1946-1955

ANO	CONSERVAÇÃO ENERGIA	Custo Alternativa (R\$)	Emissão tCO ₂
1946 a 1955	NORMAL	1.55x10 ¹²	1.13x10 ⁹
	5%	5.95x10 ¹¹	8.34x10 ⁸
	10%	3.21x10 ¹¹	5.27x10 ⁸

Através da análise do decênio de 1946 a 1955, percebe-se mais uma vez valores consideráveis a título de custos e de emissões de CO₂.

Tabela 5. 3 Resumo da otimização por CO₂ para o decênio de 1946-1955

ANO	CONSERVAÇÃO ENERGIA	Custo Alternativa (R\$)	Emissão tCO ₂	Economia CO ₂ comparado a otimização por custo
1946 a 1955	NORMAL	1.70×10^{12}	1.08×10^9	0.05×10^9
	5%	7.76×10^{11}	7.90×10^8	$0,44 \times 10^8$
	10%	3.43×10^{11}	4.97×10^8	$0,30 \times 10^8$

Da Tabela 5.3, percebe-se que otimizando por CO₂, o custo pode até vir a elevar um pouco, mas, também a uma redução considerável das emissões de CO₂. Constatase que considerando o mercado normal, só o fato da otimização por CO₂ as emissões evitadas foi da ordem de 0.05×10^9 . O aumento no custo da alternativa se deve ao fator da antecipação da geração térmica de menor emissão para evitar a geração futura de térmicas de maior emissão que teriam menor custo.

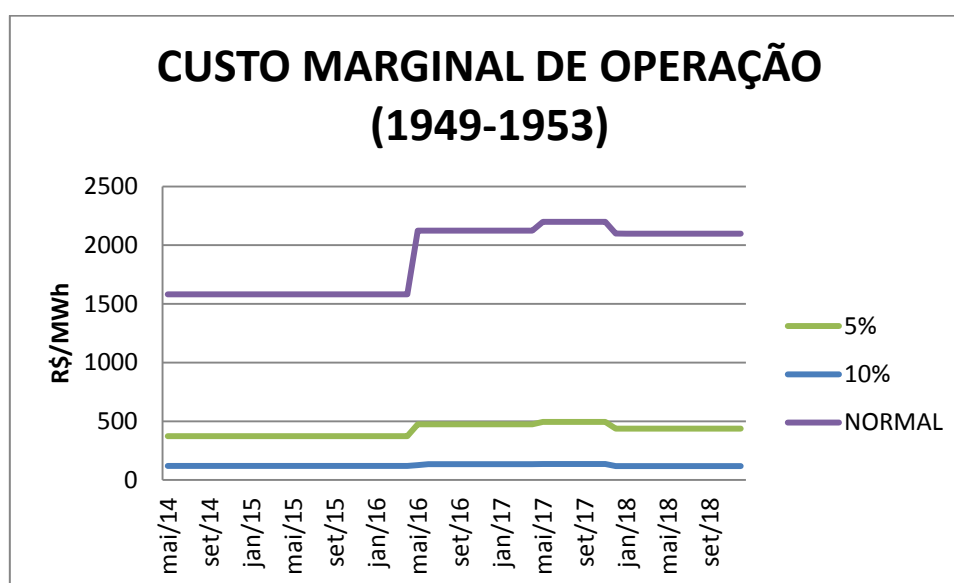


Figura 5.26 Comparação do Custo Marginal de Operação entre os mercados – Volume Final 40%

Para ilustrar melhor, na Figura 5.26, observa-se que o sistema normal é mostrado na curva lilás, enquanto que a curva azul e verde apresenta o sistema com a conservação de 10 e 20% respectivamente.

Através da análise da Figura 5.27, observa-se o comportamento da Emissão Marginal de Operação para mercados diferentes.

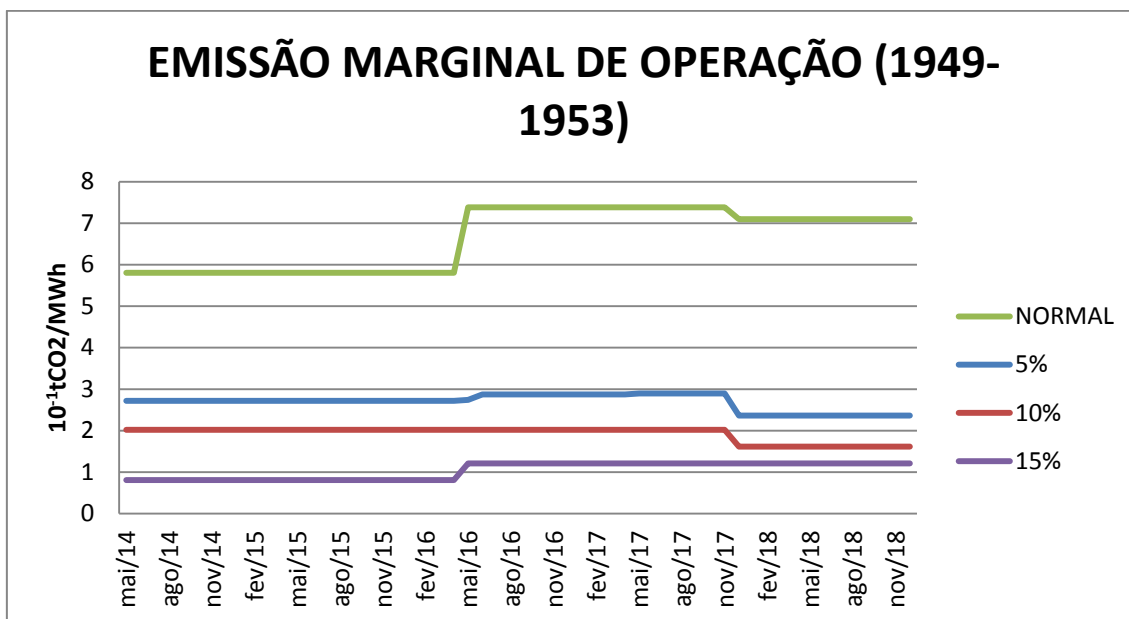


Figura 5.27 Comparação da Emissão Marginal de Operação entre as séries – Volume Final 40%

Outra forma de se visualizar a importância da conservação de energia está esboçada na Figura 5.27. Pois, a curva verde representa o mercado normal, enquanto que as curvas azul, vermelha e lilás esboçam os mercados de 5%, 10% e 15% menores respectivamente. Como pode ser observado, o valor de emissões pode chegar a ser 6 vezes menor, quando da economia de 15% de energia.

Na Figura 5.28 é analisado o CMO para uma hidrologia de 10 anos. Neste caso consegue-se perceber que para as hidrologia de 1949~1958.

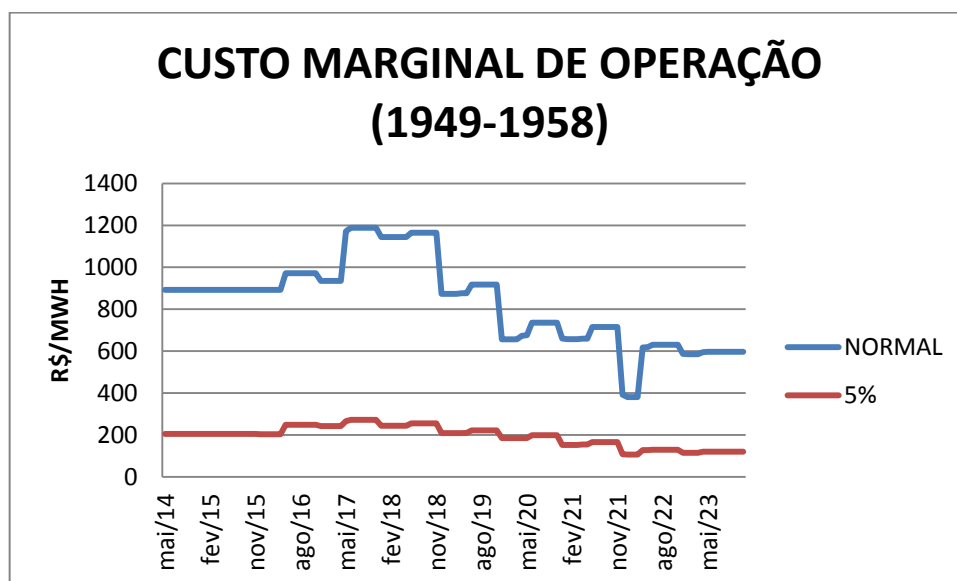


Figura 5.28 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1958- Volume Final 40%

Como pode ser observado pela análise da Figura 5.28, para uma análise decenal, o CMO atinge até o valor de 1200 R\$/MWh, enquanto que ao utilizar o mercado conservado em 5% esse valor cai para valores em torno de 200 R\$/MWh.

Nesse momento é importante simular o comportamento do sistema, caso mudanças no planejamento ocorressem de forma a beneficiar a vida dos moradores ao lado dos rios, conforme já mencionado anteriormente nesse trabalho. Sendo assim, as Figuras 5.29 a 5.37 esboça as simulações com o volume final de reservatório de 60%, privilegiando o uso final da água para diversas outras fontes, como a agricultura, por exemplo.

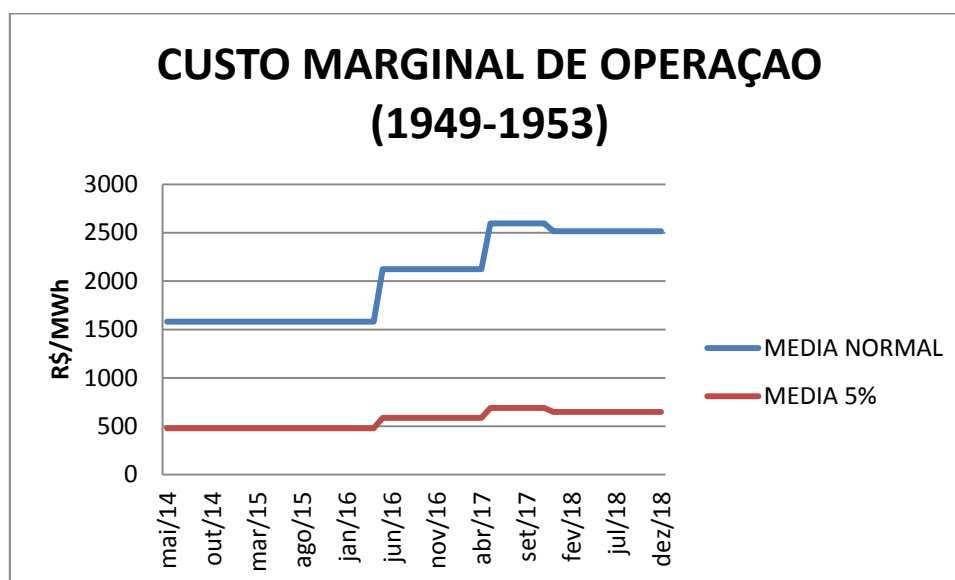


Figura 5.29 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953– Volume Final 60%

Analisando a Figura 5.29, mais especificamente a linha azul, nota-se que a hidrologia de 1949~1953, apresenta um CMO elevado, situação de elevados CMOs é reflexo dos baixos níveis de armazenamento verificados no SIN, e a partir de maio de 2016 esse CMO, eleva-se consideravelmente para valores de até 2.600,00 R\$/MWh. Vale salientar que, conforme já informado, esses são valores médios, porém em alguns anos o CMO atingiu o patamar de 3.100,00 R\$/MWh, mantendo-se assim até o fim do período de estudo, esse valor representa o custo de déficit, ou seja, o sistema hidrotérmico, para esse condição hidrológica, não consegue atender a demanda existente de energia elétrica. Por outro lado, quando é analisada a linha vermelha desta Figura 5.29, constatam-se valores bem inferiores chegando a quase cinco vezes menores nos

períodos críticos. E ainda, vale informar que não haveria déficits no período se o mercado estivesse 5% reduzido através de formas eficiente e conservação de energia.

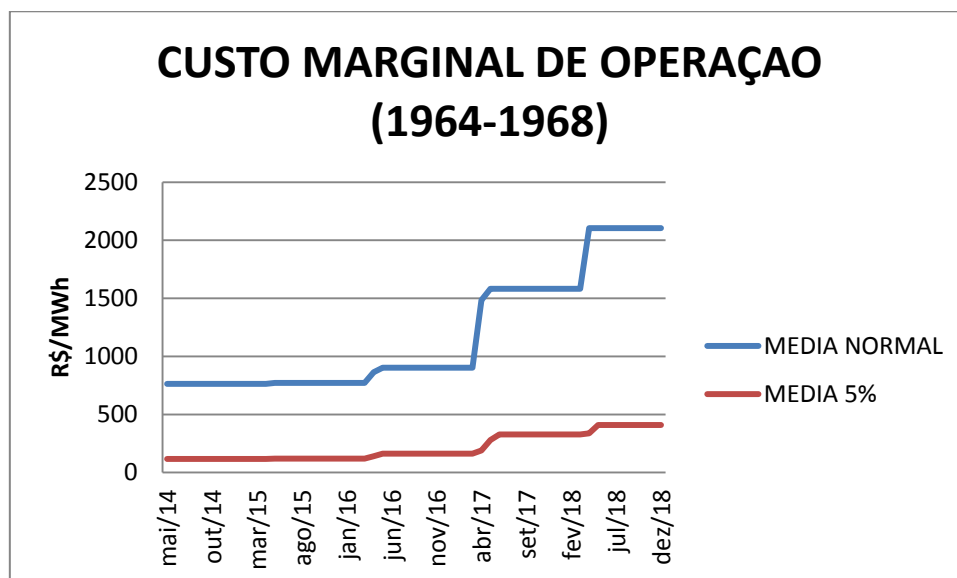


Figura 5.30 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1964-1968– Volume Final 60%

Semelhantemente a hidrologia anterior, essa hidrologia representa períodos críticos de estiagem. E, conforme a Figura 5.30 a partir do ano de 2016 o CMO iniciou uma forte elevação chegando a atingir picos bem elevados. Mais uma vez vale a pena frisar que, levando em consideração o CMO mensal (não a média) o sistema apresentou déficits em vários meses. Por outro lado, percebe-se que com a conservação de energia do mercado em 5%, os valores são bem inferiores.

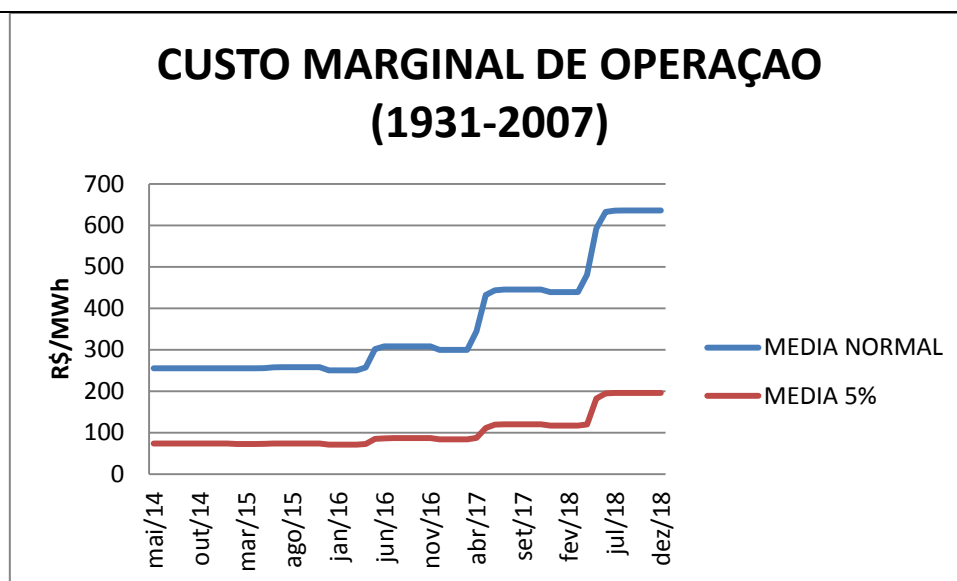


Figura 5.31 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de (1931-2007) – Volume Final 60%

Por fim, na Figura 5.31 é apresentada a média de todas as séries hidrológicas, desde o ano de 1931 ao ano de 2007. Através dessa média, fica fácil de observar o quanto o sistema é vulnerável a hidrológica, pois, os anos de grande seca o CMO aumenta muito. Nesse caso, a média máxima para o mercado normal foi de 620,00 R\$/MWh. Entretanto, para o mercado conservado, o pico máximo chega a 200,00R\$/MWh.

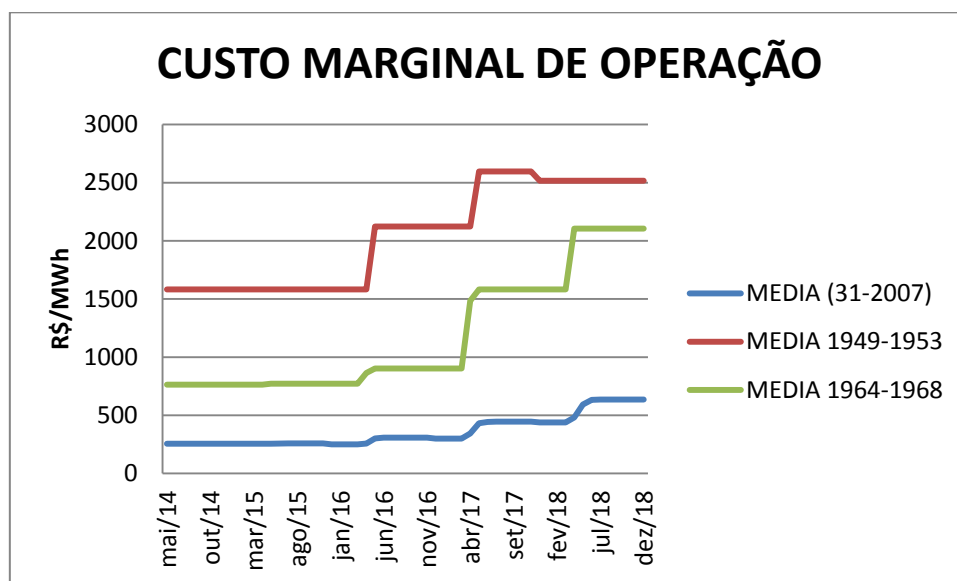


Figura 5.32 Comparação do Custo Marginal de Operação – Volume Final 60%

A fim de tornar mais fácil a visualização, na Figura 5.32 é notável a grande distorção entre a média das hidrologias apresentadas (1949~1953, 1964~1968, e 1931~2007). Ou seja, o sistema elétrico brasileiro precisa urgentemente de outras fontes seguras de energia para ganhar em termos de segurança energética e ambiental.

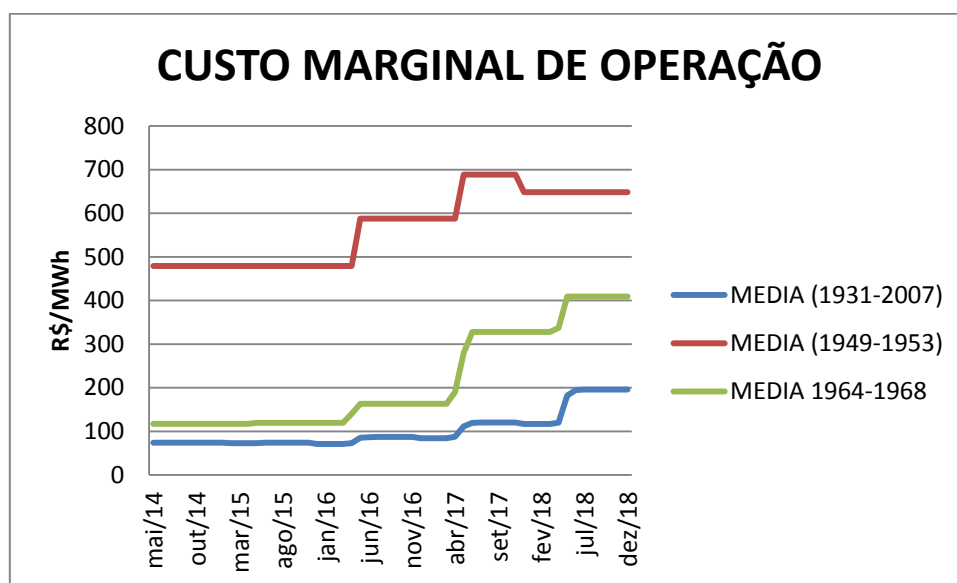


Figura 5.33 Comparação do Custo Marginal de Operação para o Mercado 5% Conservado – Volume Final 60%

Já na Figura 5.33, é apresentada a comparação entre as hidrologias, porém com o mercado conservado em 5%. Percebe-se mais uma vez como os valores caíram significativamente.

A partir desse momento será apresentada a Emissão Marginal de Operação.

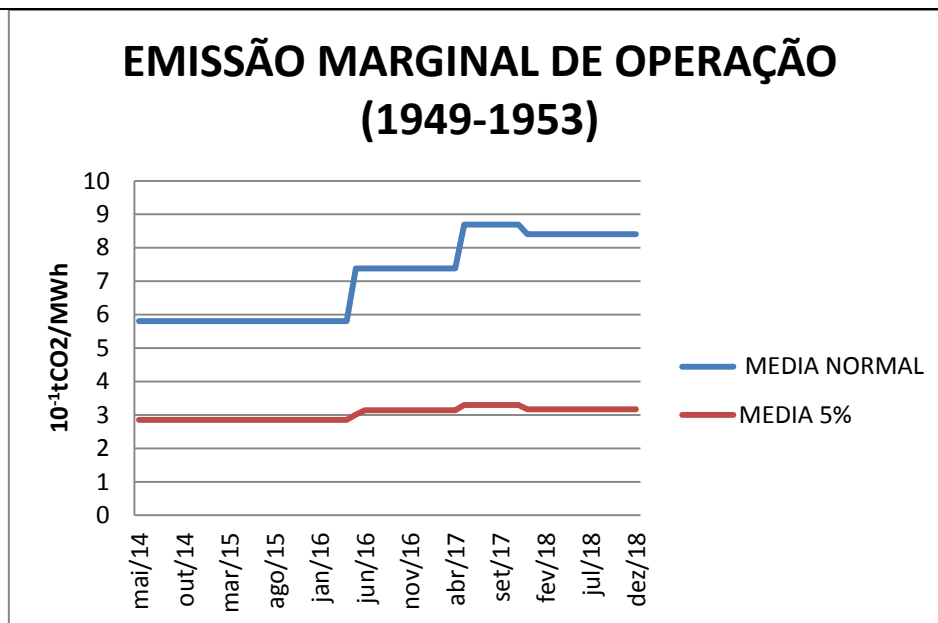


Figura 5.34 Emissão Marginal de Operação da Média referente ao período hidrológico de (1949-1953) – Volume Final 60%

Através da análise da Figura 5.34, nota-se que para esta hidrologia de seca, as emissões de CO₂, elevam-se consideravelmente a partir do início de 2016, atingindo valores bem elevados da ordem de $8,810^{-1}tCO_2/MWh$. Por outro lado, quando é visualizado o mercado 5% conservado, percebe-se que esses valores a caem consideravelmente estabilizando-se em torno de $3 \cdot 10^{-1}tCO_2/MWh$.

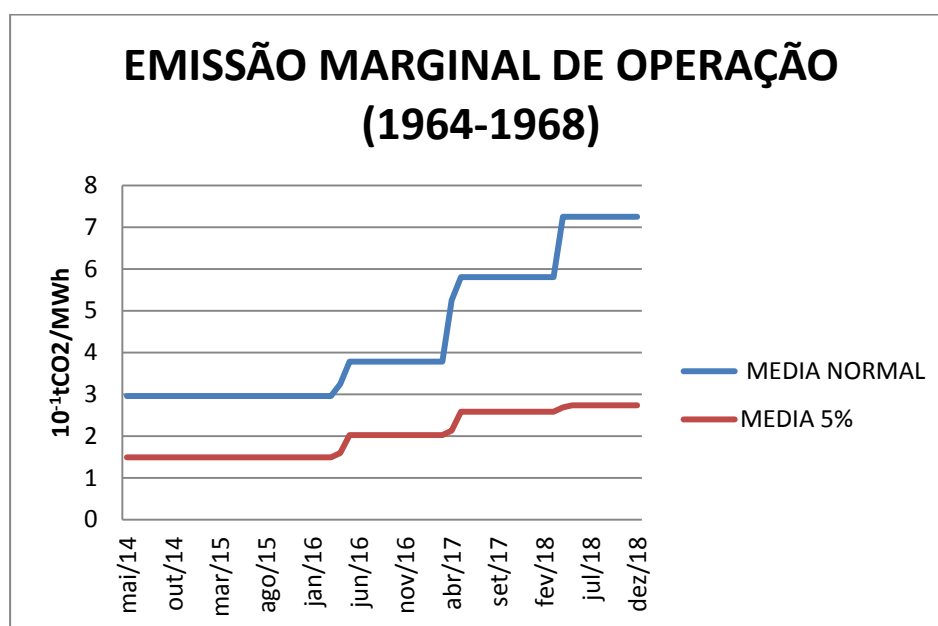


Figura 5.35 Emissão Marginal de Operação da Média referente ao período hidrológico de (1964-1968) – Volume Final 60%

Conforme apresentado na Figura 5.35, para a hidrologia de 1964 a 1968, o comportamento é similar. Pois, atinge valores mais elevados com o mercado normal e cai muito quando é economizado no consumo de energia elétrica.

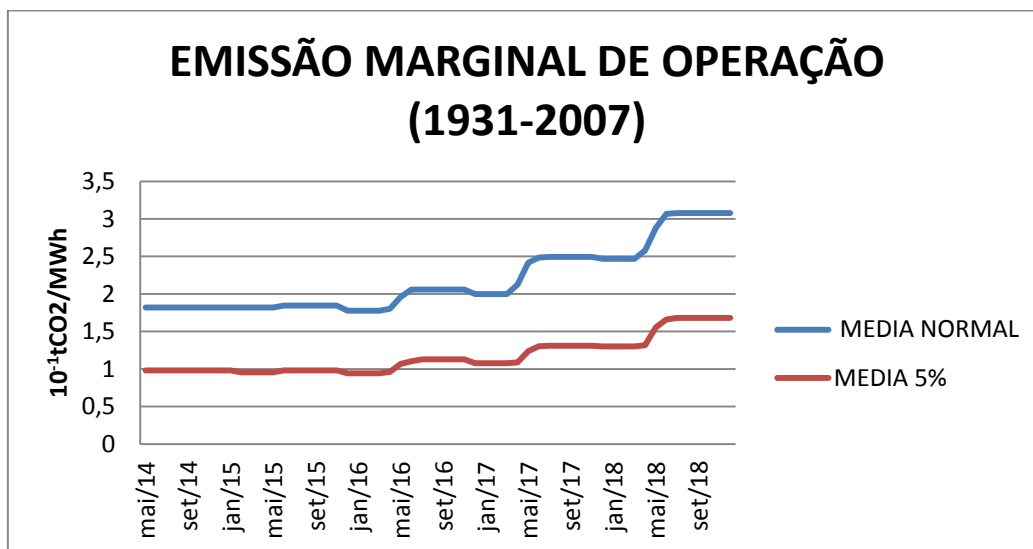


Figura 5.36 Emissão Marginal de Operação da Média referente ao período hidrológico de (1931-2007) – Volume Final 60%

Por fim, na Figura 5.36 é esboçado a Emissão Marginal de Operação para a série completa.

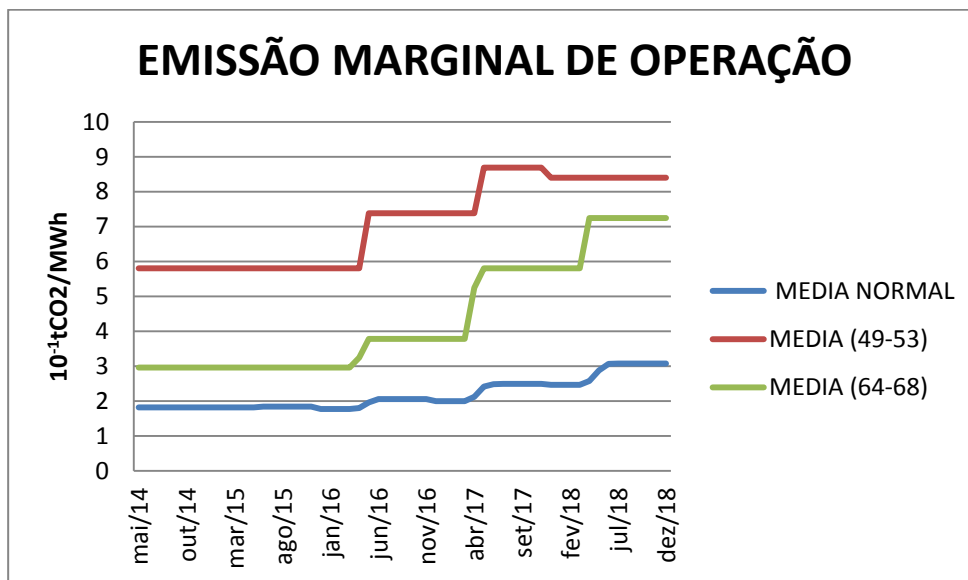


Figura 5.37 Comparação da Emissão Marginal de Operação– Volume Final 60%

Através da análise da Figura 5.37, constata-se o quanto a hidrologia de grande estiagem eleva consideravelmente as emissões de CO₂. Isso é explicado devido a entrada de Usinas Térmicas no SIN para suprir a demanda.

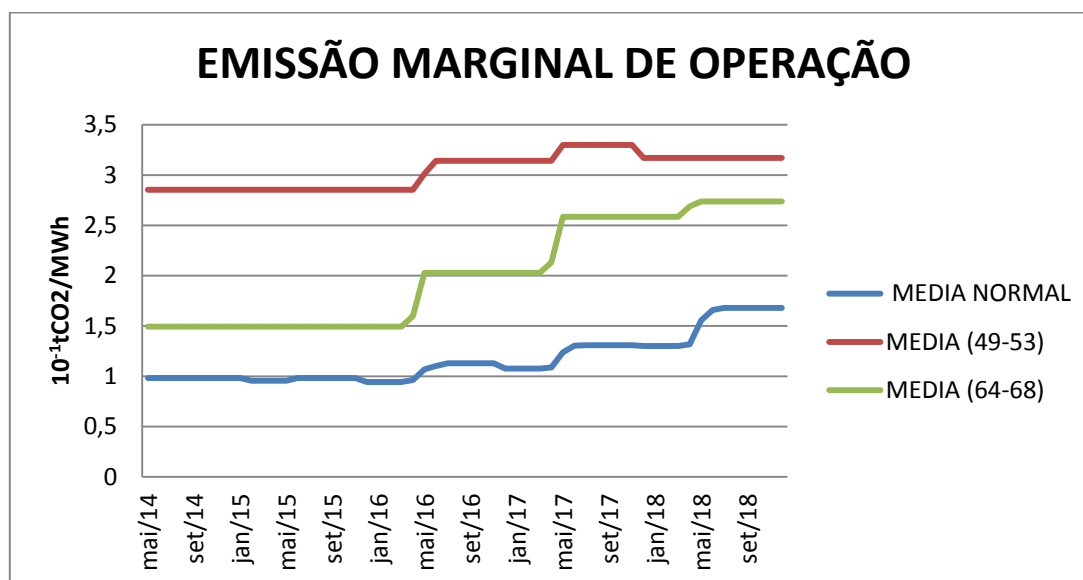


Figura 5.38 Comparação da Emissão Marginal de Operação– Volume Final 60%

Semelhantemente a otimização por custo, pode-se observar através da Figura 5.38 a importância de se investir em novas fontes de energia, tornando a matriz energética brasileira mais robusta, a fim de que não se dependa tanto das fontes hídricas e não só se apresenta como opção as térmicas convencionais que contribuem diretamente para os elevados níveis de emissões de CO₂ na atmosfera.

Por outro lado, fica bem perceptível como se reduz essas emissões quando reduz-se o mercado através da conservação de energia de 5%.

5.5.2 Simulação Antecipação de Angra 3

Para o segundo tópico de análise das simulações, será feito um adiantamento no cronograma de entrada operativa da usina termonuclear de Angra 3, para dezembro de 2013, cujo o atual cronograma está prevendo sua entrada no sistema em junho de 2018, comparando assim, os dois resultados das simulações e verificando o impacto da operação de Angra 3 no sistema hidrotérmico brasileiro.

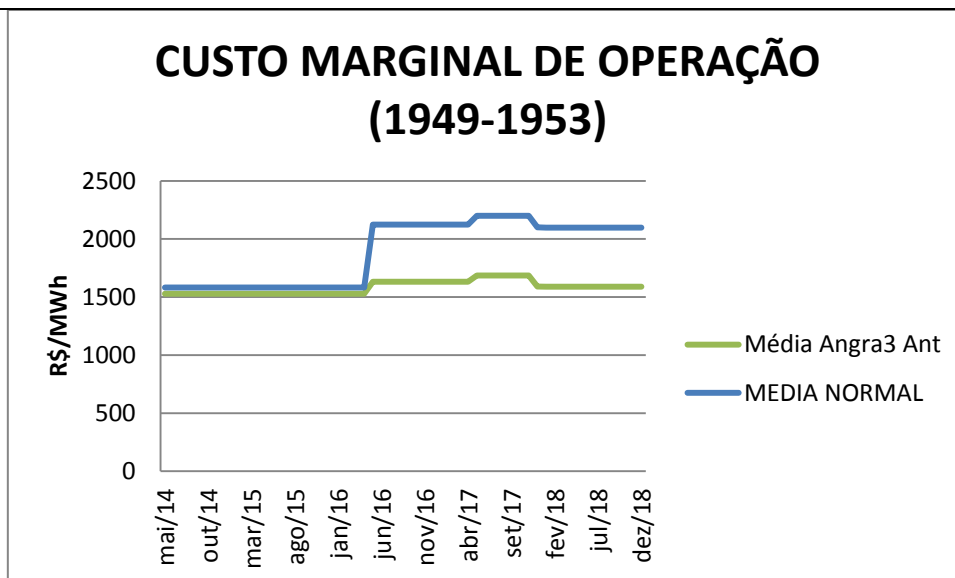


Figura 5.39 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953 - Volume Final 40%

Da Figura 5.39, percebe-se que a antecipação da Usina de Angra 3, conforme previsto no cronograma inicial, comporta-se como era esperado. Pois, até o início de 2016 o CMO é praticamente idêntico, porém, a partir de então, o CMO do sistema normal é bem mais elevado do que o CMO quando se considera Angra 3 no cronograma inicial, reduzindo consideravelmente o CMO que cai de 2200,00 R\$/MWh para 1700 R\$/MWh.

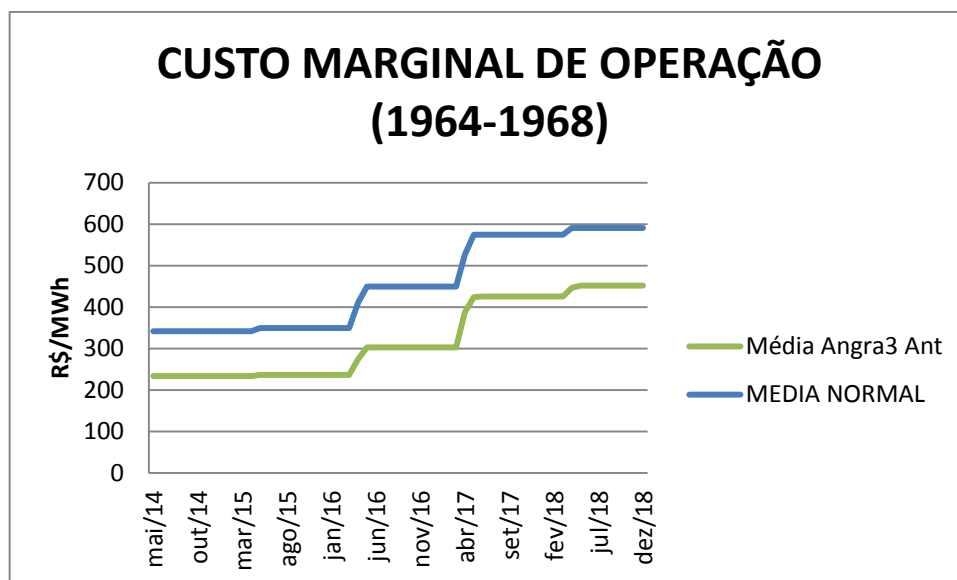


Figura 5.40 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1964 a 1968 - Volume Final 40%

De forma semelhante, na Figura 5.40, é apresentada a mesma análise para outra série hidrológica. Como pode se observar, é notável a redução do CMO quando acrescenta-se Angra 3 no período inicialmente previsto.

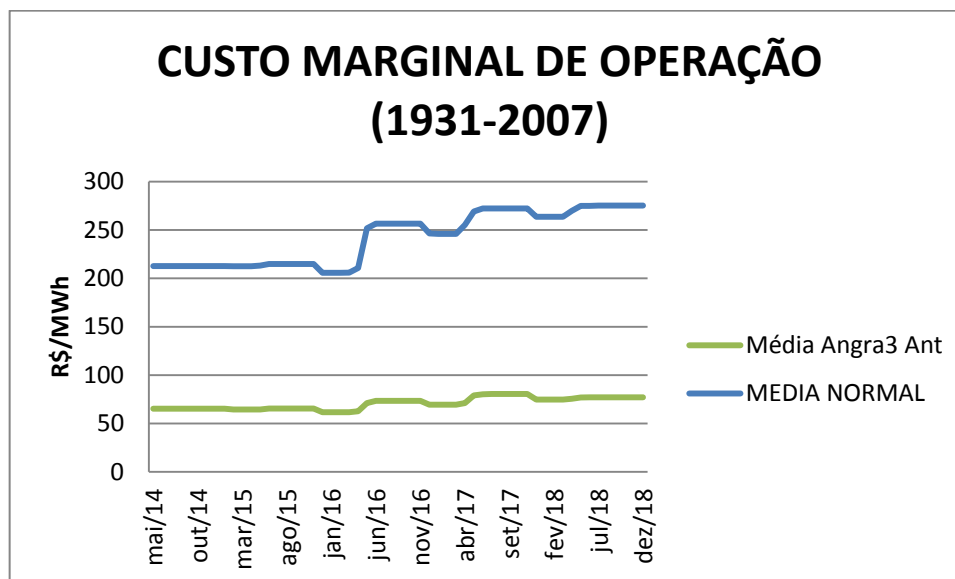


Figura 5.41 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1931-2007 - Volume Final 40%

Da Figura 5.41, percebe-se que embora a média do CMO para o mercado normal não atinja picos tão elevado, o mercado com o parque de nuclear ampliado apresenta valores bem inferiores ao mercado normal, chegando a ser 5 vezes menor.

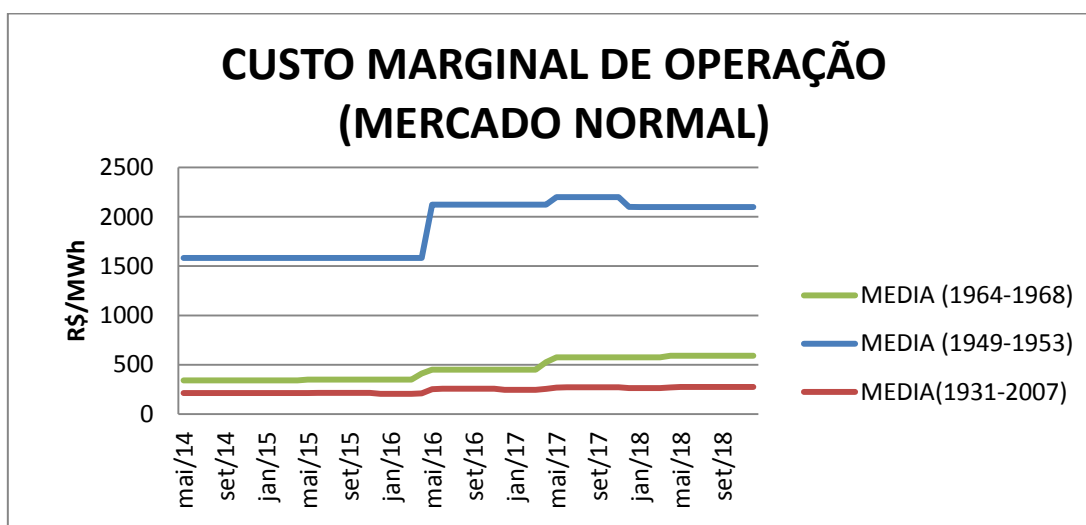


Figura 5.42 Comparação Custo Marginal de Operação Mercado Normal - Volume Final 40%

Através da Figura 5.42, reafirma-se a importância do sistema elétrico não ficar dependendo apenas da hidrologia, mas dispor de uma matriz energética diversificada.

Na Figura 5.43 é apresentada análise similar, só que para a situação com Angra 3 antecipada para o cronograma inicial.

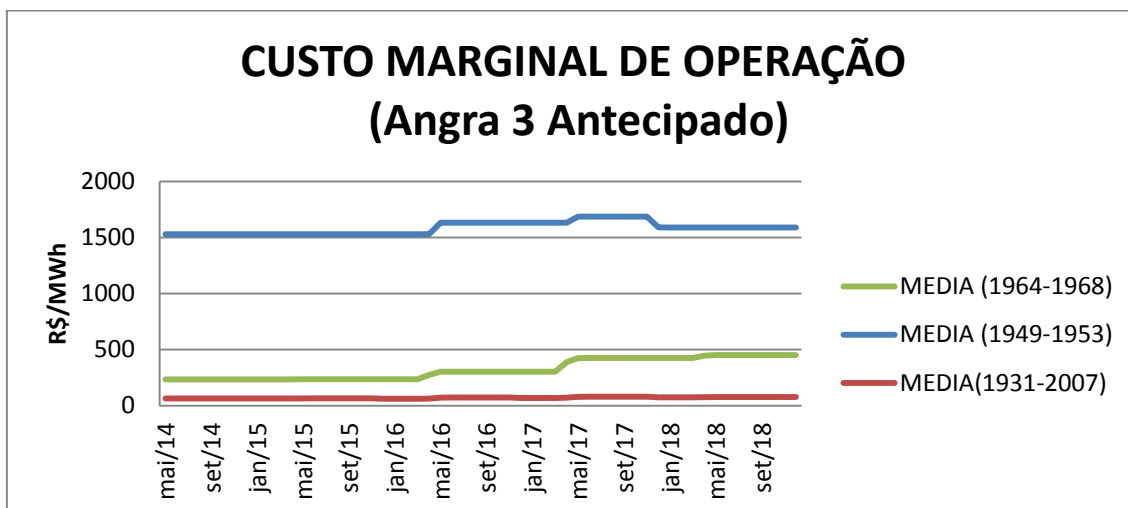


Figura 5.43 Comparação Custo Marginal Angra Antecipado - Volume Final 40%

Para uma melhor análise, é mostrada na Figura 5.43 a comparação entre as séries históricas. Percebe-se que se Angra 3 tivesse entrada antes o CMO reduzir-se-ia consideravelmente.

Neste momento, é de suma relevância analisar a otimização por CO₂.

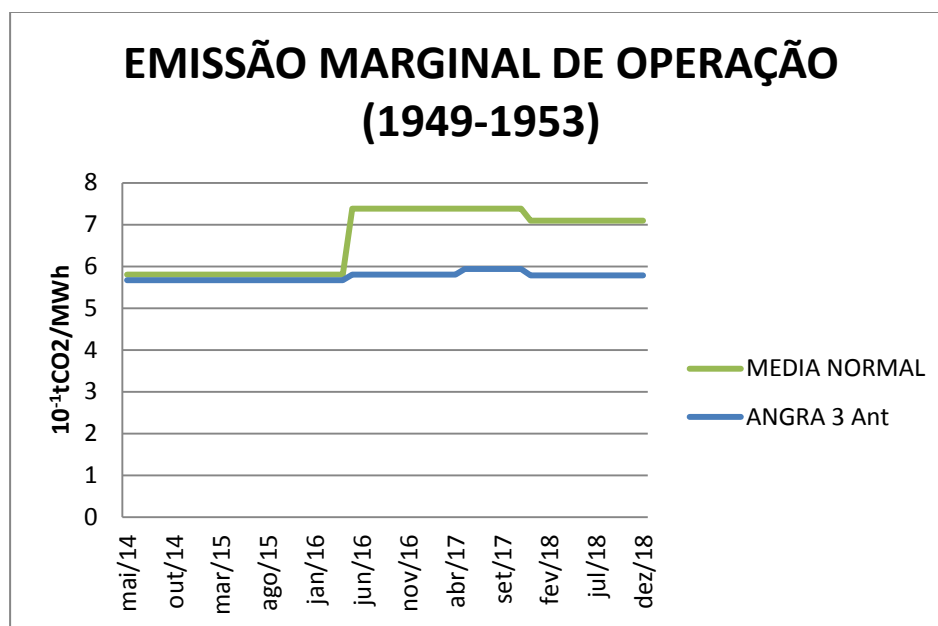


Figura 5.44 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953 - Volume Final 40%

Conforme observado pela Figura 5.44, a Emissão Marginal de Operação reduz consideravelmente com a antecipação de Angra 3 para a data inicialmente prevista.

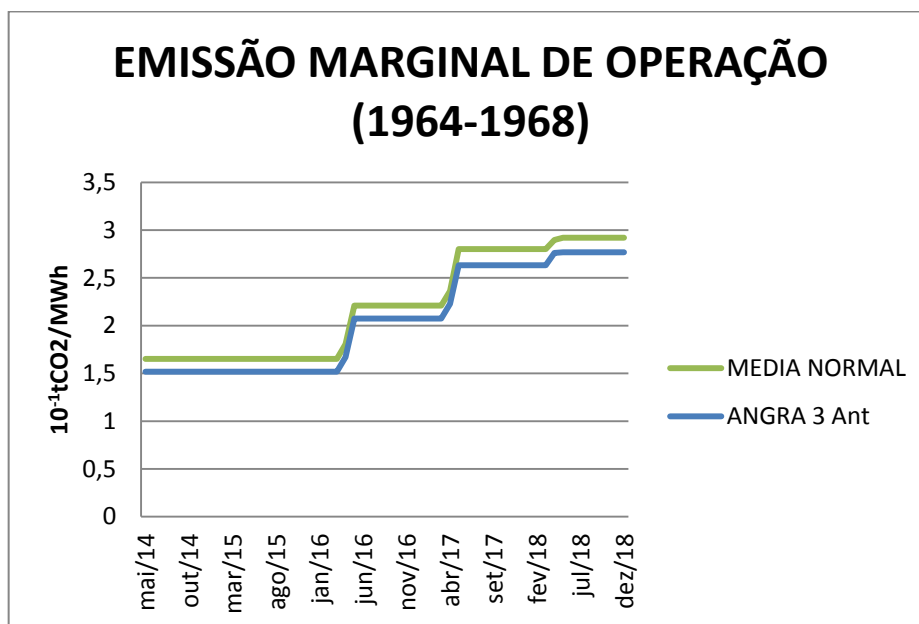


Figura 5.45 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1964-1968 - Volume Final 40%

Para a hidrologia de 1964 a 1968 o resultado é bem semelhante, conforme Figura 5.45.

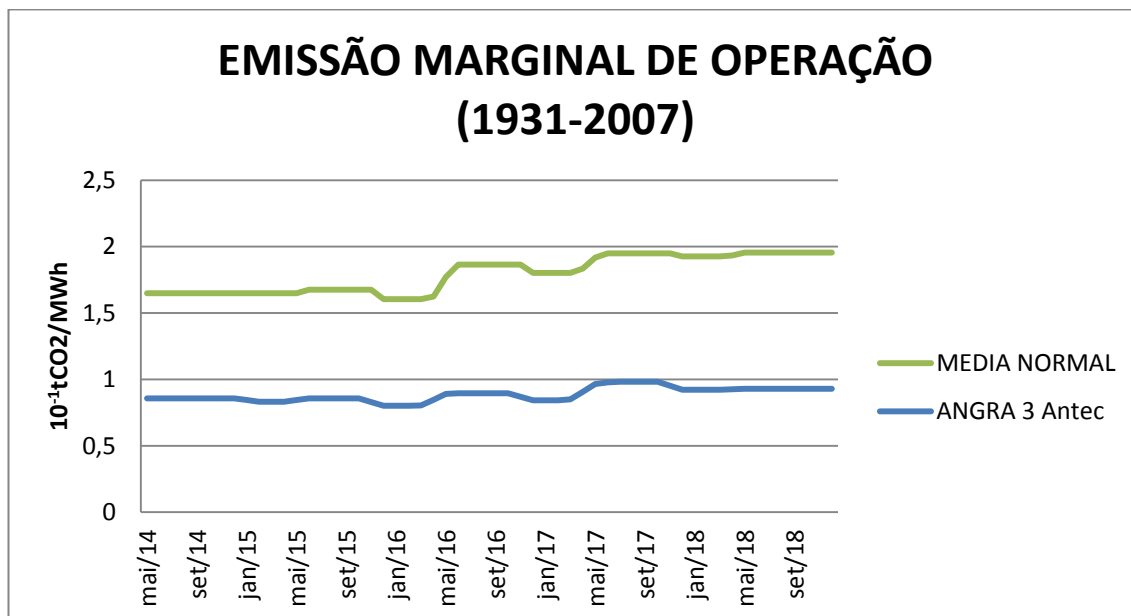


Figura 5.46 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1931-2007 - Volume Final 40%

Quando analisado todos os históricos, de 1931 a 2007 o resultado é bem semelhante, porém, com valores bem inferiores, conforme Figura 5.46.

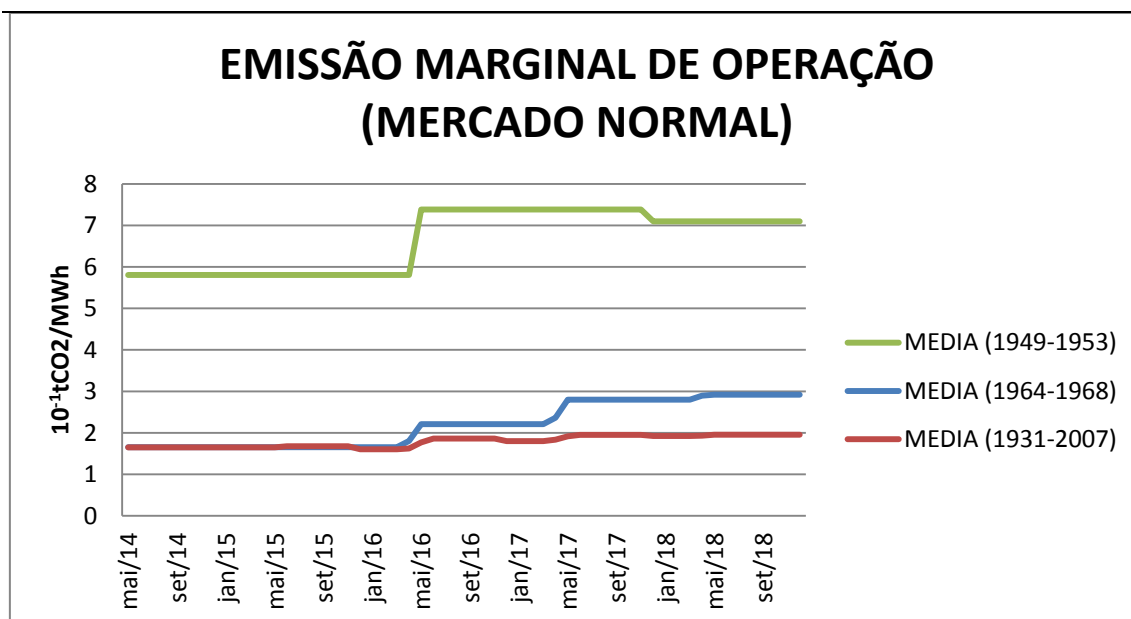


Figura 5.47 Comparação da Emissão Marginal da Média referente a diferentes hidrologias - Volume Final 40%

Através da Figura 5.47, analisa-se a emissão marginal da média das hidrologias para o mercado normal. Mais uma vez fica constatado a dependência dos níveis dos reservatórios.

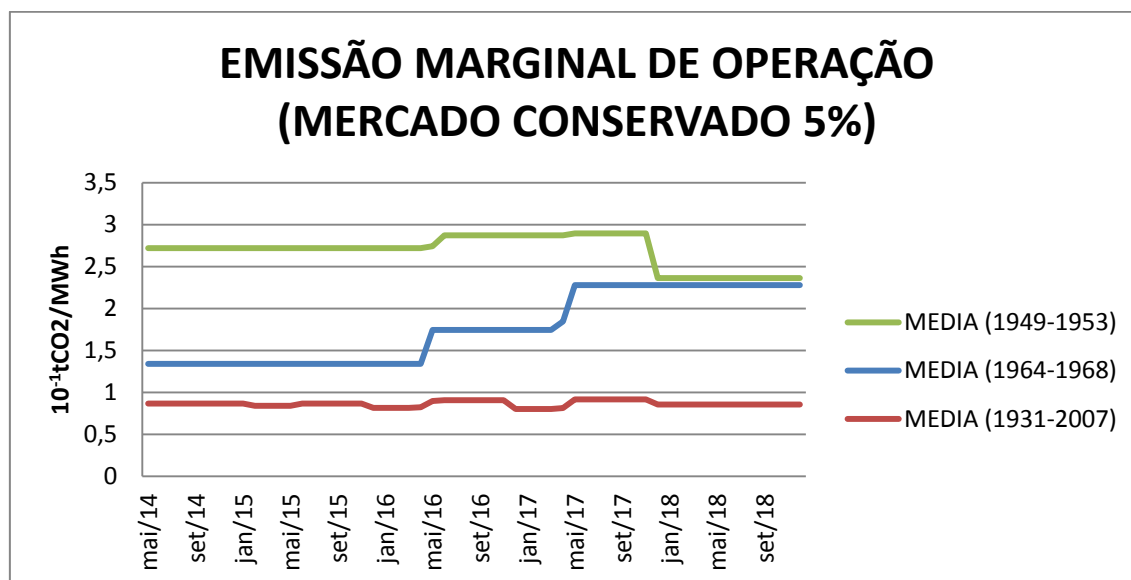


Figura 5.48 Comparação da Emissão Marginal da Média referente a diferentes hidrologias - Volume Final 40%

Nesse caso, a análise se repete através da comparação entre as hidrologias para o SIN com o parque nuclear antecipado.

Para melhor analisar os três casos, na Figura 5.49 é apresentada a comparação, para a hidrologia mais crítica das analisadas acima, entre o Custo Marginal de

Operação, considerando o mercado normal e o SIN normal, o mercado conservado 5% e o parque nuclear antecipado.

Na Figura é apresentada a comparação entre o CMO do mercado normal, do sistema com Angra 3 antecipado e do mercado conservado em 5%. Assim, fica claro que com o mercado normal (curva em azul) o CMO é bem elevado chegando a 2200,00 R\$/MWh enquanto que se Angra 3 estivesse iniciado a operar conforme previsto no cronograma inicial (curva em vermelho) o CMO cairia para 1700,00 R\$/MWh e com o mercado conservado o CMO cai para 500,00 R\$/MWh.

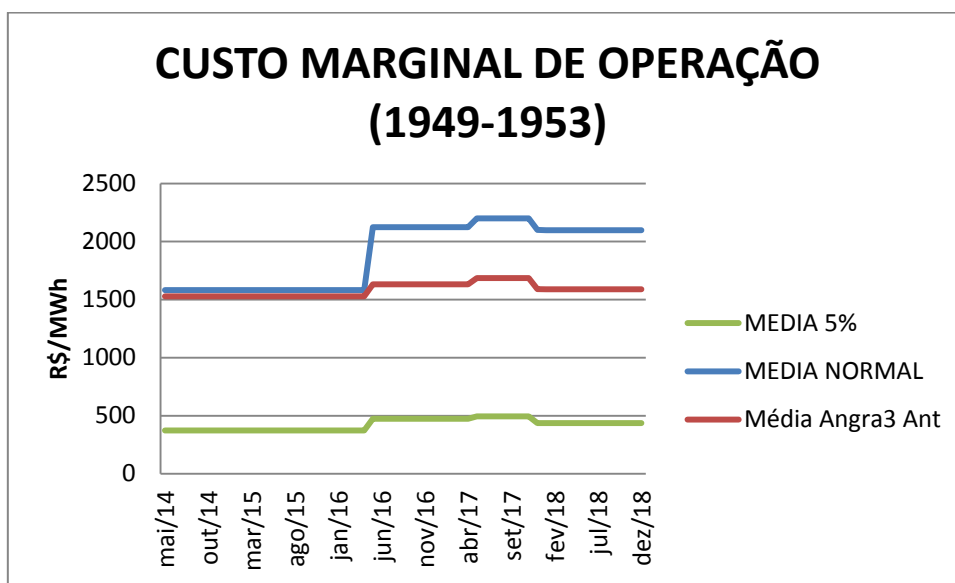


Figura 5.49 Custo Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953 - Volume Final 40%

A Figura 5.50 esboça a comparação entre a EMO.

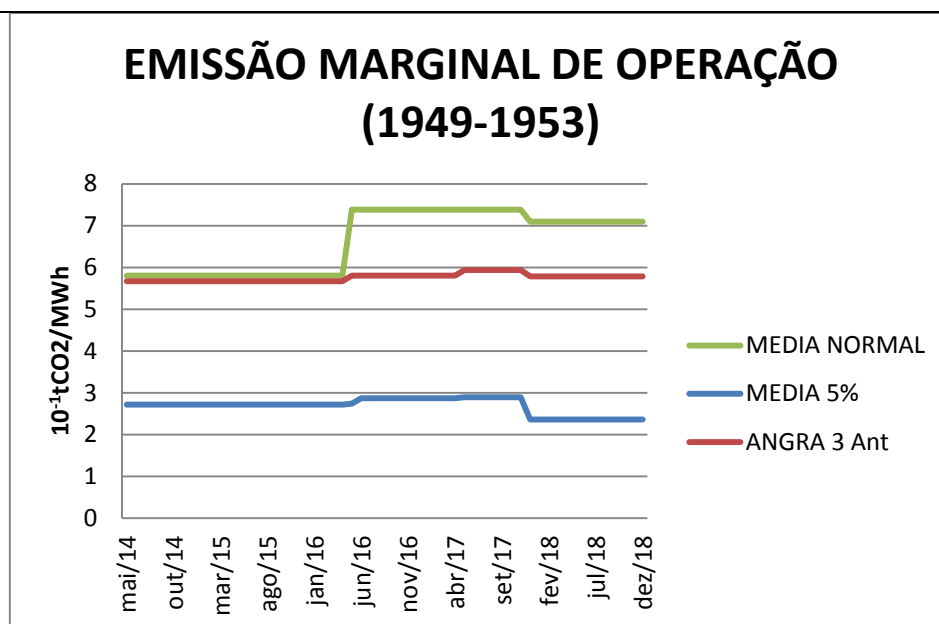


Figura 5.50 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953 - Volume Final 40%

Na Figura 5.50 pode-se concluir que a EMO, comporta-se de forma similar ao CMO, ou seja, atinge um EMO bem elevado de $7,4 \cdot 10^{-1} \text{tCO}_2/\text{MWh}$ para $3 \cdot 10^{-1} \text{tCO}_2/\text{MWh}$ com a conservação do mercado em 5% e valores abaixo de $6 \cdot 10^{-1} \text{tCO}_2/\text{MWh}$ para a simulação com a entrada de Angra 3 conforme cronograma inicial.

5.5.3 Simulação Ampliação do Parque Nuclear

É importante, nesse momento, analisar o comportamento do Sistema Elétrico, caso o parque de Energia elétrica seja ampliado.

Em relação à ampliação do parque de energia nuclear brasileiro, é urgente a seguinte reflexão: se existe um plano nacional de energia PNE-2030, elaborado em 2007, que definiu Angra 3 para operar em 2013 e a expansão da energia nuclear após angra em cenários possíveis de 4000MW ou 6000MW ou 8000MW até 2030; e ainda, se deve existir um plano QUINDENAL(15 anos) que deveria ser elaborado pelo MME com apoio da EPE; parece inconsistente a explicação do PDE 2023 sobre a ampliação do parque nuclear após ANGRA 3:

“o fato da expansão do parque gerador com usinas nucleares ter ficado restrita à usina de Angra 3 deve-se basicamente aos prazos necessários para a implantação de novas centrais. Estes prazos são da ordem de dez anos, contados a partir da definição do sítio para localização da central nuclear e da decisão para o início das medidas efetivas

para a sua implantação. Assim, considerando o tempo de maturação de um projeto nuclear, a data provável para a participação efetiva desta fonte na expansão do sistema de geração ultrapassa o horizonte deste Plano. No entanto, o acompanhamento do desenvolvimento de novos projetos e da implantação de novas usinas ao redor do mundo, com perspectivas de avanços tecnológicos que levem à redução de prazos e de custos de implantação, devem prosseguir de modo que essa fonte possa vir a ser considerada em planos indicativos futuros”.

Para as simulações seguintes, considerou-se como ampliação do Parque Nuclear a duplicação de Angra 1 e Angra 2 para verificar como se comportaria o SIN em épocas de hidrologias consideradas ruins.

Sendo assim, inicia-se com a Figura 5.51.

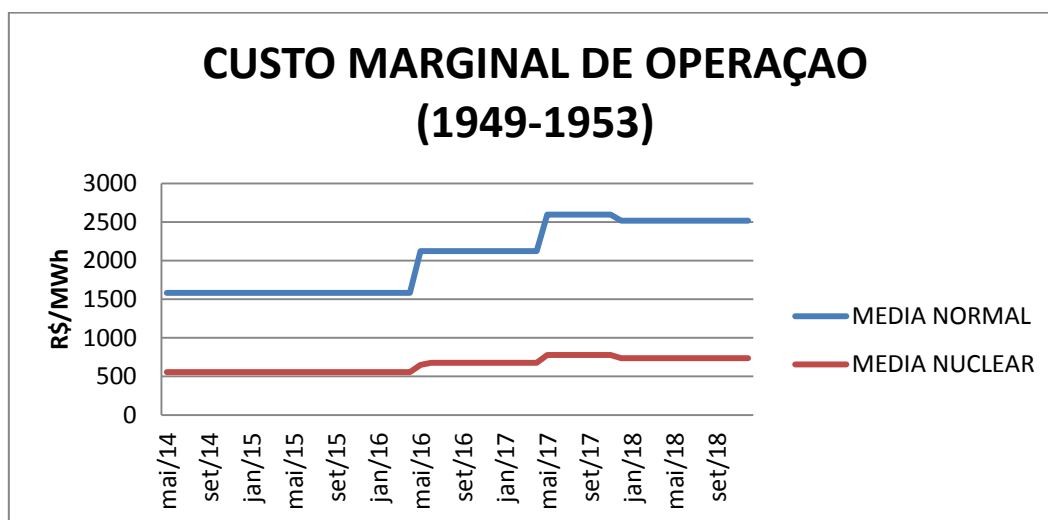


Figura 5.51 Comparação da Custo Marginal de Operação– Volume Final 60%

Da Figura 5.51, percebe-se que com a ampliação do parque nuclear, conforme previsto no cronograma inicial, comporta-se semelhante a da conservação de energia. Pois, os valores de CMO são bem menores do que o mercado normal. Como pode ser observado, o CMO cai da ordem de 2500,00 R\$/MWh para 700,00 R\$/MWh.

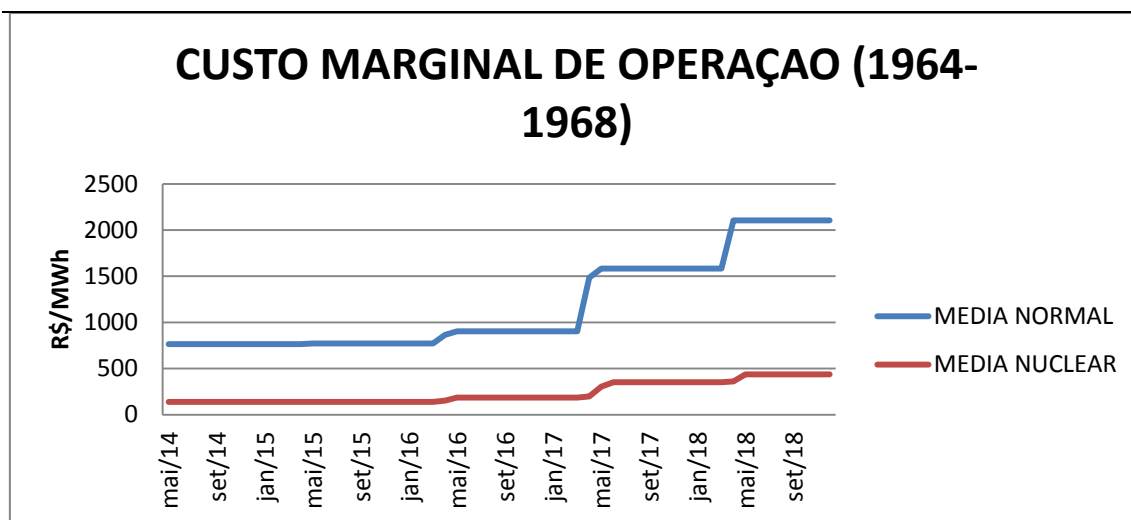


Figura 5.52 Comparação da Custo Marginal de Operação– Volume Final 60%

De forma semelhante, na Figura 5.52, é apresentada a mesma análise para outra série hidrológica. Da mesma forma, os valores do CMO com a ampliação do parque nuclear são bem inferiores. Neste caso, o CMO caiu de 2100,00 R\$/MWh para valores abaixo de 500,00 R\$/MWh.

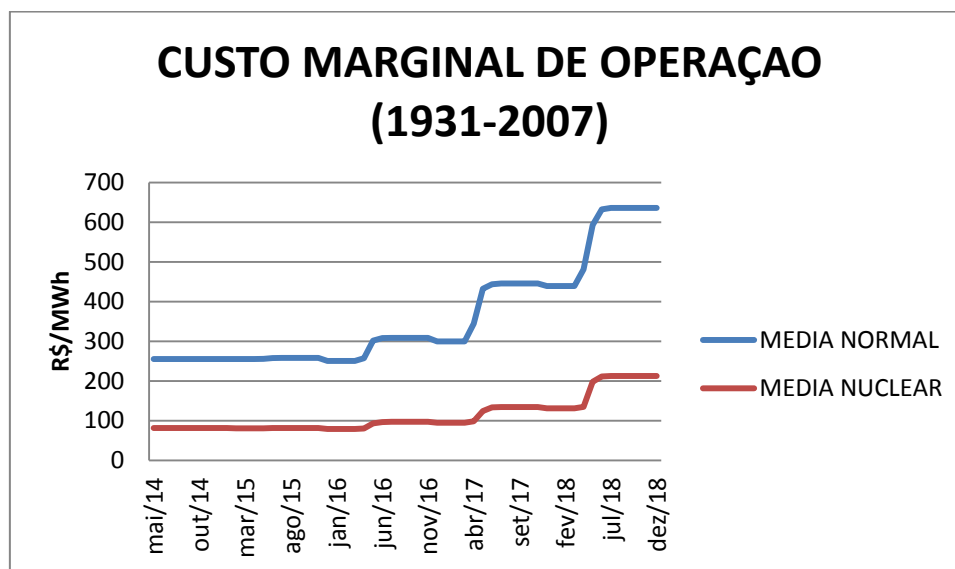


Figura 5.53 Comparação da Custo Marginal de Operação– Volume Final 60%

Da Figura 5.53, percebe-se que embora a média do CMO para o mercado normal não atinja picos tão elevado como as outras séries hidrológicas, o mercado com o parque de nuclear ampliado apresenta valores bem inferiores ao mercado normal.

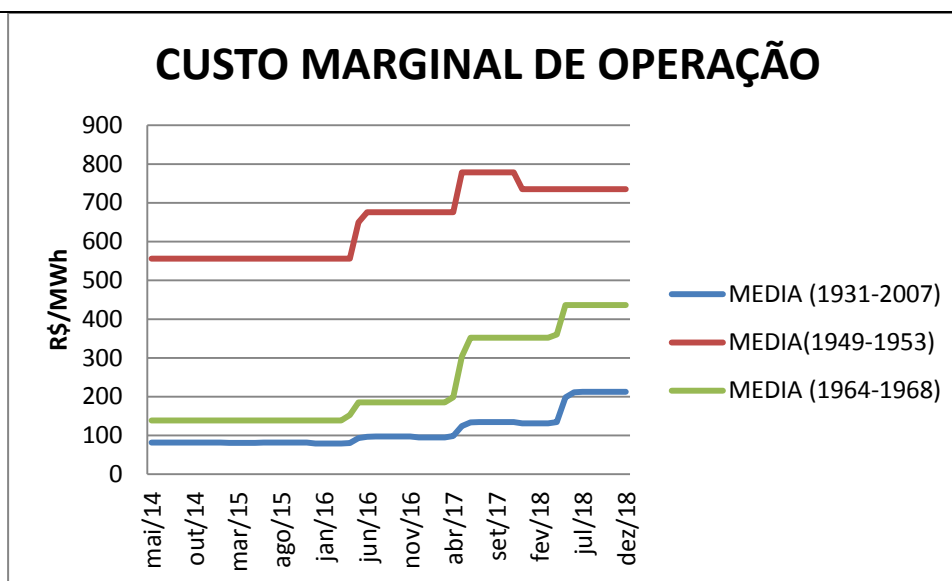


Figura 5.54 Comparação da Emissão Marginal de Operação– Volume Final 40%

Na Figura 5.54, pode-se constatar a comparação entre as hidrologias para o sistema com o parque nuclear ampliado. Percebe-se que para os anos de melhores níveis de reservatório o sistema apresenta CMO inferiores. Mas, como era esperado com a ampliação do parque nuclear o CMO não destoa tanto; ou seja, é urgente a necessidade da diversificação da matriz energética brasileira.

Nesse momento, é de suma importância analisar a EMO para essas hidrologias.

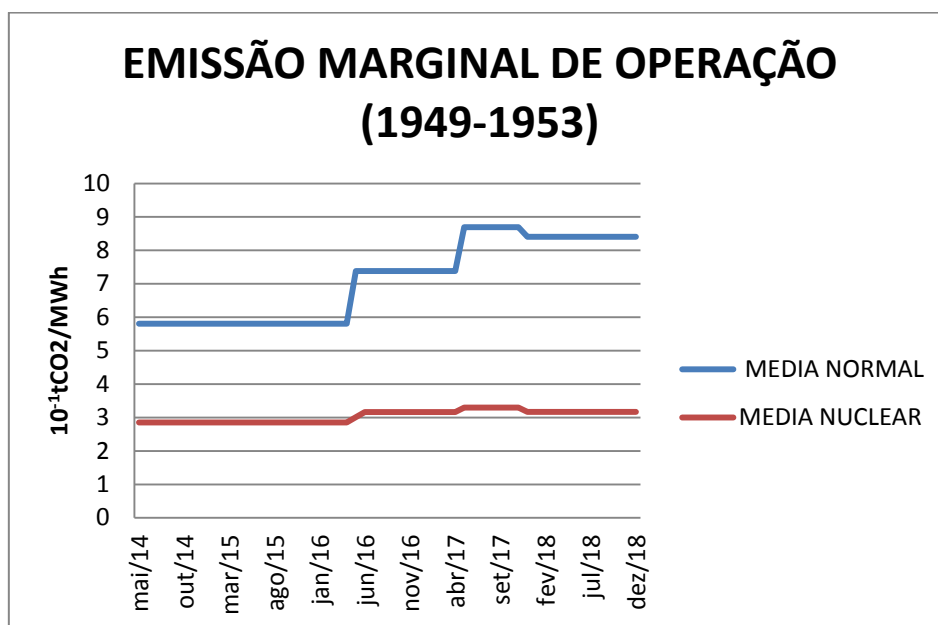


Figura 5.55 Comparação da Emissão Marginal de Operação– Volume Final 40%

Conforme observado pela Figura 5.55, a Emissão Marginal de Operação reduz consideravelmente com a ampliação do parque nuclear. Caindo de $8,810^{-1}tCO_2/MWh$ para $3 \cdot 10^{-1}tCO_2/MWh$ com a ampliação do parque nuclear.

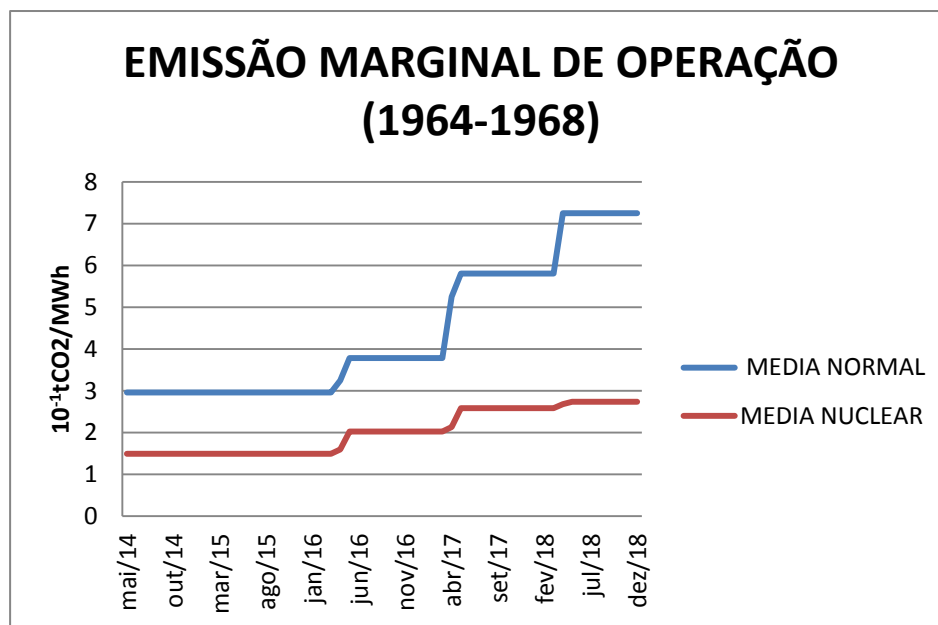


Figura 5.56 Comparação da Emissão Marginal de Operação (1964-1968)– Volume Final 60%

Para a hidrologia de 1964 a 1968 o resultado é bem semelhante, conforme Figura 5.56. A EMO cai de valores altíssimo como $7,2 \cdot 10^{-1} \text{tCO}_2/\text{MWh}$ para $2,8 \cdot 10^{-1} \text{tCO}_2/\text{MWh}$.

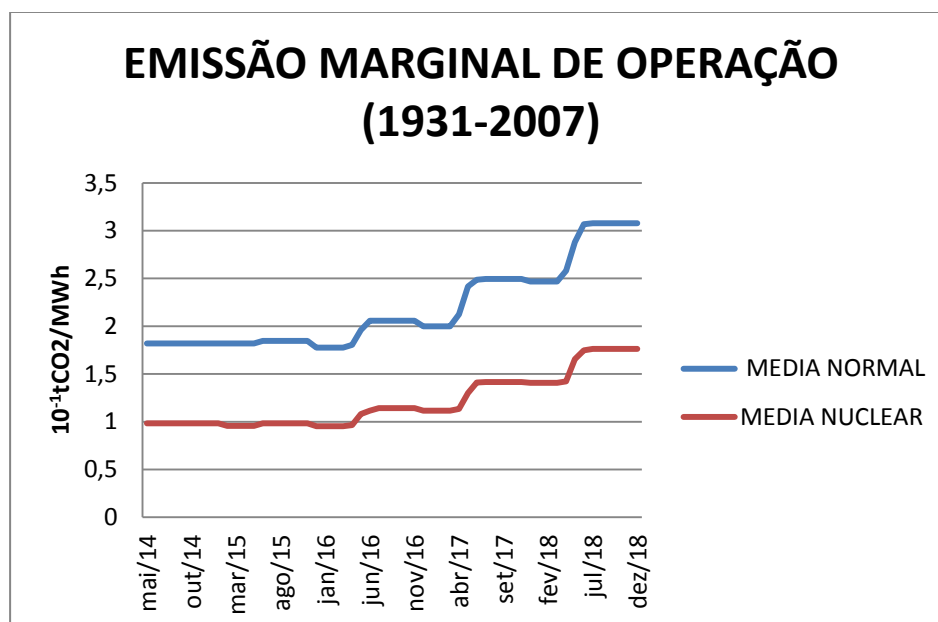


Figura 5.57 Comparação da Emissão Marginal de Operação (1931-2007)– Volume Final 60%

Para a média das hidrologias de 1931-2007 o resultado é bem semelhante, conforme Figura 5.57. Ou seja, o EMO cai de $310^{-1} \text{tCO}_2/\text{MWh}$ para $1,7 \cdot 10^{-1} \text{tCO}_2/\text{MWh}$.

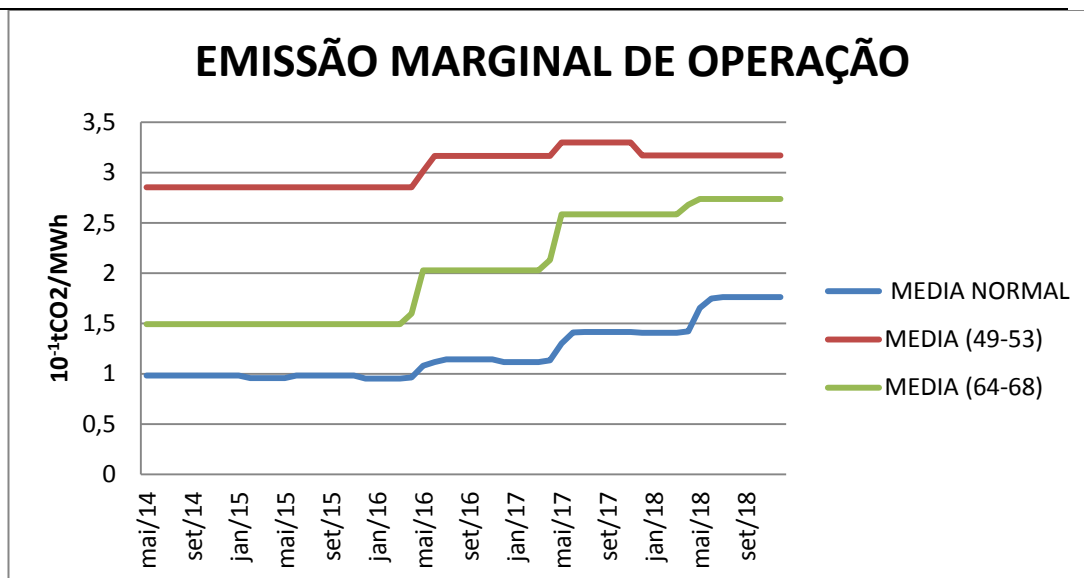


Figura 5.58 Comparação da Emissão Marginal de Operação– Volume Final 60%

Através da Figura 5.58, pode-se comparar a EMO para os diferentes períodos hidrológicos. Percebe-se que o EMO varia menos quando o parque nuclear é ampliado do que quando depende mais dos reservatórios, conforme já apresentado na Figura 5.47.

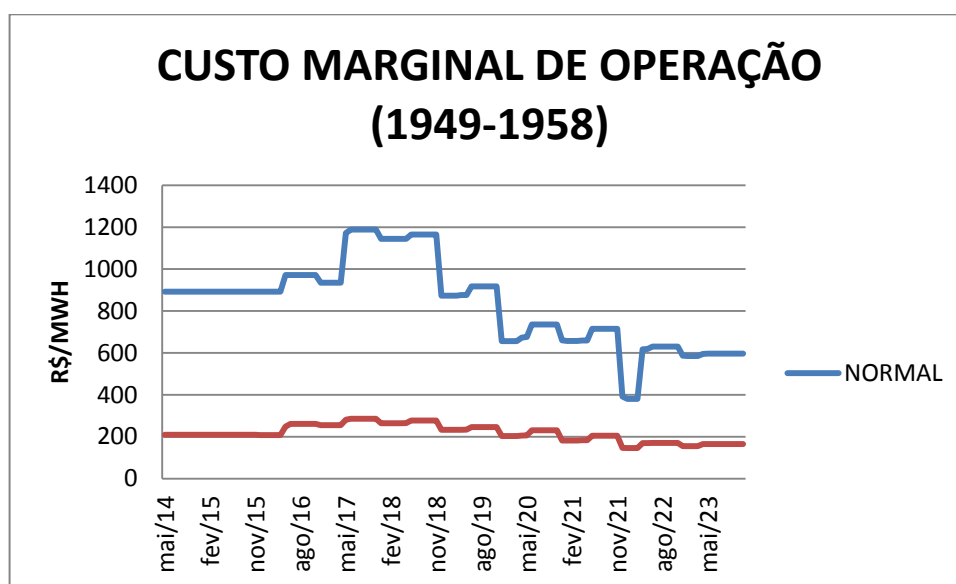


Figura 5.59 Comparação da Emissão Marginal de Operação– Volume Final 40%

5.5.4 Simulação Troca Térmica a Carvão por Nuclear

Nesse tópico serão realizadas algumas simulações trocando três térmicas operadas a carvão por três nucleares de geração equivalente.

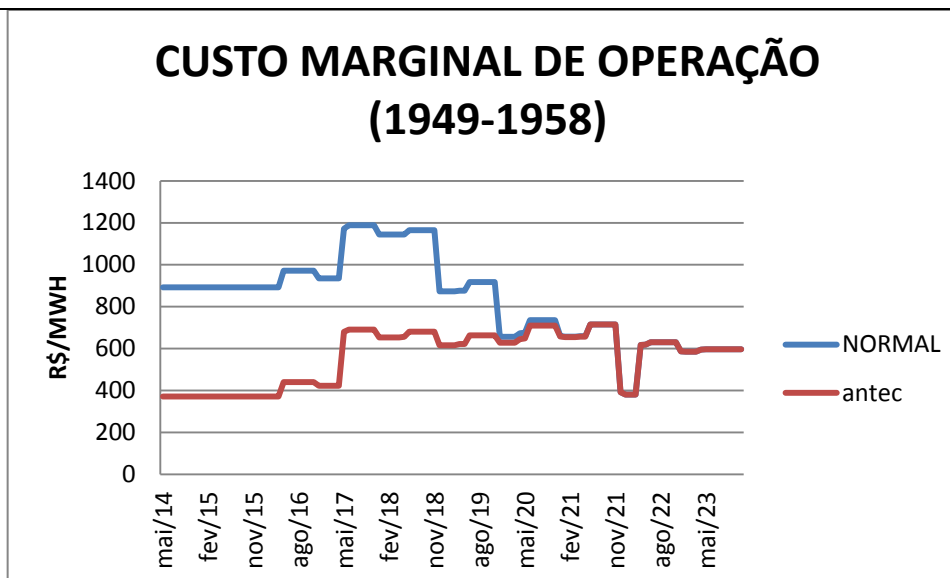


Figura 5.60 Comparação da Emissão Marginal de Operação– Volume Final 40%

Através da análise da Figura 5.60, é analisado o CMO para uma hidrologia de 10 anos. Neste caso, consegue-se perceber que para as hidrologias de 1949~1958 o CMO cresce consideravelmente a partir do ano 2019, observa-se que até a entrada Angra 3 e da ampliação do parque hidrelétrico cujas conclusões ocorrem em 2018, o CMO é bem diferente. Pois, o custo de operação das nucleares é bem inferior ao das térmicas a carvão.

Em relação às emissões de CO₂ também o comportamento é semelhante.

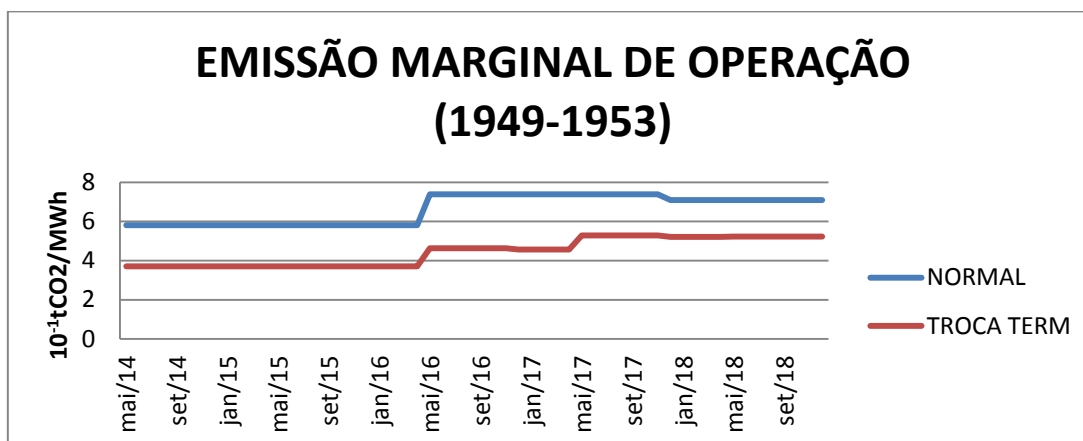


Figura 5.61 Emissão Marginal da Média referente ao período hidrológico de 1949-1953

Na Figura 5.61, é apresentada a EMO para uma hidrologia de 5 anos. Nesse caso, constata-se que com a troca da térmica operada a carvão pela nuclear, houve uma grande redução das emissões de CO₂. Pois, o EMO caiu de 7,210⁻¹tCO₂/MWh para 5,110⁻¹tCO₂/MWh.

Tabela 5. 4 Resumo da Comparação da otimização por CO₂ e por R\$ para o decênio de todas as hidrologias de 1931 a 2002.

COMBUSTÍVEL	OTIMIZAÇÃO POR CO ₂ (MWHmedio)	OTIMIZAÇÃO POR R\$ (MWHmedio)	DIFERENÇA (%)
BIOMASSA	26,8	8,5	68%
CARVÃO	985,1	1705,4	-73%
DIESEL	253,5	73,4	71%
GÁS	5144,9	4700,6	09%
GÁS PROCESSADO	461,7	461,7	0%
NUCLEAR	2360,7	2326,2	01%
ÓLEO	354,6	281,2	21%

Conforme mostrado na Tabela 5.4, fica constatado que a otimização por CO₂ utilizada as térmicas que emitem menos CO₂, porém, com custo um pouco mais elevado. Como se pode observar, reduziu-se a geração a carvão (combustível que mais emite CO₂) e gerou-se mais de outros combustível mais caros.

Abaixo, tem-se uma fotografia do risco de déficit na otimização pelo Custo

Risco de déficit[%] Sistema S/SE/CO:	Risco de déficit[%] Sistema N:	Déficit médio anual [MW] NE:
Ano 2013: 0.00	Ano 2013: 0.00	Ano 2013: 0.00
Ano 2014: 0.00	Ano 2014: 0.00	Ano 2014: 0.00
Ano 2015: 0.00	Ano 2015: 0.00	Ano 2015: 0.00
Ano 2016: 0.00	Ano 2016: 0.00	Ano 2016: 0.00
Ano 2017: 1.39	Ano 2017: 1.39	Ano 2017: 0.04
Ano 2018: 1.39	Ano 2018: 1.39	Ano 2018: 0.92
Ano 2019: 5.56	Ano 2019: 5.56	Ano 2019: 5.64
Ano 2020: 8.33	Ano 2020: 8.33	Ano 2020: 15.85
Ano 2021: 12.50	Ano 2021: 12.50	Ano 2021: 38.03
Ano 2022: 18.06	Ano 2022: 18.06	Ano 2022: 77.09
Risco de déficit[%] Sistema NE:	Déficit médio anual [MW] Sistema S/SE/CO:	Déficit médio anual [MW] N:
Ano 2013: 0.00	Ano 2013: 0.00	Ano 2013: 0.00
Ano 2014: 0.00	Ano 2014: 0.00	Ano 2014: 0.00
Ano 2015: 0.00	Ano 2015: 0.00	Ano 2015: 0.00
Ano 2016: 0.00	Ano 2016: 0.00	Ano 2016: 0.00
Ano 2017: 1.39	Ano 2017: 0.06	Ano 2017: 0.04
Ano 2018: 1.39	Ano 2018: 1.46	Ano 2018: 1.35
Ano 2019: 5.56	Ano 2019: 12.08	Ano 2019: 10.57
Ano 2020: 8.33	Ano 2020: 53.50	Ano 2020: 36.88
Ano 2021: 12.50	Ano 2021: 185.35	Ano 2021: 96.11
Ano 2022: 18.06	Ano 2022: 393.26	Ano 2022: 174.71

Comparando-se abaixo uma fotografia do risco de déficit na otimização por CO₂

Risco de déficit[%] Sistema S/SE/CO:	Risco de déficit[%] Sistema N:	Déficit médio anual [MW] Sistema NE:
Ano 2013: 0.00	Ano 2013: 0.00	Ano 2013: 0.00
Ano 2014: 0.00	Ano 2014: 0.00	Ano 2014: 0.00
Ano 2015: 0.00	Ano 2015: 0.00	Ano 2015: 0.00
Ano 2016: 0.00	Ano 2016: 0.00	Ano 2016: 0.00
Ano 2017: 1.39	Ano 2017: 1.39	Ano 2017: 0.04
Ano 2018: 1.39	Ano 2018: 1.39	Ano 2018: 0.92
Ano 2019: 5.56	Ano 2019: 5.56	Ano 2019: 5.66
Ano 2020: 8.33	Ano 2020: 8.33	Ano 2020: 15.89
Ano 2021: 12.50	Ano 2021: 12.50	Ano 2021: 38.10
Ano 2022: 18.06	Ano 2022: 18.06	Ano 2022: 77.14
Risco de déficit[%] Sistema NE:	Déficit médio anual [MW] Sistema S/SE/CO:	Déficit médio anual [MW] Sistema N:
Ano 2013: 0.00	Ano 2013: 0.00	Ano 2013: 0.00
Ano 2014: 0.00	Ano 2014: 0.00	Ano 2014: 0.00
Ano 2015: 0.00	Ano 2015: 0.00	Ano 2015: 0.00
Ano 2016: 0.00	Ano 2016: 0.00	Ano 2016: 0.00
Ano 2017: 1.39	Ano 2017: 0.06	Ano 2017: 0.04
Ano 2018: 1.39	Ano 2018: 1.49	Ano 2018: 1.35
Ano 2019: 5.56	Ano 2019: 12.35	Ano 2019: 10.62
Ano 2020: 8.33	Ano 2020: 53.83	Ano 2020: 36.75
Ano 2021: 12.50	Ano 2021: 185.55	Ano 2021: 95.93
Ano 2022: 18.06	Ano 2022: 395.09	Ano 2022: 175.37

Constata-se que o risco de déficit praticamente não varia. Apenas, otimiza-se pela fonte menos polutente.

CAPÍTULO 6

6 Conclusões e Trabalhos Futuros

A análise do atual sistema elétrico brasileiro em seus principais aspectos, tanto na geração, verificando a segurança energética, econômica e ambiental; como no consumo demonstrou o crescimento constante e gradual da carga e conseqüentemente o aumento nas emissões de gases de efeito estufa.

Percebe-se também que os ganhos reais de conservação de energia e eficiência energética ainda são muito discretos e destoam com o crescimento da carga e das emissões de CO₂.

A análise de diversos Planos da EPE sobre a conservação de energia e eficiência energética mostrou que as metas estipuladas estão sendo postergadas a cada plano.

Constata-se que se continuar a projeção atual, a tendência é que a cada ano que se passa as emissões provenientes da geração e do consumo devem aumentar consideravelmente.

No que diz respeito à geração do SIN, verifica-se que a otimização por CO₂, metodologia implementada nesta tese, pode contribuir significativamente na redução da emissões de CO₂ provenientes da geração.

Tomando-se como objetivo a minimização de CO₂ em ações efetivas de eficiência energéticas, que impliquem em redução do consumo, demonstrou redução do custo e das emissões nas alternativas energéticas analisadas.

A minimização de emissão de CO₂ como critério de otimalidade demonstrou que a ampliação do parque nuclear é de suma importância na redução das emissões, bem como na redução de custo e ainda torna o sistema mais robusto; ou seja, aumenta-se a segurança energética. É importante frisar também que a entrada em operação de Angra 3, na data prevista de 2013, teria minimizado os custos e as emissões dos dias atuais.

Em relação ao consumo, constata-se claramente que ainda existe um potencial muito grande de economia de energia elétrica através do uso de técnicas de eficiência energética, tais como, as propostas simuladas no sistema de bombeamento do LAMOTRIZ, podendo ser utilizada como protótipo de testes de grandes processos

industriais que buscam aumentar a eficiência energética e melhorar a qualidade de energia desses sistemas. Salienta-se ainda que todo o trabalho de mitigação do consumo, pode ser implementado em sistemas motrizes industriais de uma forma geral, tais como, compressores e exaustores.

Em relação à expansão do planejamento elétrico, seria promissor realizar novas simulações de trocas de térmicas convencionais por nucleares ou outras fontes. Recomenda-se e espera-se que os planos de longo e médio prazo como o quinquenal, contemple a ampliação de novas políticas de investimentos em fontes de energia nuclear, contribuindo assim diretamente na mitigação das emissões de CO₂ na geração de energia elétrica.

Em relação ao consumo, é importante que técnicas, como as apresentadas nessa tese, que visam à minimização de emissões de CO₂ sejam implementadas imediatamente, especialmente em ambientes industriais que respondem por quase cinquenta por cento do consumo de energia elétrica no país.

Ferramentas de inteligência artificial poderão ser implementadas na busca de previsões na geração e no consumo, tentando assim auxiliar diretamente os tomadores de decisão a realizarem um planejamento de curto, médio e longo prazo mais eficiente que contemple também as emissões de CO₂ e não apenas o custo.

Quantificar a economia gerada em relação ao custo da redução, quando na otimização do sistema pela função CO₂.

Assim sendo, entende-se que este trabalho colabora diretamente com as metas de redução de gases de efeito estufa, especialmente o dióxido de carbono.

REFERÊNCIAS

- [ACEEE, 2014] AMERICAN COUNCIL FOR AN ENERGY-EFFICIENCY ECONOMY (ACEEE).Disponível em www.aceee.org.Acessadoemjulho/2014.
- [ALFARRAA ET AL 2012], H. J., ABU-HIJLEH, B., “The potential role of nuclear energy in mitigating CO2 emissions in the United Arab Emirates”. *Energy Policy* 42 p. 272–285, 2012.
- [ALMEIDA ET AL, 2005] ALMEIDA, A. T., FERREIRA, F. J. T. E. and BOTH, D., “Technical and Economical Considerations in the Application of Variable-Speed Drives With Electric Motor Systems”. *IEE Proc.-Electr. Power Appl.* Vol 41, N°1 January/February p. 188-199, 2005.
- [ANEEL, 2005] ANEEL; Cadernos Temáticos – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para Geração de Energia Elétrica , 2005; Disponível em: www.aneel.org.br; Acesso em 27/03/2015
- [ANEEL, 2015] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Disponível em: www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil. Acessado em abril/2015.
- [ANEEL, 2015] ANEEL; Atlas de energia elétrica no Brasil; Disponível em: www.aneel.org.br; Acesso em 26/03/2015.
- [AQUINO ET AL 2008] AQUINO, R. R. B., LINS, Z. D., ROSAS, P. A. C., CORDEIRO, L. F. A., RIBEIRO, J. R., TAVARES, I. A., AMORIM, P. S., “EFICIENTIZAÇÃO ENERGÉTICA EM MÉTODOS DE CONTROLE DE VAZÃO”. In: VIII Conferência Internacional de Aplicações Industriais, 2008, POÇOS DE CALDAS. INDUSCON, 2008.
- [AQUINO ET AL 2009b] AQUINO, R. R. B., LINS, Z. D., ROSAS, P. A. C., CORDEIRO, L. F. A., RIBEIRO, J. R., TAVARES, I. A., AMORIM, P. S., “Eficiência Energética em Métodos de Controle de Vazão”. *Eletricidade Moderna*, v. 425, p. 84-93, 2009.
- [AQUINO ET AL, 2001] AQUINO, R.R B., “Redes Neurais Artificiais Recorrentes: Uma Aplicação à Otimização da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Geração”. Tese de Doutorado, Universidade Federal da Paraíba, Brasil, 2001
- [AQUINO ET AL, 2009a] AQUINO, R. R. B., LINS, Z. D., ROSAS, P. A. C., CORDEIRO, L. F. A., RIBEIRO, J. R., AMORIM, P. S., TAVARES, I. A., “Eficiência Energética no Controle e Automação de Processos Industriais”. *Eletrônica de Potência*, v.14, p. 117-123, 2009.
- [AQUINO ET AL, 2010] AQUINO, R. R. B., LIRA, M. M. S., MARINHO, M. H. N., TAVARES, I. A., CORDEIRO, L. F. A., “Inflow Forecasting Models based on Artificial Intelligence”. In: WCCI IEEE World Congress on Computational Intelligence, IJCNN, New Jersey. IEEE Computational Intelligence Society, 2010. p. 2403-2408., 2010.
- [BARROSO ET AL, 2003] BARROSO, L.A., GRANVILLE, S., TRINKENREICH, J., PEREIRA, M. V., LINO, P., “Managing Hydrological Risks in Hydro-Based Portfolios”. *IEEE*, 2003.
- [BASTOS, 2004] BASTOS, R.F., “Análise Energética e Exergética da Indústria de Cimento”. Dissertação de mestrado, UFMG, Belo Horizonte, 101 p, 2004.

- [BELLMAN, 2010] BELLMAN, R. E.; Dynamic Programming. Princeton: University Press, 2010.
- [BEN, 2014] BEN- Balanço Energético Nacional. Síntese do relatório final, 2014.
- [BONEZZI, 2005] BONEZZI, C.B., “Competitividade Ambiental da Siderurgia Brasileira”. Dissertação de mestrado, UnB, Brasília, 102 p, 2005.
- [CARVALHO & SAUER, 2009] CARVALHO, J.F., SAUER, I.L., “Does Brazil need new nuclear power plants?”. Energy Policy 37, 1580–1584, 2009.
- [CARVALHO ET AL, 2006] CARVALHO, A. R. L., CUNHA, S. H. F., e PORTO, T. O., “Manual de Planejamento – Metodologia, critérios e Procedimentos”. Planejamento da Expansão da Geração. EPE, 2006.
- [CCAP, 2007] CCAP. Greenhouse Gas Mitigation in China, Brazil, and Mexico: Recent Efforts and Implications, Center for Clean Air Policy, 2007.
- [CEPEL, 2003] CEPEL, “Modelo Decomp Manual de Referência”, Versão 11.0, Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, Brasil, 2003.
- [CGI, 2009] Contraction and Convergence” do Global Commons Institute (GCI, 2009)
- [CHANDELER ET AL, 2007] CHANDLER, W., SCHAEFFER, R., DADI, Z., SHUKLA, P.R., TUDELA, F., DAVIDSON, O., APAN-ATAMER, S., “Climate Change Mitigation in Developing Countries: Brazil, China, India, Mexico, South Africa, and Turkey. Pew Center on Global Climate Change”. 76p, 2007.
- [CHOI ET AL, 2012] CHOI, Y., ZHANG, N., ZHOU, P., “Efficiency and abatement costs of energy-related CO₂ emissions in China: A slacks-based efficiency measure”. Applied Energy 98 p.198–208, 2012.
- [COPENHAGEN ACCORD, 2009] COPENHAGEN ACCORD - The United Nation Climate Change Conference. In: Copenhagen, 2009.
- [COSTA, 2002] COSTA, M.M., “Princípios de Ecologia Industrial Aplicados à Sustentabilidade Ambiental e aos Sistemas de Produção de Aço”. Tese de doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [DA SILVA, 2011] DA SILVA, J. B.; Análise de Métodos de Pontos Interiores para Programação Linear Aplicados ao Problema de Despacho de Geração; Recife, 2011.
- [DE ALMEIDA ET AL, 2005], DE ALMEIDA, A. T., FERREIRA, F. J. T. E., FONSECA, P., CHERITIEN, B., FALKNER H., REICHERT, J. C. C., WEST, M., NIELSEN, S. B. and BOTH, D., “VSDs for Electric Motor Systems”, 2005.
- [DESTER, 2013] DESTER, M., “Estudo comparativo das tecnologias para produção de energia elétrica utilizando análise multicritério e seu uso como ferramenta de apoio no planejamento da expansão da oferta de energia elétrica” .XXII SNPTEE, Outubro, Brasília/DF, 2013.
- [EDMOND, 2005] EDMONDS, J., “Two Degrees of Climate Change. In: Avoiding Dangerous climate Change”. A Scientific Symposium on Stabilisation of Greenhouse Gases. Exeter, UK. Apresentação Power Point, 2005.
- [EPE, 2011] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [Online]. Disponível: <http://www.epe.gov.br>
- [EPE, 2011] PLANO NACIONAL 2020, Expansão da Oferta. Disponível em: <<http://www.epe.gov/list/estudos>>.
- [FEARNSIDE, 2008] FEARNSTIDE, P. M., Hidrelétricas como “fábricas de metano”: o papel dos Reservatórios em áreas de floresta tropical na emissão de gases de efeito estufa. Oecol. Bras., 12 (1): 100-115, 2008
- [FERNANDES, 1988] FERNANDES, F.G., Análise do Consumo e Eficiência e da Viabilidade do Aumento de Eficiência de Energia para Fins Térmicos dos Principais

Setores Industriais pelo Balanceamento de Energia Térmica e Elétrica. Tese de doutorado, UNESP, São Paulo, 309p, 1988.

[FGV, 2013] FGV. “O Futuro Energético e a Geração Nuclear”. n°19. FGV Projetos: Rio de Janeiro, 2013

[FORTUNATO, 1990] FORTUNATO, L. A. M., NETO, T. A. A., ALBUQUERQUE, J. C. R, e PEREIRA, M. V. F, “Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica”, Universidade Federal Fluminense, Brasil, 1990

[GLOBO, 2014] <http://globo.com/rede-globo/jornal-da-globo/t/edicoes/v/china-investe-para-vencer-a-guerra-contra-a-poluicao-em-todo-o-pais/3527732/> - acessado em 28 de julho de 2014.

[HARMSSEN, 2013] HARMSSEN, R., GRAUS, W., “How much CO2 emissions do we reduce by saving electricity? A focus on methods”. Energy Policy 60 p. 803–812, 2013.

[HENRIQUES, 1995] HENRIQUES JR., M., “Uso de Energia na Indústria Energointensiva Brasileira: Indicadores de Eficiência e Potencial de Economia de Energia”. Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 223 p, 1995.

[HOFFERT ET AL, 2002] HOFFERT, M., CALDEIRA, K., BENFORD, G. CRISWELL, D., HERZOG, H., JAIN, A., KHESHGI, H., LACKNER, K., LEWIS, J., LIGHTFOOT, H., MANHEIMER, W., MANKINS, J., MAUEL, M., PERKINS, L., SCHESINGER, M., VOLK, T. WIGLEY, T., “Advanced Technology Paths to Global”, 2002.

[IC, 2002] INSTITUTO CIDADANIA – IC., “Diretrizes e linhas de ação para o Setor Elétrico Brasileiro”. Coordenador: Luiz Pinguelli Rosa. Rio de Janeiro: IC, 2002.

[IC, 2014] <http://www.institutocarbonobrasil.org.br/ecossistemas/agua> - acessado em julho de 2014.

[IEA, 2007] IEA. “Tracking Industrial Energy Efficiency and CO₂ Emissions”. International Energy Agency, OECD/IEA, Paris, 321p, 2007.

[IEA, 2008] IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2008. Paris: OECD/IEA, 2008.

[IEA, 2008a] IEA “Energy Technology Perspectives 2008”. International Energy Agency, OECD/IEA, Paris, 646p, 2008a.

[IEA, 2009] IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2009. Paris: OECD/IEA, 2009

[IEA, 2009a] IEA., “How the Energy Sector Can Deliver on Climate Agreement. Agreement in Copenhagen – special early excerpt of the World Energy Outlook 2009 for the Bangkok UNFCCC meeting. Climate Stability Energy for a Greenhouse Planet”, Science Compass, 26 p, 2009a.

[IEA, 2013] IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2013. Paris: OECD/IEA, 2013.

[IPCC, 2007] IPCC – INTERGOVERNMENTAL PANEL CLIMATE CHANGE. **Cambio climático**: informe de síntesis. Genebra, Suíça, 2007.

[IPCC, 2008] I.I. P. ON CLIMATE CHANGE. Climate change and water. Technical Paper, IPCC, Geneva. 2008.

[IPCC, 2010] IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – Volume 2: Energy (IPCC, 2010)

[IPCC-WGIII, 2007] IPCC-WGIII “Contribuição do Grupo de trabalho III ao 4º. Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima”, 2007.

[IPEA, 2015] INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA)- Disponível em : <<http://www.ipea.gov.br>>

- [IPT, 1992] IPT., “Consumo de Energia na Indústria Brasileira - Setores Industriais Intensivos em Energia”, Seminário CEE/Brasil, São Paulo, vols. siderurgia, papel e celulose, petroquímica e cimento, 1992.
- [JANG, 1993] JANG, J. S. R., “ANFIS: Adaptive-Network-Based Fuzzy Inference System”. IEEE Transactions on Systems Man and cybernetics vol. 23, 1993.
- [JANG, 1995] JANG, J. S. R., SUN, C. T. “Neuro-Fuzzy Modeling and Control”. Proceedings of the IEEE, vol. 83, 1995.
- [JUNOR, 2012] JUNIOR, S. N. C.; Pré-Despacho Hidrotérmico Baseado na Maximização Dos Lucros Dos Agentes Geradores Via Otimização Por Enxame de Partículas; Trabalho de Conclusão de Curso, UFMA, 2012.
- [KARALLI ET AL, 2014] KARALI, N., XU, T., SATHAYE, J., “Reducing energy consumption and CO2 emissions by energy efficiency measures and international trading: A bottom-up modeling for the U.S. iron and steel sector”. Applied Energy 120 p.133–146, 2014.
- [KARMARKAR, 1984] KARMARKAR, N. A., “A New Polynomial Time Algorithm for Linear Programming”, *Combinatorica* (4): 373–395, 1984
- [KEMENES, 2007] KEMENES, A., FORSBERG, B. R., MELACK, J. M., Methane release below a tropical hydroelectric dam *Geophysical Research Letters* 23 June 2007 Vol.: 34, L12809 DOI: 10.1029/2007GL029479
- [KREWITT, 2007] KREWITT, W., SIMONS, S., GRAUS, W., TESKE, S., [ZERVOS, 2007] ZERVOS, A. SCÄEFER, O., “The 2°C Scenario – a Sustainable World Perspective”, *Energy Policy*, vol. 35, issue 10, p.4969-90, 2007.
- [LA ROVERE ET AL, 2002] LA ROVERE, E.L., AMERICANO, B.B., “Domestic Actions Contributing to the Mitigation of GHG Emissions from Power Generation in Brazil”, *Climate Policy*, Sept., vol. 3 (2-3), pp.247-254, 2002.
- [LA ROVERE ET AL, 2006] LA ROVERE, E.L., PEREIRA, A.; AVZARADEL, C.; SIMÕES, A., DUBEUX, C.B., MARIANO, J., SOARES, J.B., COSTA, R, WILLS, W., “Brazil: Greenhouse Gas Mitigation in Brazil: Scenarios and Opportunities Through 2025”.Center for Clean Air Policy / CentroClima, 327p, 2006.
- [LA ROVERE, 2007] LA ROVERE, E., PEREIRA, A., SIMÕES, A., PEEIRA, A., GARG, A., HALNAES, K., DUBEUX, C., COSTA, R., “Development First: Linking Energy and Emissions Policies with Sustainable Development for Brazil”. UNEP – RISØ Centre, 88p, 2007.
- [LIAO ET AL, 2013] LIAO, H., DU, J., WEI, Y.M., “Energy conservation in China: Key provincial sectors at two-digit level”. *Applied Energy* 104 p. 457–465, 2013.
- [LIN ET AL, 2014] LIN, B., MOUBARAK, M., “Mitigation potential of carbon dioxide emissions in the Chinese textile industry”. *Applied Energy* 113 p.781–787, 2014.
- [LOVELOCK, 2006] LOVELOCK, J. A., “Vingança de Gaia”.Rio de Janeiro: Intrínseca.159p. – tradução de Ivo Korytowski. ISBN 85-98078-16-6, 2006.
- [LUCENA ET AL, 2009a] LUCENA, A. F. P. ; SCHAEFFER, R. ; SZKLO, A. S. ; SOUZA, R. R. ; BORBA, B. S.M. C. ; COSTA, I. V. L. ; PEREIRA JR, A. O. ; [CUNHA, 2009] CUNHA, S. H. F., 2009. The Vulnerability of Renewable Energy to Climate Change in Brazil. *Energy Policy*, v. 37, p. 879-889. //
- [LUCENA ET AL, 2009b] LUCENA, A.F. P.; SZKLO, A. S.; SCHAEFFER, R., 2009b. Least-cost Adaptation Options for Global Climate Change Impacts on the Brazilian Electric Power System, *Global Environmental Change*, submitted.
- [MARZANO, 2013] MARZANO, L. G. B., MACEIRA, M. E. P., JUSTINO, T. C., [MELO, 2013] MELO, A. C. G., “Avaliação de critérios de cálculo da garantia física total do SIN”. XXII SNPTEE, Outubro, Brasília/DF, 2013.

- [MCKINSEY, 2009] MCKINSEY. “Caminhos Para Uma Economia de Baixa Emissão de Carbono no Brasil”. McKinsey & Company, 47p, 2009.
- [MCT, 2009] MCT; Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0207/207624.pdf, 2009>
- [MCT, 2015] Fatores de Emissão de CO₂ para utilizações que necessitam do fator médio de emissão do Sistema Interligado Nacional do Brasil, como, por exemplo, inventários corporativos , <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74694.html> .
- [MCT, 2015a] Fatores de emissão médios de CO₂ Grid Mês Ano , <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html#ancora> .
- [MEC, 2015] <http://portaldoprofessor.mec.gov.br> – acessado em 31 de março de 2015.
- [MEHROTRA, 1992] MEHROTRA, S., “On the implementation of a primal dual interior point method”, SIAM J. on Optimization (2): 575–601, 1992.
- [MENYAH ET AL, 2010] MENYAH, K., RUFANEL, Y. W., “CO₂ emissions, nuclear energy, renewable energy and economic growth in the US”. Energy Policy 38 p. 2911–2915, 2010.
- [METODOLOGIA ACM02, 2006] METODOLOGIA ACM02 Metodologia consolidada de linha de base para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis” (ACM0002 – Versão 6). 19 de Maio de 2006. Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/AS1DOF3L010BY57ZT2UZNQ8Y9K83CN/view.html>>
- [MME, 2005] MME/FDTE. Balanço de Energia Útil 2005. Brasília: MME, 2005.
- [MME, 2007] MME. Ministério de Minas e Energia. “Plano Nacional de Energia 2030 - PNE 2030”. Empresa de Pesquisa Energética. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Estratégico. MME/EPE, 2007
- [MME, 2010] MME. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 – PDE 2019**. Empresa de Pesquisa Energética. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Estratégico. MME/EPE, 2010
- [MME, 2011] MME. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 – PDE 2020**. Empresa de Pesquisa Energética. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Estratégico. MME/EPE, 2011
- [MME, 2012] MME. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 – PDE 2021**. Empresa de Pesquisa Energética. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Estratégico. MME/EPE, 2012
- [MME, 2013] MME. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 – PDE 2022**. Empresa de Pesquisa Energética. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Estratégico. MME/EPE, 2013.
- [MULVANEY, 2014] MULVANEY, D. Solar’s Green Dilemma. Must cheaper photovoltaics come with a higher environmental price tag IEEE Spectrum, September, 26–29, 2014.
- [NOCEDAL, 2006] NOCEDAL, J., and WRIGHT, S. J, Numerical Optimization, Springer, 2006
- [OLIVEIRA, 1994] OLIVEIRA, A., CASSIOLATO, J., MARTINS, L., “Indicadores e Usos de Energia Elétrica nos Setores Energo-intensivos” - Relatório Executivo, Instituto de Economia Industrial, Rio de Janeiro, 1994.
- [ONS, 2015] ONS; Atualização de Séries Históricas de Vazões, Período 1931 a 2013; Disponível em: http://www.ons.org.br/operacao/vazoes_naturais.aspx; Acesso em março/2015.
- [ONS 2015a] http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia_out.aspx?area=

-
- [PACALA & SOCOLOW, 2004] PACALA, S., SOCOLOW, R., “Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for The Next 50 Years With Current Technologies”. *Science*, vol. 35, 968-972, 2004.
- [PACCA, 2003] PACCA, S. A., “Global Warming Effect Applied to Electricity Generation Technologies”. Tese de Doutorado. University of California, Berkeley – USA, 169p, 2003.
- [PEN, 2013] PEN 2013. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. “Plano da Operação Energética 2013/2017, 2013
- [PEREIRA, 2006] PEREIRA, A. F. S.; Planejamento da Operação Energética e da Manutenção no Sistema Hidrotérmico de Potência Brasileiro. Dissertação de Mestrado; UNICAMP, 2006.
- [PHYLIPSEN, 2002] PHYLIPSEN, G.J.M., BLOK, K., BODE, J.W., “Industrial Energy Efficiency in the Climate Change Debate: Comparing the US and Major Developing Countries”. *Energy for Sustainable Development*, v. 6, issue4, Dec., p.30-4, 2002.
- [PORTAL PCH, 2014] PORTAL PCH – www.portalpch.com.br – acessado em 25 de julho de 2014.
- [RAMOS, 2011] RAMOS, T. P.; Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas Baseados em Técnicas de Programação Não Linear Integrado com o Modelo de Decisão Estratégica. p. 95, Dissertação (Mestrado), Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF, 2011.
- [RISSI, 2009] RISSI, G. F.; Modelo de otimização de despacho hidrotérmico com risco de déficit controlado; Trabalho de conclusão do curso de Engenharia Elétrica apresentado à escola de engenharia de São Carlos, 2009.
- [RODRIGUES, 2003] RODRIGUES, G., “Características de vento da região nordeste - análise, modelagem e aplicações para projetos de centrais eólicas”, Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Pernambuco, Brasil, 2003.
- [ROHATGI, 1994] ROHATGI, J. S., NELSON, V., “Wind Characteristics - An Analysis for the Generation of Wind Power”, Alternative Energy Institute, WestTexasANMUniversity, 1994
- [ROSA ET AL, 2002] ROSA, L.P.; SIKAR, B.M.; DOS SANTOS, M.A. & SIKAR, E.M. 2002. Emissões de dióxido de carbono e de metano pelos reservatórios hidrelétricos brasileiros. Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa. Relatórios de Referência. Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE) Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), Brasília, DF. 119 p. http://www.mct.gov.br/clima/comunic_old/pdf/metano_p.pdf.
- [ROSA ET AL, 2004] ROSA, L.P.; DOS SANTOS, M.A.; MATVIENKO, B.; DOS SANTOS, E.O. & SIKAR, E. 2004. Greenhouse gases emissions by hydroelectric reservoirs in tropical regions. *Climatic Change*, 66(1-2): 9-21.
- [SANTOS ET AL 2013] SANTOS, R. L. P., ROSA, L. P., AROUCA., M. C., RIBEIRO, A. E. D., “The importance of nuclear energy for the expansion of Brazil's electricity grid”. *Energy Policy* 60 p. 284–289, 2013.
- [SANTOS ET AL, 2005] SANTOS, V. A., PERRONE, F. P. D., FERREIRA, A. C., OLIVEIRA, L. H., SOARES, G.A., MOTTA, R. B., MOYA, H. C. e PIFFER R.(2005) “Otimização de Sistemas Motrizes Industriais”. VI SBQEE p 727-732, 21 a 24 de agosto de 2005.
- [SANTOS, 2014] SANTOS, R. L. P., “A Energia Nuclear no Sistema Elétrico Brasileiro”. f. 154. Tese (Doutorado em Engenharia) - Ciências em Planejamento Energético- COPPE/UFRJ. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

- [SAVOLAINEN, 2004] SAVOLAINEN, A., “Hacia um futuro major” Revista ABB, p.34-38, 2004.
- [SCHORNAGEL ET AL, 2012] SCHORNAGEL, J., NIELE, F., WORRELL, E., BOGGEMANN, M.. Water accounting for (agro) industrial operations and its application to energy pathways, Resources, Conservation and Recycling, Elsevier, Amsterdam. V. Vol 61. P. 1 -15. 2012.
- [SHRESTHA, 2010] SHRESTHA, R. M., PRADHAN, S., “Co-benefits of CO2 emission reduction in a developing country”. Energy Policy 38 p. 2586–2597, 2010.
- [SOARES, 1987] SOARES, S.; Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. Revista SBA – Controle e Automação, 1987.
- [SOARES, 1998] SOARES, J.B., “Potencial de Conservação de Energia e de Mitigação das Emissões de Gases de Efeito Estufa para a Indústria Brasileira de Cimento *Portland*”. Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 198 p, 1998.
- [SOUZA, 2008] SOUZA, B. B; Aplicação do Impacto da Representação Explícita de Bacias Hidrográficas Através do Acoplamento Hidráulico no Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, 2008.
- [SZKLO, 2005] SZKLO, A. S., SCHAEFFER, R., SCHULLER, M. E., CHANDLER, W., “Brazilian energy policies side-effects on CO2 emissions reduction”. Energy Policy 33 p. 349–364, 2005.
- [TAKAGI & SUGENO, 1985] TAKAGI, T., SUGENO, M., “Fuzzy Identification of Systems and Its Applications to Modeling and Control”, IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, 1985.
- [TERRY ET AL, 1981] TERRY, L. A.; PEREIRA, M. V. F.; NETO, T. A. A.; SILVA, L. F. A.; SALES, P. R. H.; Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System. In Interfaces, 1981.
- [TERRY ET AL, 2014] TERRY, L. A., PEREIRA, M. V. F., ARARIPE, N. T. A., SILVA, L. F. C. A., SALES, P. R. H., Coordinating the energy generation of the Brazilian national hydrothermal electrical generating system. Interfaces, v. 16, n. 1, p. 16-38, January/February 1986.; Disponível em: <<http://interfaces.journal.infoms.org/content/16/1/16.abstract>>; Acesso em 26/11/2014
- [UN FAO, 2012] Aquastat data base. UN FAO, Rome. P. [HTTP://www.fao.org/nr/water/aquastat/man/index.stm](http://www.fao.org/nr/water/aquastat/man/index.stm).2012.
- [UNDP, 2007] UNDP., “Relatório de Desenvolvimento Humano 2007/2008 - Combater as Alterações Climáticas: Solidariedade Humana num Mundo Dividido”. Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento - PNUD, Ed. Almeida, Coimbra, 2007.
- [UNEP, 2011] THE BIOENERGY AND WATER NEXUS - United Nations Environment Programme (UNEP), Oeko-Institut and IEA Bioenergy Task 43, 2011.
- [UNFAO, 2010] U. N. F. UNFAO & A. ORGANIZATION. The wealth of waste: The economics of wastewater use in agriculture. UN FAO, Rome. 2010.
- [UNITED NATIONS, 1998] UNITED NATIONS. Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. 1998. Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>>.
- [VATTENFALL, 2007] VATTENFALL. Global Mapping of Greenhouse Gas Abatement Opportunities Up To 2030 - industry sector deep-dive, 2007.
- [WINDPOWER, 2015] WINDPOWER; Danish Wind Industry Association; Disponível em : www.windpower.org; Acesso feito em 31 de março de 2015.

-
- [WORREL ET AL, 2009] WORREL, E., BERNSTEIN, L., ROY, J., PRICE, L., HARNISCH, J., “Industrial Energy Efficiency and Climate Change Mitigation”. Energy Efficiency, v. 2, pp.109-123, 2009.
- [WRIGHT, 1997] WRIGHT, S. J., Primal-Dual Interior-Point Methods, SIAM, 1997
- [WRIGHT, 2004] WRIGHT, M. H., “The interior-point revolution in optimization: History, recent developments, and lasting consequences”, Bulletin of The American Mathematical Society 42(1): 39–56, 2004
- [WWA. 2012] W. W. A. PROGRAMME. The united nations world water development report 4: Managing water under uncertainty and risk, unite nations educational scientific and cultural organization. Paris. 2012.
- [WWF, 2006] WWF., “Agenda Elétrica Sustentável 2020: Estudo de Cenários para um Setor Elétrico Brasileiro Eficiente”, Seguro e Competitivo, WWF-Brasil, Brasília, 80p, 2006.
- [WWF, 2011] AGENDA Elétrica Sustentável 2020. Disponível em: <http://www.wwf.org.br/natureza_brasileira/meio_ambiente_brasil/clima/mudancas_climaticas_resultados/asust/index.cfm>.
- [YOUNG, 1996] YOUNG, R. A., Measuring Economics Benefits of the Policies and Investmentfor Water. September 1996. World Bank Technical Paper. N.338.
- [ZAMBELLI, 2009] ZAMBELLI, M.; Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional Baseado em Modelo de Controle Preditivo; Tese de doutorado. UNICAMP, 2009.
- [ZHANG, 1996] ZHANG, Y., “Solving large-scale linear programs by interior-point methods under the matlab environment”, Technical report, Optimization Methods and Software, 1996.