



AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA ECONÔMICA E ENERGÉTICA DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA ATRAVÉS DE MÚLTIPLOS CRITÉRIOS

Renata Hamilton de Ruiz

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientador: Mario Cesar Rodriguez Vidal

Rio de Janeiro

Abril de 2017

AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA ECONÔMICA E ENERGÉTICA DA MATRIZ
ELÉTRICA BRASILEIRA ATRAVÉS DE MÚLTIPLOS CRITÉRIOS

Renata Hamilton de Ruiz

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO.

Examinada por:

Prof. Mario Cesar Rodriguez Vidal, Dr.Ing

Prof. Carlos Alberto Nunes Cosenza, D.Sc

Cláudio Henrique dos Santos Grecco, D.Sc

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL DE 2017

Ruiz, Renata Hamilton de

Avaliação da segurança econômica e energética da matriz elétrica brasileira através de múltiplos critérios/ Renata Hamilton de Ruiz – Rio de Janeiro: UFRJ / COPPE, 2017.

XVIII, 169 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Mario Cesar Rodriguez Vidal

Dissertação (mestrado) – UFRJ / COPPE / Programa de Engenharia de Produção, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 126-133

1. Setor elétrico brasileiro 2. Segurança energética 3. Segurança econômica 4. Análise multicriterial. I. Vidal, Mario Cesar Rodriguez II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Produção III. Título

*A minha filha Isabel, de 8 meses,
que assistiu à defesa muito concentrada.*

AGRADECIMENTOS

Gostaria primeiramente de agradecer ao professor Mario Cesar Rodriguez Vidal, por todo o apoio e orientação neste momento tão importante. Com sua ajuda foi possível concretizar este trabalho, que seguirá em desenvolvimento.

Agradeço também ao professor Carlos Alberto Nunes Cosenza, que me cedeu seu tempo e auxílio em diversas ocasiões, inclusive participando da minha banca, presença da qual muito me orgulho.

A Claudio Henrique dos Santos Grecco por estar presente e contribuir com a banca examinadora, oferecendo conselhos excelentes que em muito contribuíram para o aperfeiçoamento desse trabalho.

Ao finado Rogerio de Aragão Bastos do Valle, que me possibilitou ganhar experiência profissional sem igual através do dia a dia do laboratório e da participação em projetos de pesquisa.

A Lindalva, Soyla e Perla por toda a assistência e amizade nesses anos.

Ao CNPq pelo apoio financeiro.

A minha família pelo suporte e incentivo e aos amigos que estiveram presentes nesta jornada, Carol, Gabi, Hugo, Lea e Maria Alice.

E um agradecimento especial ao meu marido Mikair José pelo amor e pela compreensão em todos os momentos.

Resumo da dissertação apresentada à COPPE / UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc).

AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA ECONÔMICA E ENERGÉTICA DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA ATRAVÉS DE MÚLTIPLOS CRITÉRIOS

Renata Hamilton de Ruiz

Abril/ 2017

Orientador: Mario Cesar Rodríguez Vidal

Programa: Engenharia de Produção

O setor elétrico brasileiro (SEB) está se recuperando de uma crise. No ano de 2012 foi aprovada a Medida Provisória nº 579 que, ao reduzir as tarifas de energia elétrica para o consumidor final, causou um desequilíbrio financeiro das empresas prestadoras de serviço. Essa redução nos preços ocasionou um aumento no consumo que, associado a um período de baixas aflúncias, levou os reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN) a níveis de armazenamento mais baixos do que em 2001, ano do racionamento. A grande dependência da hidroeletricidade levou o Operador Nacional do Sistema (ONS) a despachar termelétricas fora da ordem de mérito para compensar a baixa geração hidráulica, o que aumentou os custos de operação do sistema, que estão sendo repassados aos consumidores. Neste contexto, o presente trabalho se propõe a elaborar um índice de segurança econômica e energética (ISEE) da matriz elétrica brasileira, através de múltiplos critérios, visando quantificar as principais causas dessa crise, assim como propor soluções e verificar se o modelo do SEB está cumprindo com seus objetivos. Os critérios selecionados para análise são avaliados entre os anos de 2004 e 2015, de modo que se tem uma visão integrada dos fatores que contribuíram para a situação atual e se possa buscar meios eficazes de prevenir crises futuras.

Abstract of Dissertation presented to COPPE / UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc).

ASSESSMENT OF THE ECONOMIC AND ENERGY SECURITY OF THE BRAZILIAN ELECTRIC POWER MATRIX USING MULTIPLE CRITERIA

Renata Hamilton de Ruiz

April/ 2017

Advisor: Mario Cesar Rodríguez Vidal

Department: Production Engineering

The Brazilian electric power sector (SEB) is recovering from a crisis. In 2012, a law reducing electricity tariffs for end consumers caused a financial imbalance of utilities. This reduction in prices caused an increase in consumption which, associated with a period of lower rain and inflows, led the National Interconnected System (SIN) reservoirs at lower storage levels than in 2001, the year in which the country had an energy rationing. The heavy dependence on hydroelectricity forced the National System Operator (ONS) to dispatch expensive thermal power plants, in order to compensate for the lower hydro generation. This increased the system's operating costs being passed on to consumers through charges. So, this study aims to elaborate an economic and energetic security index (ISEE) of the Brazilian electric matrix through multiple criteria, in order to quantify the main causes of this crisis, as well as to propose solutions and verify the fulfillment of SEB model's objectives. The criteria selected for analysis are measured between the years 2004 and 2015, with the main purpose of assessing the contributing factors to the current situation and seeking effective means of preventing future crisis.

SUMÁRIO

Lista De Figuras	x
Lista De Tabelas	xiv
Lista De Siglas e Abreviaturas	xv
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivos	2
1.2. Justificativa.....	2
1.3. Metodologia	3
1.4. Estrutura	5
2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	7
2.1. Características gerais.....	7
2.2. Histórico	16
2.3. Racionamento de 2001	27
2.4. Modelo atual (2003).....	33
2.4.1. Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).....	39
2.4.2. Leilões do ACR	41
2.4.2.1. Leilões de geração	41
2.4.2.2. Leilões de transmissão	48
2.4.3. Formação das tarifas	49
2.5. Da reestruturação à crise (2004 a 2014).....	51
3. METODOLOGIA.....	63
3.1. Possíveis rotas metodológicas futuras.....	66
3.1.1. Método Delphi	66
3.1.2. Processo de Hierarquia Analítica (AHP).....	69
3.1.3. Lógica Fuzzy	73
4. CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO.....	75
4.1. Segurança econômica e energética.....	76
4.2. Critérios selecionados	79
4.2.1. Expansão do sistema (A1)	80

4.2.2.	Diversidade energética (A2).....	84
4.2.3.	Confiabilidade das hidrelétricas (A3).....	87
4.2.4.	Sistema de transmissão (A4)	91
4.2.5.	Confiabilidade do sistema (A5)	97
4.2.6.	Custo da energia (A6).....	100
4.2.7.	Desempenho da economia (A7).....	103
5.	APLICAÇÃO DO MODELO.....	108
5.1.	Consolidação e normalização dos dados	108
5.2.	Resultados parciais	111
5.3.	Resultado final.....	115
6.	CONCLUSÃO.....	122
6.1.	Sugestões para pesquisas futuras.....	124
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	126
	Apêndice I – Legislação ambiental brasileira.....	134
	Apêndice II – Marcos do setor elétrico	143
	Apêndice III – Fichas referentes aos critérios	147
	Apêndice IV – Tabelas de critérios	154
	Apêndice V – Valores normalizados dos critérios analisados.....	158
	Apêndice VI – Questionário de avaliação do modelo	162

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Capacidade Instalada da América Latina (2013).	8
Figura 2 - Capacidade Instalada do Brasil em fevereiro de 2016.	10
Figura 3 – Mapa do SIN (2015).	11
Figura 4 – Participação de térmicas e hidrelétricas na geração mensal de energia – Valores percentuais.....	13
Figura 5 – Geração de energia elétrica por fontes na matriz brasileira – Valores absolutos (MWmed).	15
Figura 6 - Geração de energia elétrica por fontes na matriz brasileira – Valores percentuais.	15
Figura 7 – Capacidade instalada no Brasil (1883-2014).	23
Figura 8 – Capacidade instalada no Brasil por fonte (1970 a 2014) – GW.	27
Figura 9 – Crescimentos da capacidade instalada e consumo de eletricidade no Brasil (1980-2002).....	28
Figura 10 – Depleção dos reservatórios do subsistema SE/CO e impacto previsto do racionamento (% da EAR máxima).	30
Figura 11 – Evolução do consumo de eletricidade no SIN (MWmed).	31
Figura 12 – Evolução do nível dos reservatórios no subsistema SE/CO (% da EAR máxima).	31
Figura 13 – Evolução do preço de curto prazo no MAE – subsistema SE/CO.	32
Figura 14 – Quadro institucional do SEB atual.	36
Figura 15 – Convivência entre mercado competitivo e mercado regulado.	37
Figura 16 – Tipos de leilão de geração.	42
Figura 17 – Energia nova contratada nos leilões realizados entre dez/2005 e jun/2014.	45
Figura 18 – Sistemática dos leilões de energia.	46
Figura 19 – Estrutura da receita tarifária média do Brasil (2015).	50
Figura 20 – Entrada em operação de empreendimentos de geração elétrica – nova capacidade instalada por ano (MW).	53
Figura 21 – Entrada em operação de empreendimentos de geração elétrica – valores acumulados desde 2001 (MW).	53
Figura 22 – Variação anual do consumo residencial de energia elétrica no Brasil (2005-2015).....	56

Figura 23 – Geração por fonte no SIN, em GWh (2004-2015).....	57
Figura 24 – Participação de cada fonte geradora no SIN (2002-2015).	57
Figura 25 – Evolução do GSF (2004-2015).	58
Figura 26 – Valores do PLD por subsistema e limites máximo e mínimo. Valores nominais (R\$/MWh).	59
Figura 27 – Depleção dos reservatórios de SE/CO em 2014 e 2015 (% da EAR máxima).....	60
Figura 28 – Capacidade mensal de armazenamento do SIN (2001-2015).....	60
Figura 29 – Capacidade Instalada em Construção em fevereiro de 2016.	62
Figura 30 – Sequência de execução do Método Delphi.	69
Figura 31 – Hierarquia AHP.	70
Figura 32 – Estrutura geral de um sistema de inferência fuzzy.	74
Figura 33 – PIB brasileiro (valores atualizados – dez/2015) e consumo de energia elétrica.....	77
Figura 34 – Relação entre o crescimento do PIB brasileiro e do consumo de energia elétrica.....	78
Figura 35 – Evolução do PIB brasileiro e do consumo de energia elétrica, ano base 2004.	78
Figura 36 – Critério A1.1: Capacidade instalada total (2004-2015), classificada por tipo/origem, em GW.....	83
Figura 37 – Critério A1.2: Crescimento percentual da capacidade instalada no ano (2004-2015).	83
Figura 38 – Participação percentual de cada fonte na matriz elétrica brasileira (2004-2015).	85
Figura 39 – Critério A2.2: Participação das térmicas fósseis na geração de energia elétrica.....	87
Figura 40 – Geração das UHE participantes do MRE e sua Garantia Física. ..	89
Figura 41 – Critério A3.1: GSF: geração das UHE participantes do MRE (2004-2015).	90
Figura 42 – Critério A3.2: EAR no SIN: mês com pior armazenamento do ano (2004-2015).	91
Figura 43 – Extensão das linhas de transmissão do SIN, por voltagem (km)..	92
Figura 44 – Critério A4.1 – Crescimento anual da extensão das linhas de transmissão do SIN (2004-2015).	93

Figura 45 – Energia transferida de cada subsistema (MWmed).	94
Figura 46 – Energia recebida por cada subsistema (MWmed).	95
Figura 47 – Critério A4.2: Volume de energia transportada entre subsistemas (2004-2015), em MWmed.	95
Figura 48 – Importação e exportação de energia (MWmed).....	96
Figura 49 – Critério A4.3: Exportação de energia, total anual líquido (MWmed).	96
Figura 50 – Critério A5.1: Índice de perdas globais do sistema (2004-2015) .	98
Figura 51 – Critério A5.2: Fator de Capacidade Médio do Sistema (2004-2015).....	99
Figura 52 – Critério A5.3: Indicador de robustez do SIN (2004-2014)	100
Figura 53 – Tarifas médias de eletricidade com tributos (R\$/MWh) (valores atualizados – dez/2015).	101
Figura 54 – Critério A6.1: Crescimento médio anual das tarifas de energia elétrica (%).	102
Figura 55 – Critério A6.2: Participação de encargos sobre a receita requerida das distribuidoras (2004-2015).....	103
Figura 56 – Consumo do país por classes (MWmed).	104
Figura 57 – Critério A7.1: Consumo dos setores industrial e comercial, em MWmed (2004-2015).....	105
Figura 58 – Critério A7.2: Consumo per capita de energia elétrica, em kWh/habitante (2004-2015).....	106
Figura 59 – Critério A7.3: Taxa de crescimento do PIB (2004-2015).....	107
Figura 60 – Valores associados a cada grupo de critérios.....	111
Figura 61 – Comparação entre os grupos A1, A2 e A3.	112
Figura 62 – Comparação entre os grupos A4 e A5.	113
Figura 63 – Comparação entre os grupos A6 e A7.	115
Figura 64 – ISEE: Índice de segurança econômica e energética da matriz elétrica brasileira (2004-2015).....	116
Figura 65 – Grupo A1 em comparação com o ISEE.....	117
Figura 66 – Grupo A2 em comparação com o ISEE.....	117
Figura 67 – Grupo A3 em comparação com o ISEE.....	117
Figura 68 – Grupo A4 em comparação com o ISEE.....	118
Figura 69 – Grupo A5 em comparação com o ISEE.....	118

Figura 70 – Grupo A6 em comparação com o ISEE.....	118
Figura 71 – Grupo A7 em comparação com o ISEE.....	119
Figura 72 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2004.	163
Figura 73 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2005.	164
Figura 74 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2006.	164
Figura 75 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2007.	165
Figura 76 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2008.	165
Figura 77 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2009.	166
Figura 78 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2010.	166
Figura 79 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2011.	167
Figura 80 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2012.	167
Figura 81 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2013.	168
Figura 82 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2014.	169

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Consumo de eletricidade no mundo (2013).....	8
Tabela 2 – Consumo de eletricidade residencial no mundo (2013).	8
Tabela 3 – Taxa de crescimento da capacidade instalada do Brasil (1915-1930).	18
Tabela 4 – Percentual da capacidade instalada por região do Brasil (1920- 1940).....	18
Tabela 5 – Indicadores econômicos do Brasil (1915-2013).....	24
Tabela 6 – Modelos do setor elétrico brasileiro	39
Tabela 7 - Matriz genérica de alternativas, critérios e pesos.....	71
Tabela 8 – Matriz genérica de comparação par a par da importância relativa dos critérios.	71
Tabela 9 – Escala fundamental de comparação par a par.....	72
Tabela 10 – Indicadores de uso de energia para os 30 países com menores e maiores PIB per capita (total de 142 países analisados) – 2013.....	79
Tabela 11 – Critérios pré-selecionados.	80
Tabela 12 – Classificação das fontes de energia segundo a ANEEL.....	81
Tabela 13 – Critério A2.1: Fontes que representam mais de 5% da capacidade instalada (2004-2015).....	85
Tabela 14 – Geração das UHE participantes do MRE.....	89
Tabela 15 – Perdas globais do sistema (2004-2015).....	98
Tabela 16 – Resumo dos critérios obtidos.....	109
Tabela 17 – Dados normalizados.	110
Tabela 18 – Resultado atribuído a cada grupo de critérios.	111
Tabela 19 – Segurança econômica e energética da matriz elétrica brasileira.	115
Tabela 20 – Objetivos do SEB relacionados com grupos de critérios do ISEE.	120
Tabela 21 – Marcos da legislação federal ambiental.	134
Tabela 22 – Resoluções CONAMA pertinentes ao setor de energia	136
Tabela 23 – Órgãos envolvidos no licenciamento ambiental.....	139
Tabela 24 – Marcos do setor elétrico brasileiro	143

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
AHP – Processo De Hierarquia Analítica (*Analytic Hierarchy Process*)
AIA – Avaliação de Impactos Ambientais
Amforp – *American & Foreign Power Company*
ANA – Agência Nacional de Águas
ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento (*Inter-American Development Bank*)
BIG – Banco de Informações de Geração da ANEEL
CAR – Curva de Aversão ao Risco
CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial
CCC – Conta de Consumo de Combustíveis
CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
CEBRI – Centro Brasileiro de Relações Internacionais
CGENE – Coordenação Geral de Infraestrutura de Energia Elétrica
CGH – central geradora hidrelétrica
CHESF – Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CIA – Agência Central de Inteligência dos EUA (*Central Intelligence Agency*)
CMO – Custo Marginal de Operação
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAEE – Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNEN – Comissão Nacional de Energia Nuclear
CNI – Confederação Nacional da Indústria
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
CO – Centro-Oeste
COEND – Coordenação de Energia Elétrica, Nuclear e Dutos
COHID – Coordenação de Energia Hidrelétrica e Transposições
COMASE – Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico

CONAMA – Conselho Nacional de Meio Ambiente
Conta-ACR – Conta no Ambiente de Contratação Regulada
CSPG – Concessionário de Serviço Público de Geração
CVU – custo variável unitário
DF – Distrito Federal
DNAE – Departamento Nacional de Águas e Energia
DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EAR – energia armazenada (nos reservatórios do SIN)
EIA – Estudo de Impacto Ambiental
EOL – usina eólica
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EUA – Estados Unidos da América
FGV – Fundação Getúlio Vargas
FHC – Fernando Henrique Cardoso
FUNAI – Fundação Nacional do Índio
FURNAS – Central Elétrica de Furnas S.A.
GCE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
GF – garantia física
GR – grau de regularização
GSF – *generation scaling factor*
GW – gigawatt (10^6 quilowatt)
GWh – gigawatt hora
hab – habitante
Hz – hertz
IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICM-Bio – Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IDH – Índice de Desenvolvimento Humano
IGP-M – Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IPHAN – Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
ISEE – Índice de Segurança Econômica e Energética

IUEE – Imposto Único sobre Energia Elétrica
kW – quilowatt
kWh – quilowatt-hora
LA – Leilão de Ajuste
LAS – Licenciamento Ambiental Simplificado
LEE – Leilão de Energia Existente
LEN – Leilão de Energia Nova
LER – Leilão de Energia de Reserva
LFA – Leilão de Fontes Alternativas
LI – Licença de Instalação
LO – Licença de Operação
LP – Licença Prévia
MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCSD – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MG – Estado de Minas Gerais
MMA – Ministério do Meio Ambiente
MME – Ministério de Minas e Energia
MP – Medida Provisória
MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
MW – megawatt (10^3 quilowatts)
MWh – megawatt-hora
MWmed – megawatt médio
N – Norte
NE – Nordeste
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH – pequena central hidrelétrica
PE – Estado de Pernambuco
PIB – Produto Interno Bruto
PIE – produtor independente de energia
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças
PNMA – Política Nacional de Meio Ambiente
PNMC – Política Nacional de Mudanças Climáticas
PNRH – Política Nacional de Recursos Hídricos
PNRS – Política Nacional de Resíduos Sólidos

PPP – Paridade do Poder de Compra
PPT – Programa Prioritário de Termelétricidade
PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
Proinfa – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RAP – Receita Anual Permitida
REIDI – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
RGR – Reserva Global de Reversão
RIMA – Relatório de Impacto Ambiental
RJ – Estado do Rio de Janeiro
S – Sul
SAD – Sistema de Apoio a Decisão da ANEEL
SE – Sudeste
SEB – Setor Elétrico Brasileiro
SEMA – Secretaria Especial de Meio Ambiente
SFG – Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração
SIN – Sistema Interligado Nacional
Sintrel – Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica
SIPOT – Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro
SISNAMA – Sistema Nacional do Meio Ambiente
SNUC – Sistema Nacional de Unidades de Conservação
SP – Estado de São Paulo
TE – Tarifa de Energia
tep – tonelada equivalente de petróleo
TCU – Tribunal de Contas da União
TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição
TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão
TWh – terawatt-hora (10^9 quilowatt-hora)
UFV – usina solar fotovoltaica
UHE – usina hidrelétrica
UTE – usina térmica/termelétrica
UTN – usina termonuclear
WRI – *World Resources Institute*

1. INTRODUÇÃO

Diante da crise pela qual o setor elétrico brasileiro (SEB) passou nos anos de 2014 e 2015, o país deverá tomar uma série de decisões para definir o futuro da matriz elétrica. Existem opiniões divergentes a respeito de que fontes devem ser priorizadas e que mudanças devem ser feitas no modelo atual do setor.

A matriz energética desejada deve ser resultante de estudos e análises por parte do planejador, levando em conta critérios de ordenação que considerem características como disponibilidade para despacho, atendimento à ponta e confiabilidade, não só o preço, que é o único critério utilizado no momento para definir o resultado dos leilões de energia.

É importante que o país, na situação atual, invista em diversificar a matriz para reduzir os riscos da geração hidrelétrica. O modelo em que as hidrelétricas representam a principal fonte geradora do país não tem mais se mostrado eficaz. A expansão do sistema elétrico deve reconhecer o papel cada vez mais relevante de fontes renováveis, como a eólica e solar, porém precisa considerar também as incertezas associadas a essas fontes, relacionadas à variabilidade de geração em função de fatores climáticos e à necessidade de um sistema de transmissão eficiente, por conta da localização geográfica das usinas de geração. Assim, quanto mais a matriz brasileira caminhar em direção às fontes renováveis, mais vai precisar de fontes complementares e modelos contratuais que garantam a segurança energética e modicidade tarifária, o que não vem acontecendo atualmente.

Neste contexto, está inserida esta dissertação. Foi avaliado, através de múltiplos critérios, o desempenho da matriz elétrica brasileira no que se refere a sua segurança econômica e energética. A partir deste modelo de avaliação, espera-se que seja possível desvendar as causas da crise e quantificar os seus principais fatores causadores.

Nos próximos itens serão apresentados os objetivos e justificativas deste trabalho. Posteriormente será feita uma breve summa metodológica, seguida da apresentação dos capítulos.

1.1.Objetivos

O principal objetivo desta dissertação é avaliar a matriz elétrica brasileira com relação à segurança econômica e energética. Para isso, foi desenvolvido um método que se utiliza da análise de múltiplos critérios selecionados com base em revisão da literatura. A partir do método desenvolvido, foram coletados dados que permitiram a avaliação do comportamento do índice de segurança econômica e energética (ISEE) da matriz elétrica brasileira entre os anos de 2004 e 2015.

A partir do resultado, foi feita uma análise da evolução da matriz elétrica brasileira ao longo dos anos de 2004 a 2015, de modo a identificar possíveis causas da crise iniciada em 2014 e propor soluções baseadas em dados concretos. Desta forma, será possível também verificar se o novo modelo do setor elétrico, instituído em 2003, em resposta ao racionamento de energia ocorrido em 2001, está cumprindo com os objetivos propostos (modicidade tarifária, garantia de suprimento, estabilidade do marco regulatório e inserção social).

1.2.Justificativa

No ano de 2012 foi aprovada a Medida Provisória (MP) nº 579 que, ao reduzir as tarifas de energia elétrica para o consumidor final através da redução de encargos, causou um desequilíbrio financeiro das empresas prestadoras de serviço do setor elétrico. Essa redução artificial dos preços ocasionou um aumento inesperado no consumo que, associado a um período de baixas afluências, fez com que os reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN) atingissem níveis de armazenamento mais baixos do que em 2001, ano do racionamento. A grande dependência da hidroeletricidade levou o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a despachar termelétricas fora da ordem de mérito, definida pelo custo variável unitário (CVU), para compensar a baixa geração hidráulica, o que aumentou os custos de operação do sistema, que estão sendo repassados aos consumidores através de encargos, bandeiras tarifárias e aumentos substanciais nas tarifas.

Nesse contexto, faz-se necessária criação de um registro que possibilite o estudo das causas desta crise. Análises elaboradas em contexto de desequilíbrio e incerteza se constituem em importantes documentos históricos e permitem a prevenção de crises futuras.

A produção e o consumo de eletricidade estão diretamente relacionados ao crescimento econômico de um país. Assim, analisar a garantia do fornecimento de eletricidade a preços competitivos é um dos fatores que podem contribuir para o desenvolvimento do Brasil. Este trabalho se propõe a realizar esta análise, avaliando de que forma o contexto histórico levou à situação atual do setor elétrico e quais as possibilidades para o futuro.

1.3. Metodologia

A elaboração desta dissertação teve início com uma extensa revisão bibliográfica sobre o SEB e sua história, pois entende-se que é essencial compreender as origens do setor e analisar erros do passado de modo a prevenir novos períodos de crise no futuro. De fato, foi comprovada a necessidade desta análise histórica, pois tentativas de contenção da inflação através do controle de tarifas de energia já haviam se mostrado falhas no passado, como será mostrado no próximo capítulo, porém foram novamente implementadas.

A partir do entendimento desenvolvido sobre o setor, tornou-se possível a pré-seleção de critérios considerados pertinentes para a criação do ISEE. Alguns critérios pré-selecionados foram excluídos por conta da indisponibilidade de dados, outros pela dificuldade de adequação dos dados fornecidos à periodicidade anual utilizada neste trabalho. Ao final, foram escolhidos 17 critérios, organizados em 7 grupos:

- A1 – Expansão do sistema:
 - A1.1 – Capacidade instalada total;
 - A1.2 – Crescimento percentual da capacidade instalada no ano.
- A2 – Diversidade energética:

- A2.1 – Número de fontes que representam mais de 5% da capacidade instalada;
- A2.2 – Percentual de geração térmica convencional.
- A3 – Confiabilidade das hidrelétricas:
 - A3.1 – *Generation Scaling Factor* (GSF): geração das usinas hidrelétricas (UHE) participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE);
 - A3.2 – Energia armazenada (EAR) no SIN: pior armazenamento do ano.
- A4 – Sistema de transmissão:
 - A4.1 – Crescimento anual da extensão das linhas de transmissão;
 - A4.2 – Energia transportada entre subsistemas;
 - A4.3 – Exportação de energia.
- A5 – Confiabilidade do sistema:
 - A5.1 – Índice de perdas globais do sistema;
 - A5.2 – Fator de capacidade médio do parque gerador;
 - A5.3 – Indicador de robustez do SIN.
- A6 – Custo da energia:
 - A6.1 – Crescimento médio anual das tarifas de energia elétrica;
 - A6.2 – Participação de encargos sobre a receita requerida das distribuidoras;
- A7 – Desempenho da economia:
 - A7.1 – Consumo industrial e comercial;
 - A7.2 – Consumo per capita de energia elétrica;
 - A7.3 – Taxa de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB).

Foi escolhido um método simplificado capaz de suprir as necessidades presentes da pesquisa, visando um aprimoramento do modelo numa próxima etapa de execução. Os dados passaram por um processo de normalização linear, de modo que

todos os critérios apresentassem valores numa mesma escala, entre 0 e 1 (*feature scaling*), usando-se a seguinte fórmula:

Esta normalização permitiu que a média aritmética fosse calculada sem detrimento de escalas e unidades dos critérios analisados. Assim, primeiramente foram obtidos resultados parciais atribuídos a cada grupo de critérios, a partir dos quais foi calculado o resultado final do ISEE.

Em seguida, foi feita avaliação dos resultados obtidos visando responder as questões colocadas nesta introdução.

1.4. Estrutura

O presente trabalho se divide em 4 capítulos, além da Introdução e da Conclusão, totalizando 6 capítulos.

Neste Capítulo Introdutório, foi feita uma breve apresentação do tema e de sua relevância no contexto brasileiro atual, de crise econômica e política. São expostos ainda os objetivos do trabalho e suas justificativas e a metodologia é apresentada de forma resumida.

O **Capítulo 2 – O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO** contém uma revisão bibliográfica sobre o setor desde os seus primórdios, mostrando de que forma sua evolução histórica depende do contexto político e econômico do país. Marcos históricos do setor elétrico são destacados no **Apêndice II – Marcos do setor elétrico**. A Crise do Apagão em 2001, considerada como um dos momentos mais marcantes do século XXI, foi apresentada com mais destaque no **item 2.3**. O modelo atual do setor elétrico é destrinchado no **item 2.4**, que explica o MRE, detalha a sistemática dos leilões de energia, modelos de contratação e formação de tarifas. O **item 2.5** resume os acontecimentos da última década, culminando na crise vivenciada a partir do ano de 2014.

No **Capítulo 3 – METODOLOGIA**, é apresentada a metodologia escolhida para o presente trabalho, descrita resumidamente no item anterior. Também são contempladas possibilidades de aprimoramento para uma próxima etapa de execução do trabalho, através de diferentes rotas metodológicas para compilação dos dados. Foram considerados os métodos: Delphi, AHP (Processo de Hierarquia Analítica) e a Lógica Fuzzy.

O **Capítulo 4 – CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO** mostra quais os critérios selecionados para compor o ISEE, assim como uma descrição de suas características principais e importância para a segurança econômica e energética da matriz elétrica brasileira. Os critérios são apresentados em seus respectivos grupos, e os valores obtidos são analisados brevemente, a partir do entendimento obtido no **Capítulo 2**.

O **Capítulo 5 – APLICAÇÃO DO MODELO** explicita as etapas da realização do estudo, através da apresentação de tabelas e gráficos que agregam os resultados obtidos, tanto os resultados parciais de cada grupo de critérios, como o resultado final do ISEE no período analisado. Foi avaliado também de que forma cada um desses grupos de critérios influencia individualmente na qualidade da matriz energética brasileira,

O **Capítulo 6 – CONCLUSÃO** expõe os resultados da análise e destaca os pontos mais importantes do trabalho, além de propor sugestões para pesquisas futuras e aperfeiçoamento dos resultados.

2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Este capítulo apresenta o setor elétrico desde o princípio de sua formação e estruturação no Brasil, mostrando de que forma sua evolução histórica depende do contexto político e econômico do país.

Marcos históricos do setor elétrico são destacados na Tabela 24, mostrada no **Apêndice II – Marcos do setor elétrico**. A Crise do Apagão em 2001, considerada como um dos momentos mais marcantes do século XXI, foi apresentada com mais destaque no **item 2.3**. O modelo atual do setor elétrico é destrinchado no **item 2.4**, que explica o MRE, detalha a sistemática dos leilões de energia, modelos de contratação e formação de tarifas. O **item 2.5** resume os acontecimentos da última década, culminando na crise vivenciada a partir do ano de 2014.

2.1. Características gerais

O Brasil é um país de dimensão continental, com área de aproximadamente 8,5 milhões de km² e uma população de 204 milhões de habitantes em 2015, segundo estimativas da Agência Central de Inteligência dos EUA (CIA, 2015).

O país detinha em 2013 cerca de 37% da capacidade instalada da América Latina (Figura 1) (BID, 2014). Neste mesmo ano, o consumo de eletricidade do Brasil foi o 9º maior do mundo, totalizando 516 TWh, dos quais 125 TWh (cerca de 24%) foram consumidos nas residências do país (Tabela 1 e Tabela 2).

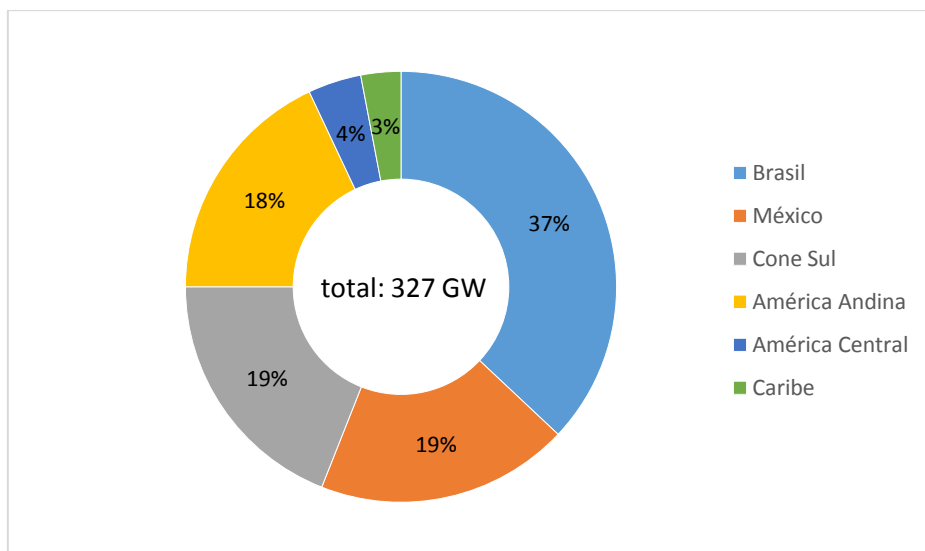


Figura 1 – Capacidade Instalada da América Latina (2013).

Fonte: Adaptado de (BID, 2014).

OBS: Cone Sul: Argentina, Chile, Paraguai, Uruguai

América Andina: Bolívia, Colômbia, Equador, Peru, Venezuela

América Central: Belize, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicarágua e Panamá

Caribe: Bahamas, Barbados, República Dominicana, Guiana, Haiti, Jamaica, Suriname, Trinidad e Tobago

Tabela 1 – Consumo de eletricidade no mundo (2013).

	País	TWh	% mundial
1	China	5.107	23,7
2	EUA	4.110	19,1
3	Japão	998	4,6
4	Índia	979	4,5
5	Rússia	938	4,4
6	Alemanha	576	2,7
7	Canadá	546	2,5
8	Coreia do Sul	524	2,4
9	Brasil	516	2,4
10	França	486	2,3
11	Reino Unido	347	1,6
12	Itália	311	1,4
13	Arábia Saudita	264	1,2
14	México	255	1,2
15	Espanha	252	1,2
	Outros	5.315	24,7
	Mundo	21.523	100,0

Fonte: Adaptado de (MME, 2015).

Tabela 2 – Consumo de eletricidade residencial no mundo (2013).

	País	TWh	% mundial
1	EUA	1.391	26,5
2	China	675	12,9
3	Japão	285	5,4
4	Índia	207	4,0
5	França	168	3,2
6	Canadá	157	3,0
7	Rússia	140	2,7
8	Alemanha	136	2,6
9	Arábia Saudita	126	2,4
10	Brasil	125	2,4
11	Reino Unido	113	2,2
12	Indonésia	76	1,4
13	Espanha	73	1,4
14	Itália	67	1,3
15	Irã	65	1,2
	Outros	1.439	27,4
	Mundo	5.244	100,0

Fonte: Adaptado de (MME, 2015).

Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Brasil possuía em fevereiro de 2016 uma capacidade instalada total de 146 GW, dos quais mais de 60% correspondem a UHE de grande porte (ANEEL, 2016), ou seja, aquelas que possuem capacidade instalada maior do que 30MW e área do reservatório maior que 3 km² (Figura 2).

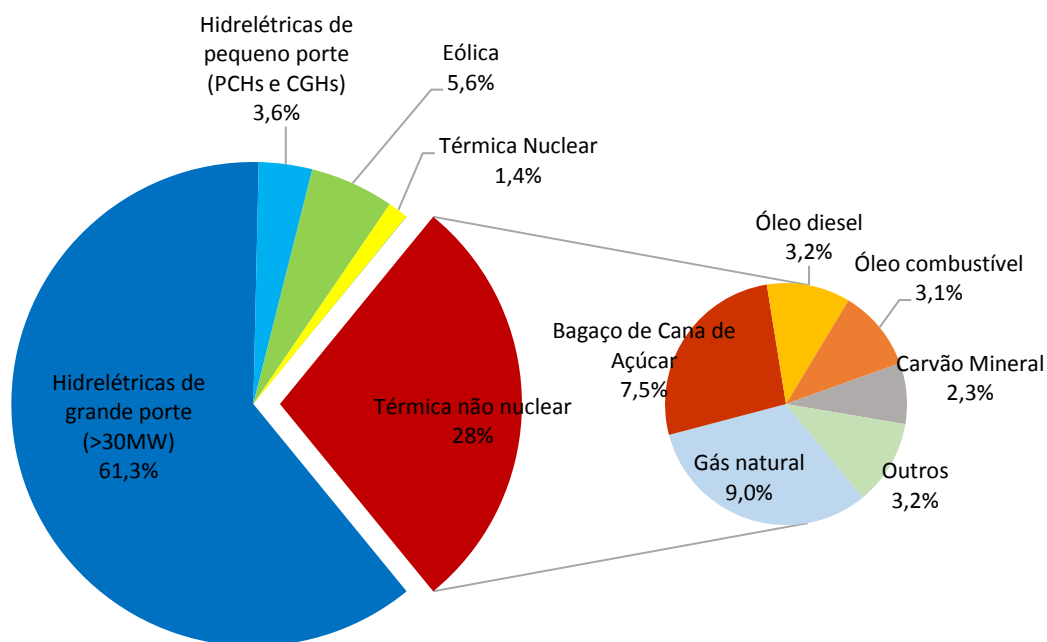


Figura 2 - Capacidade Instalada do Brasil em fevereiro de 2016.
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BIG (ANEEL, 2016).

Considerando que cerca de 65% da matriz elétrica brasileira é formada por hidrelétricas, de maior ou menor porte (Figura 2), pode-se concluir que o país é muito dependente da energia hidráulica, de modo que variações mais bruscas nos índices pluviométricos acabam por prejudicar a geração de energia.

Desde o final da década de 1990, não entraram em operação novas hidrelétricas com reservatórios de regularização plurianual (ONS, 2014) – ou seja, aqueles grandes o suficiente para armazenar água ao longo de anos, regularizando as vazões e aumentando a energia firme¹. O ONS estima que, entre 2002 e 2017, o SIN, sistema de geração e

¹ A energia firme é a “máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada” (ANEEL, 2005).

transmissão de energia elétrica que integra o país² (Figura 3), deve reduzir o grau de regularização (GR)³ do estoque de energia de 6,5 para 4,7 meses (ONS, 2013).

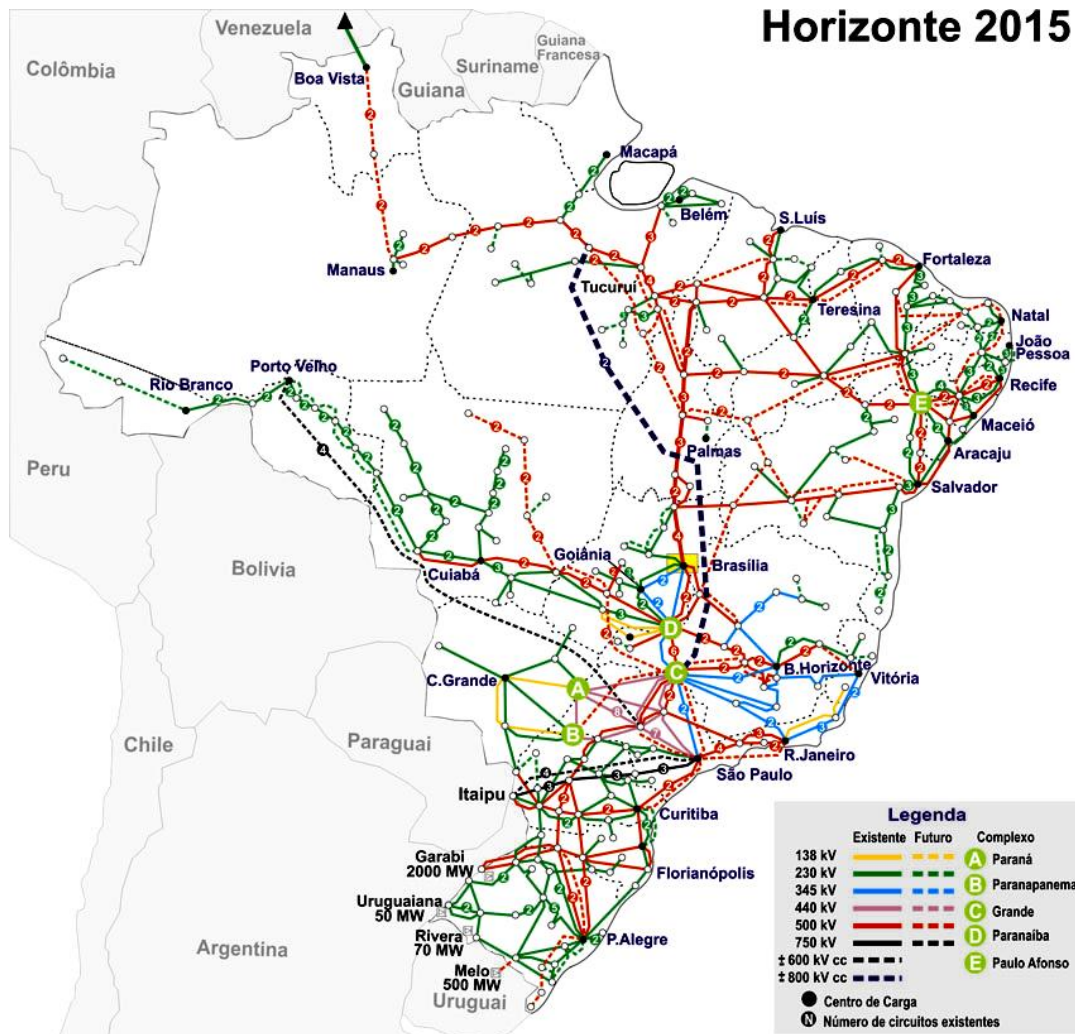


Figura 3 – Mapa do SIN (2015).
 Fonte: (ONS, 2016).

² O SIN se divide em 4 subsistemas, Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte (N). Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. Também tem conexões com Argentina, Uruguai e Paraguai (ONS, 2015) (SILVA, NETO e SEIFERT, 2016).

³ O grau ou capacidade de regularização (GR) do SIN é definido como sendo a razão entre a energia armazenada nos reservatórios e a carga a ser atendida (da qual se subtrai a geração térmica inflexível, geração a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e eólicas, pois são fontes cuja representação nos estudos de planejamento se faz através do abatimento sobre a carga projetada) (ONS, 2013).

Com redução da capacidade de armazenamento de água, acaba caindo também a participação das hidrelétricas na matriz brasileira, que já foi de mais de 90%. O SIN é majoritariamente hidrotérmico, portanto, quando a geração hidráulica é reduzida, a energia não gerada é compensada aumentando-se a geração térmica. Devido à ausência de água nos reservatórios, este tipo de geração, que inclui usinas térmicas (UTE) a gás, óleo, biomassa, carvão e nuclear, quase quadruplicou em 3 anos, passando de 4.252 MWmed em janeiro de 2012 a 15.771 MWmed em janeiro de 2015 (CCEE, 2004-2016). Como a geração hidráulica é uma das mais baratas, o aumento no despacho das térmicas fez com que os custos operacionais do SIN aumentassem consideravelmente em 2015. As concessionárias de distribuição tiveram que adquirir a energia no mercado de curto prazo (*spot*) e repassaram esse prejuízo aos consumidores através de aumentos nas tarifas de energia elétrica (reajustes ordinários, extraordinários e bandeiras tarifárias).

Em maio de 2015, 28% de toda a energia gerada no Brasil veio de fontes térmicas, sendo que, destes, quase 50% foram gerados por térmicas a gás (CCEE, 2004-2016). Essas usinas térmicas a gás foram contratadas pelo governo para suprir eventuais demandas de energia no período seco, ou seja, em média 4 meses por ano. No país, as térmicas, com exceção da nuclear, atuam como fonte complementar e não de base. Diante da crise hídrica, porém, tiveram que operar ininterruptamente, o que aumentou os custos com manutenção e operação para os agentes, além de diminuir a confiabilidade dos equipamentos (FGV ENERGIA, 2016).

Na Figura 4, pode-se ver que a participação das térmicas aumenta na mesma medida em que a participação das hidrelétricas diminui. Essa relação tem se tornado menos direta com o aumento da participação eólica na geração de eletricidade, que, entre julho e dezembro de 2015, ultrapassou os 4% de participação (CCEE, 2004-2016).

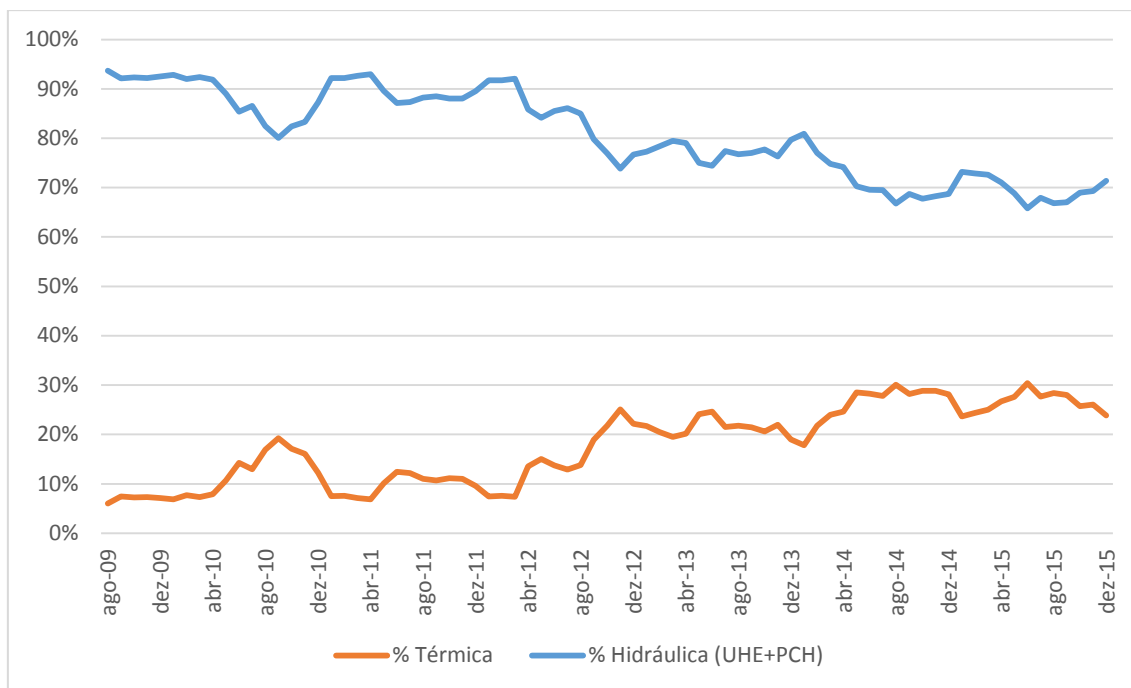


Figura 4 – Participação de térmicas e hidrelétricas na geração mensal de energia – Valores percentuais.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (CCEE, 2004-2016).

Com um percentual considerável de sua capacidade instalada alocada na geração hidrelétrica, o parque gerador brasileiro tem sido muito afetado pela redução das capacidades de regularização dos reservatórios. Tradicionalmente, os reservatórios das usinas hidrelétricas no país ocupam áreas imensas. A área total inundada por hidrelétricas no Brasil é estimada em 37,6 mil km² (MME, 2015), o que representa 0,44% de todo o território nacional. Esses reservatórios são formados através do represamento das águas dos rios, por meio da construção de barragens. Servem para armazenar a água e criar o desnível necessário para a operação da usina.

Segundo o Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (SIPOT), o potencial hidrelétrico brasileiro total é da ordem de 250 GW, dos quais apenas 92 GW (37%) estavam em operação em dezembro de 2014 (ELETROBRAS, 2014). Do potencial (estudado e estimado) ainda disponível para exploração, 49% se encontram na região Norte (ELETROBRAS, 2014), onde, segundo o Censo 2010 do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), habitam apenas 8,3% da população do país (IBGE, 2010). Isso torna a existência de extensas linhas de transmissão uma condição imprescindível para o aproveitamento do potencial

hidrelétrico brasileiro, já que o potencial de geração se encontra distante dos centros de consumo (SILVA, NETO e SEIFERT, 2016). As linhas de transmissão do SIN, que hoje possuem mais de 100 mil km de extensão, têm um custo de instalação e manutenção que acaba aumentando o custo final da tarifa de energia elétrica para o consumidor, e implicam em maiores perdas de energia no seu transporte. Além disso, para construir novas hidrelétricas com reservatório na região Amazônica, áreas muito extensas precisariam ser alagadas por conta da topografia local, que é de planície. Hidrelétricas sem reservatório, por sua vez, não são adequadas na região pois os rios apresentam grande variabilidade de vazão entre os períodos secos e úmidos (FGV ENERGIA, 2016).

A legislação ambiental tem sido cada vez mais restritiva para os empreendimentos nesta região, limitando as áreas a serem desmatadas pelas hidrelétricas. No caso da hidrelétrica de Belo Monte, por exemplo, localizada no Rio Xingu, afluente do Rio Amazonas, a área do reservatório foi limitada a tal ponto (de 1.225 km², no projeto inicial, para 516 km²) que sua capacidade de regularização se tornou muito baixa, fazendo com que a usina opere a fio d'água. A geração dessa usina será, portanto, dependente das condições climáticas e, apesar de sua capacidade instalada ser de 11.233 MW (LEME ENGENHARIA, 2009), sua garantia física (GF)⁴ será de apenas 4.571 MW (EPE, 2010), o que corresponde a apenas 41% de sua capacidade máxima.

Assim, com a entrada em operação de hidrelétricas a fio d'água em detrimento das hidrelétricas com reservatório, o fator de capacidade médio das usinas hidráulicas do Brasil vem caindo: de 57% em 2012, para 52% em 2013 e 49% em 2014 (MME, 2015), o que significa perda da regularização da geração e, conseqüentemente, uma maior dependência das chuvas.

Essa redução na capacidade de armazenamento, somada a um cenário hidrológico desfavorável e atrasos na finalização de linhas de transmissão, levaram a um aumento no despacho termelétrico a partir de 2012 e conseqüente aumento de

⁴ O conceito de GF é explicado no item 2.4.1. Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

preços. A geração por hidrelétricas de grande porte atingiu sua participação percentual mínima na matriz em junho de 2015, quando representou apenas 61,40% da energia elétrica do país. Esse mínimo coincidiu com a máxima participação das termelétricas, que foi de 30,41%. (Figuras Figura 5 e Figura 6).

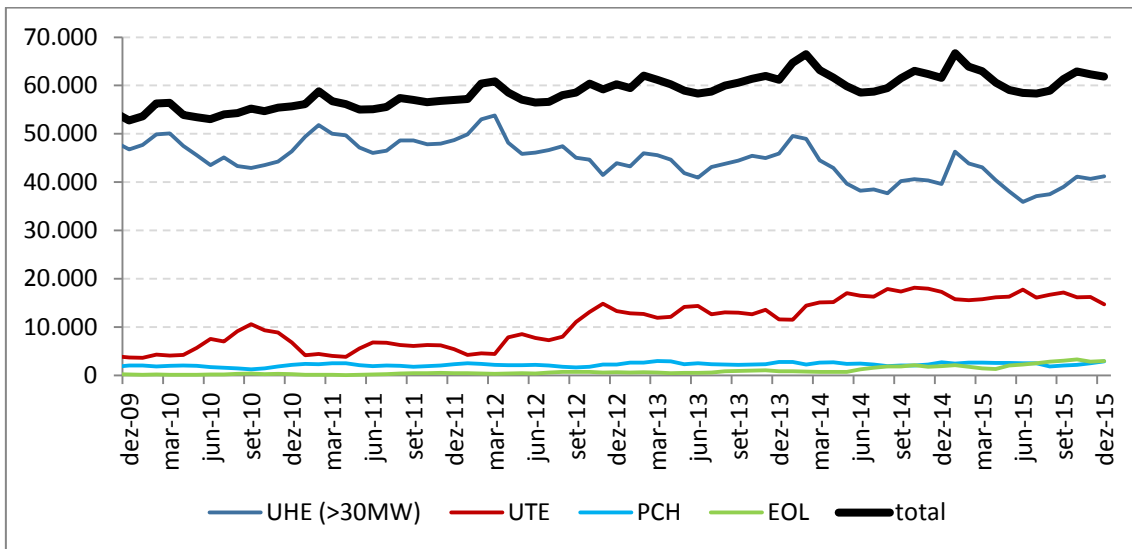


Figura 5 – Geração de energia elétrica por fontes na matriz brasileira – Valores absolutos (MWmed).

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (CCEE, 2004-2016).

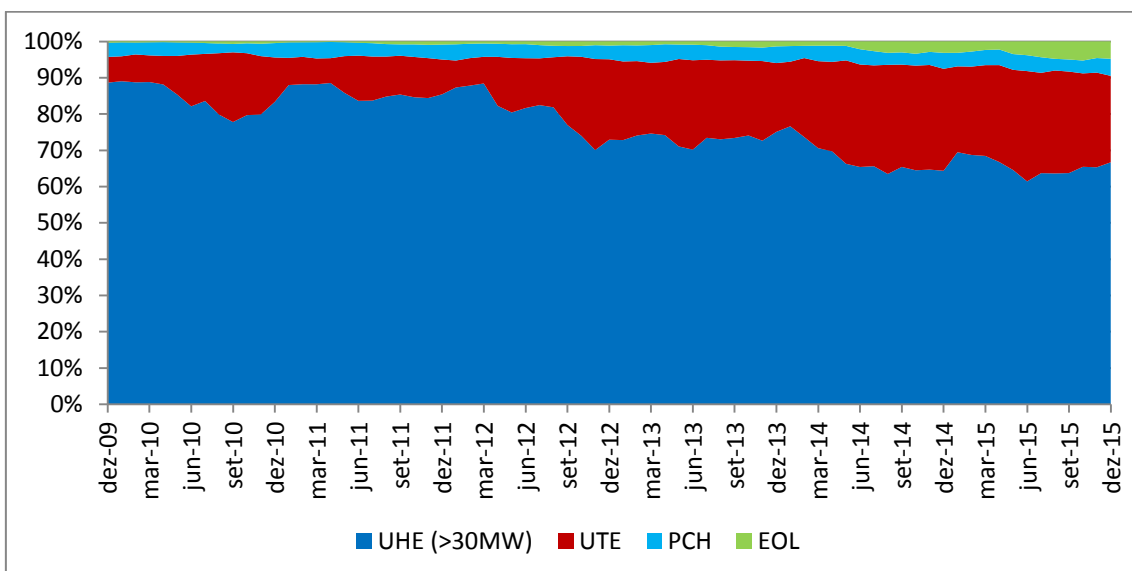


Figura 6 - Geração de energia elétrica por fontes na matriz brasileira – Valores percentuais.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (CCEE, 2004-2016).

Como foi mencionado, as térmicas no Brasil, com exceção das duas usinas nucleares de Angra, cumprem um papel complementar, não de base. Em geral, as usinas termelétricas no Brasil são contratadas seguindo o modelo de “contrato por disponibilidade”, no qual o gerador recebe um montante fixo independente de quanta energia gerou de fato, além de receber uma remuneração variável referente aos custos do combustível que for usado. Este tipo de contratação, que será mais detalhado no **item 2.4.2 – Leilões do ACR**, faz com que os custos de geração dessas usinas sejam muito superiores aos custos de geração das hidrelétricas – que por sua vez são contratadas seguindo o modelo de “contrato por quantidade”, através do qual devem fornecer montantes fixos de energia a um preço determinado.

Nos próximos itens será apresentado o SEB de forma mais detalhada, desde o princípio de sua formação e estruturação, visando uma maior compreensão de suas características peculiares. O entendimento de sua evolução e seus mecanismos permitirá a criação de um modelo de avaliação mais robusto e adaptado às suas particularidades.

2.2.Histórico

Até meados do período Imperial (1822-1889), as principais atividades econômicas do Brasil eram vinculadas à exploração e exportação de recursos naturais como açúcar, ouro, algodão, borracha e café. O extrativismo e a agricultura não deram origem a indústrias que demandassem grandes quantidades de energia. É na segunda metade do período Imperial que a iniciativa privada começa a fomentar a atividade industrial. Nesta época, quase todas as indústrias do país utilizavam máquinas a vapor supridas por caldeiras nas quais se queimava lenha. Utilizava-se mais raramente a energia hidráulica, mas de forma mecânica, através de rodas d’água (DIAS LEITE, 2014).

Em 1854, houve a substituição do sistema de iluminação pública feita com azeite de peixe pela iluminação a gás na cidade do Rio de Janeiro/RJ. A cidade de Campos, também no RJ, passou a contar com um sistema semelhante a partir de 1872. Nesta cidade, foi feita a substituição do sistema a gás pela luz elétrica no ano de 1883, quando foi inaugurada na cidade a primeira usina termelétrica da América do Sul, com

52 kW de potência, o suficiente para tornar possível a iluminação de 39 lâmpadas públicas (MATTAR, 2010) (DIAS LEITE, 2014) (MME, 2015).

Seis anos mais tarde, em 1889, foi inaugurada na cidade de Juiz de Fora, no estado de MG, a usina de Marmelos⁵, a primeira usina hidrelétrica da América do Sul. A concepção original da usina compreendia dois grupos turbina-gerador, totalizando 250 kW de potência instalada (TOLMASQUIM, 2005) (DIAS LEITE, 2014) (MME, 2015).

Vários empreendimentos privados de geração de eletricidade em caráter local entraram em operação na virada do século XIX para o XX, especialmente na região Sudeste – desde então a de maior desenvolvimento econômico – mais especificamente nos estados de SP, RJ e MG (TOLMASQUIM, 2005). No início do século XX, a população brasileira somava cerca de 17 milhões de habitantes, distribuídos ao longo do litoral, e era predominantemente rural. A atividade industrial ainda era limitada e a principal fonte de energia era a lenha⁶. A energia elétrica ainda não era amplamente utilizada e seu suprimento não era uma grande preocupação por parte do poder público. Não havia na época legislação específica para os serviços de eletricidade (da geração à transmissão), que eram então prestados por empresas privadas através de contratos de concessão individuais⁷ (DIAS LEITE, 2014).

Durante a 1ª Guerra Mundial (1914-1918), novas instalações de usinas elétricas continuavam sendo feitas, porém houve um maior crescimento logo após o término do conflito (Tabela 3). A região de maior capacidade instalada seguia sendo o SE (Tabela

⁵ Essa usina foi idealizada pelo industrial Bernardo Mascarenhas, que visava prover energia à sua fábrica de tecidos e, posteriormente, à iluminação pública da cidade de Juiz de Fora (DIAS LEITE, 2014).

⁶ A lenha era obtida através da exploração da Mata Atlântica e destinada à construção de ferrovias e à queima em locomotivas a vapor ou na indústria. O desmatamento era feito de forma livre e dispersa sem controle do governo (DIAS LEITE, 2014). O primeiro Código Florestal Brasileiro (Decreto nº 23.793/1934) foi instituído apenas em 1934 e demandava que os proprietários de terras mantivessem a quarta parte (25%) de seu território arborizada (SENADO FEDERAL, 2011).

⁷ Esses contratos não seguiam um modelo único e variavam caso a caso, podendo o poder público ser representado tanto pelo governo federal, quanto pelos governos estaduais ou municipais, o que podia causar controvérsias. Houve uma tentativa de regulamentação durante o governo Rodrigues Alves (Decreto nº 5.407/1904), mas pouco abrangente e prática (DIAS LEITE, 2014).

4), o que ainda se reflete nos padrões de consumo atuais, visto que esta região continua apresentando o maior consumo do país.

Tabela 3 – Taxa de crescimento da capacidade instalada do Brasil (1915-1930).

	1915	1920	1925	1930
Capacidade instalada no Brasil (MW)	310	367	507	779
Taxa anual média de crescimento no quinquênio	-	3,68%	7,63%	10,73%

Fonte: Adaptado de (DIAS LEITE, 2014).

Tabela 4 – Percentual da capacidade instalada por região do Brasil (1920-1940).

	1920	1930	1940
SE	82%	80%	80%
NE	10%	10%	10%
S	6%	8%	8%
N	2%	1%	2%
CO	0%	0%	1%

Fonte: (DIAS LEITE, 2014).

Até 1934, os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica eram divididos em sistemas independentes e isolados, que se desenvolveram sem grande intervenção estatal, com base em contratos específicos com as concessionárias (DIAS LEITE, 2014). Com a aprovação do Código de Águas (Decreto nº 24.643/1934), criou-se uma regulação federal específica para a indústria hidroelétrica. Os aproveitamentos hidrelétricos passam a depender de concessão⁸ (ou autorização simples, no caso de usinas de menor porte) do governo federal, outorgada através de decreto pelo Presidente da República. Esta concessão seria conferida exclusivamente a

⁸ Usinas com potência inferior a 50kW para uso próprio não precisavam de concessão/autorização. Proprietários de usinas com mais de 50kW já em operação tinham que entregar no prazo de 6 meses a documentação exigida. Caso não o fizessem, a atividade deveria ser interrompida.

empresas brasileiras ou organizadas no Brasil, com maioria de funcionários brasileiros, excluindo as empresas estrangeiras, que à época eram responsáveis por quase a totalidade do sistema elétrico no Brasil (DIAS LEITE, 2014). As tarifas de fornecimento de energia passam a ser estabelecidas pelo poder público, seguindo o princípio do custo histórico, e revisadas de três em três anos. Este modelo propunha como “tríplice objetivo”⁹ (BRASIL, 1934):

- Assegurar serviço adequado;
- Fixar tarifas razoáveis;
- Garantir estabilidade financeira das empresas;

Esse plano foi aplicado com uma série de dificuldades administrativas e políticas, e as tarifas não eram reajustadas a níveis adequados (considerando-se a inflação da época¹⁰), o que, somado às dificuldades de importação de equipamentos durante o período de guerra, acabou causando a descapitalização das empresas e deterioração dos serviços de energia elétrica. Isso levou o governo a rever alguns dos mecanismos, inclusive a participação de empresas estrangeiras, mas, mesmo assim, as tarifas ficaram congeladas até 1945 (DIAS LEITE, 2014).

O Brasil ultrapassou a barreira de 1.000 MW de capacidade instalada de geração no ano de 1937 (MME, 2015). Em 1939, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), com o objetivo de regulamentar e promover o desenvolvimento do setor elétrico.

Durante a 2ª Guerra Mundial (1939-1945), não houve grandes avanços nos serviços de eletricidade no país, por conta de questões políticas internas e externas. Durante este período, a demanda crescente por eletricidade ultrapassava a oferta, o que trouxe racionamentos no interior de SP, no interior do RJ e no DF (na época localizado na cidade do Rio de Janeiro) ao longo das décadas de 1940 e 1950. Um racionamento de grandes proporções também atingiu a cidade de Belo Horizonte/MG em 1959 (DIAS

⁹ Esses objetivos de certa forma se assemelham ao modelo atual do setor elétrico, que será apresentado no **item 2.4. Modelo atual (2003)**.

¹⁰ Ver Tabela 5.

LEITE, 2014). Na época, a baixa oferta de energia era vista como o principal gargalo que impedia a expansão econômica do país (FURNAS, 2007).

No início da década de 1950 nota-se a tendência de intervenção crescente de empresas sob controle do Estado, tanto em nível federal quanto estadual (DIAS LEITE, 2014). A Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), criada em 1945, foi a primeira iniciativa de ação direta do Estado no setor elétrico.

A nova Constituição aprovada em 1946 previa a criação de um imposto sobre a energia elétrica, o que foi de fato colocado em prática em 1954, pela Lei nº 2.308/1954, que criou o Fundo Federal de Eletrificação, alimentado por esse imposto¹¹. As receitas destinadas a esse Fundo eram aplicadas na produção, transmissão e distribuição de energia elétrica (SOARES, 2007).

Durante o governo Juscelino Kubitschek (1956-1961), foi estabelecido um Plano de Metas com 31 objetivos, no qual a energia elétrica foi um dos setores mais priorizados. Em 1957, foi aprovado o Decreto nº 41.019/1957, regulamentando os serviços de energia elétrica e em 1960 foi criado o Ministério de Minas e Energia (MME) (Lei nº 3.782/1960). A Central Elétrica de Furnas S.A. (FURNAS) foi criada em 1957, através do Decreto 41.066/1957, e posteriormente incorporada à Eletrobras, cujo projeto tramitava no Congresso desde 1954, mas que foi finalmente criada em 1961 (Lei nº 3.890/1961), incorporando também a CHESF. (DIAS LEITE, 2014) (FURNAS, 2007).

Nesta época, as usinas hidrelétricas começaram a se expandir também para as regiões Sul e Nordeste. Foi um período marcado pela inauguração de usinas hidrelétricas de grande porte (para a época), dentre elas as usinas hidrelétricas de Paulo Afonso (1954)¹², com capacidade instalada de 180 MW (hoje com 4.300 MW) e Três Marias (1962), com 396 MW, localizadas no rio São Francisco; e Furnas (1963), no rio

¹¹ A regulamentação desse imposto veio dois anos depois, através da Lei nº 2.944/1956, que dispõe sobre a aplicação e distribuição do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE).

¹² Inaugurada em 1954, a hidrelétrica de Paulo Afonso foi construída pela CHESF.

Grande, com 1.270 MW (FURNAS, 2007) (TOLMASQUIM, 2005) (PREFEITURA DE PAULO AFONSO, 2016).

A integração física do sistema elétrico era vislumbrada desde a década de 1960, como forma de aumentar a eficiência do conjunto. Como a frequência das redes de distribuição podia variar de acordo com a localidade, foi aprovada a Lei nº 4.454/1964 que definiu a frequência de 60 Hz para todo o território nacional.

O Decreto nº 60.824/1967 definiu o Sistema Nacional de Eletrificação, formado pelos órgãos do governo e concessionários. Cabia ao governo federal: i) através do CNAEE, orientar a execução das políticas energética e de utilização dos recursos hídricos do País; ii) através do Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE)¹³, estudar o regime natural dos cursos d'água, inventariar as suas características hidrodinâmicas e assegurar a aplicação de legislação específica sobre águas e eletricidade, em particular pela fiscalização das concessionárias de serviços de eletricidade; e iii) através da Eletrobras, construir e operar por intermédio de suas subsidiárias, os aproveitamentos hidrelétricos localizados em cursos d'água da União, as usinas de complementação térmica do tipo convencional ou nuclear, as linhas de transmissão de caráter regional, e bem assim garantir o suprimento residual aos sistemas distribuidores.

Durante a Ditadura Militar (1964-1985), buscou-se solucionar a questão tarifária, que seguia sendo um problema. A remuneração passou a ser feita com base no custo e com reconhecimento da inflação, visando assegurar rentabilidade real para as empresas. A consolidação econômica dos serviços de eletricidade veio com a aprovação da Lei nº 5.655/1971, que estabeleceu um rendimento às empresas que permitia a sustentação dos investimentos requeridos pelo setor. Desde então, ao se estudar o aperfeiçoamento do sistema tarifário, levava-se em consideração a eficiência dos serviços, que já variava muito de uma região para outra (DIAS LEITE, 2014).

¹³ Criado em 1965. Até 1968, quando da nova reestruturação do MME, tinha finalidades análogas às do CNAEE. A partir do Decreto nº 63.591/1968, o CNAEE foi extinto e o DNAE, a partir de então chamado DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica), assumiu todas as atribuições do CNAEE.

O equilíbrio financeiro das empresas, porém, durou apenas até 1974. Durante os governos Geisel e Figueiredo (1974-1985), a inflação tornou a crescer (Tabela 5), também influenciada pelo aumento do custo da energia por conta da primeira crise do petróleo de 1973. Numa tentativa de contê-la, foi instituída uma política de redução de tarifas. Entre 1972 e 1986, a redução da tarifa média de eletricidade foi de 44% (valores reais), o que causou o endividamento do setor, ao mesmo tempo em que ocultou a tendência real de aumento de custos e a necessidade de conservação de energia (DIAS LEITE, 2014).

No ano de 1980, foram inauguradas as usinas hidrelétricas Foz do Areia¹⁴ e Salto Santiago, no rio Iguaçu, com capacidades instaladas de 1.676 e 1.420 MW, respectivamente (TOLMASQUIM, 2005). As usinas hidrelétricas de Itaipu, com 14.000MW de capacidade instalada, e Tucuruí, com 4.000MW (capacidade posteriormente ampliada para 8.370MW), também foram inauguradas durante a Ditadura Militar, em 1984. A primeira usina nuclear brasileira, Angra 1, com 640 MW de potência, foi inaugurada para operação comercial em 1985¹⁵ (DIAS LEITE, 2014).

A Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA) foi instituída no ano de 1981 (Lei nº 6.938/1981) e definiu que todo empreendimento efetiva ou potencialmente poluidor deve passar por processo de licenciamento ambiental, o que vem influenciando diretamente no desenvolvimento do SEB. Esta lei criou o Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA), órgão responsável por estabelecer diretrizes para a execução do licenciamento, através de resoluções. Para maiores informações sobre a política de meio ambiente do Brasil e suas consequências para o setor elétrico, consultar o **Apêndice I – Legislação ambiental brasileira.**

¹⁴ Hoje UHE Bento Munhoz da Rocha Netto.

¹⁵ Em 1968, havia sido assinado um convênio entre a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) e a Eletrobras com o objetivo de construir a primeira usina nuclear do país, sendo FURNAS a subsidiária responsável pela execução do projeto. Em 1971, após concluídos os estudos e negociações necessários, começaram as obras da usina nuclear de Angra 1, com 620 MW de potência. A usina foi construída pela empresa americana Westinghouse (DIAS LEITE, 2014).

O período da Ditadura foi marcado pela expansão do setor de energia no país. Nesse período também foi feita a estatização de empresas privadas¹⁶ e a transferência de algumas empresas sob controle federal ao controle dos estados, numa tentativa de descentralizar os serviços de eletricidade, especialmente de transmissão. A Figura 7 mostra que as décadas de 1960, 1970 e 1980 tiveram grande expansão da capacidade instalada no país, com altas taxas decenais de crescimento. Esses avanços vieram, porém, com altos custos. Grandes obras de infraestrutura não foram finalizadas, a dívida externa era alta ao final do período e a inflação interna estava em ritmo de crescimento (Tabela 5), o que causou diminuição das taxas de crescimento da capacidade instalada do país e do PIB a partir da década de 1990 (DIAS LEITE, 2014).

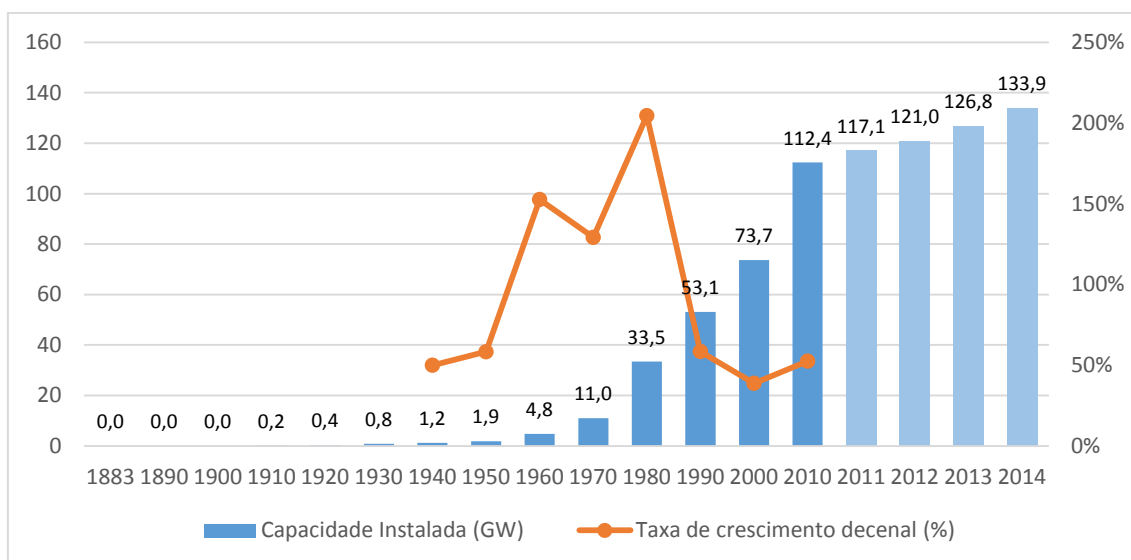


Figura 7 – Capacidade instalada no Brasil (1883-2014).

Fonte: Adaptado de (MME, 2015).

¹⁶ Especialmente do grupo *American & Foreign Power Company* (Amforp), que tinha forte participação no SEB desde sua fundação na década de 1920. Com a compra da Amforp, o setor público alcançou uma posição predominante na capacidade de geração de energia elétrica do país, respondendo por 54% dos 7.400 MW de potência instalada em 1965 (ELETROBRAS, 2008)

Tabela 5 – Indicadores econômicos do Brasil (1915-2013).

Período	Taxa média anual da inflação	Taxa média anual de crescimento do PIB	Taxa média anual do crescimento do consumo total de energia
1915-1930	5,90%	5,00%	-
1930-1945	7,90%	4,30%	-
1946-1955	13,90%	7,90%	4,90%
1956-1964	38,80%	6,30%	3,60%
1964-1974	26,40%	7,90%	4,30%
1974-1984	78,00%	4,40%	3,50%
1985-1994	850,00%	2,80%	3,10%
1995-2002	16,40%	2,30%	2,90%
2003-2006	14,10%	2,60%	4,60%
2007-2013	5,50%	3,70%	3,60%

Fonte: Elaboração própria a partir de (DIAS LEITE, 2014).

Visando melhorar a situação econômica e financeira das empresas prestadoras de serviços de eletricidade, foi aprovado, em 1985, pelo então presidente José Sarney (1985-1990) o Plano de Recuperação do Setor Elétrico. Os principais objetivos do plano eram reduzir as dívidas das empresas (que foram em parte assumidas pelo governo federal), capitalizar as empresas e elevar os retornos dos investimentos. Com o Plano Cruzado (1986), porém, as tarifas foram novamente congeladas, limitando a capacidade de investimento das empresas do setor, inclusive das estatais (DIAS LEITE, 2014).

Em 1988, foi aprovada a nova Constituição Federal, que segue em vigor, e determinou o fim dos impostos únicos, incluindo o Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE). Foi uma alteração significativa na política de tributação de energia elétrica, petróleo, combustíveis, lubrificantes e serviços de comunicação, que passaram a ser de encargo dos Estados e DF através da cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)¹⁷ (SOARES, 2007).

¹⁷ As empresas passaram a depender mais de financiamentos do mercado privado e de juros e prazos menos favoráveis (DIAS LEITE, 2014).

Em 1992 foi inaugurado o primeiro gerador eólico do Brasil, em Fernando de Noronha/PE, com capacidade instalada de 75 kW¹⁸. Em 1993, foi criado o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel), com o objetivo de facilitar o intercâmbio de energia, porém englobava apenas sistemas sob controle da Eletrobras e autoprodutores, não incluindo empresas estaduais. Os autoprodutores geravam energia para uso próprio e podiam fornecer o excedente às concessionárias. No mesmo ano, ficou definido, quando da aprovação da Lei nº 8.631/1993 que modificou o sistema tarifário do setor elétrico, que as tarifas de energia elétrica a serem cobradas aos consumidores finais seriam definidas pelo concessionário, porém homologadas pelo Poder Concedente. Com a criação do Plano Real, em 1994, ficou estabelecido que as tarifas de energia elétrica deveriam ser definidas conforme normas e critérios estabelecidos pelo Ministério da Fazenda.

O governo Fernando Henrique Cardoso (FHC) (1995-2003) se iniciou com propostas de privatização e mudanças no setor elétrico. O Programa Nacional de Desestatização, criado em 1990, começou a ser então aplicado no setor com o objetivo principal de estimular a competição. Também foi buscada a desverticalização¹⁹ das empresas, com a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição.

Foi privatizado quase todo o setor de distribuição, enquanto a transmissão permaneceu quase toda estatal. Na geração, a maior parte da capacidade instalada então existente permaneceu sob domínio estatal (DIAS LEITE, 2014) (SILVA, NETO e SEIFERT, 2016), mas a intenção do governo era de que apenas a geração nuclear e a parte nacional de Itaipu permanecessem sob domínio do Estado. Essa reforma “pró-mercado” do setor elétrico ocorreu, porém, de forma dispersa. Seu início se deu na primeira metade da década de 1990, mas as principais instituições do modelo foram criadas na segunda metade desta década (LOSEKANN, 2003).

¹⁸ Essa fonte começou a ganhar mais importância na matriz brasileira com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), aplicado a partir de 2004.

¹⁹ A verticalização das empresas do setor elétrico era antes vista como uma forma de garantir o equilíbrio físico do sistema e minimizar os custos de transmissão e distribuição, repassados ao consumidor, porém começou a receber críticas que argumentavam que o repasse dos custos ao consumidor faz com que as empresas se tornem menos eficientes (OLIVEIRA, 2007).

Em 1995, foram aprovadas a Lei nº 8.987/1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, e a Lei nº 9.074/1995, que trata mais detalhadamente dos serviços de energia elétrica. O mercado de energia elétrica foi então liberado do monopólio estatal e foram estabelecidas as regras fundamentais da concessão, que seria feita a partir de então mediante licitação, na modalidade concorrência. Nesse contexto, são criados os órgãos reguladores como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que substituiu o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e “tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal” (Lei nº 9.427/1996). Coube também à ANEEL, a partir de 1997²⁰, atuar como o Poder Concedente, promovendo licitações para a exploração de serviço público de energia elétrica. A Lei nº 9.478/1997 criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em 1997, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais de energia, e a Agência Nacional do Petróleo (ANP)²¹. Em 1998, foram criados o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), ambiente de compra e venda de energia no mercado *spot*, inaugurado em setembro de 2000, e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), cujo objetivo é promover a otimização do sistema elétrico brasileiro, visando ao menor custo global da operação do SIN (LOSEKANN, 2003) (BARDELIN, 2004) (DIAS LEITE, 2014).

Com relação à questão ambiental, vale ressaltar no período a instituição da Política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH) em 1997 e a criação da Agência Nacional de Águas (ANA) em 2000, que influenciam o setor elétrico no que tange as outorgas para o uso da água para geração hidrelétrica²².

²⁰ A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427/1996, porém começou a atuar de fato a partir de 1997 (LOSEKANN, 2003).

²¹ Posteriormente renomeada para Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

²² Para maiores informações sobre a política de meio ambiente do Brasil e suas consequências para o setor elétrico, consultar o Apêndice I – Legislação ambiental brasileira.

Entre 1970 e 2014, a taxa de crescimento da capacidade instalada teve uma média de 5,8% ao ano. A geração hidrelétrica ainda é a principal fonte de eletricidade, mesmo sua participação relativa na capacidade instalada tendo caído de 87,4% em 1996 a 67% em 2014 (MME, 2015). Esta evolução pode ser vista na Figura 8.

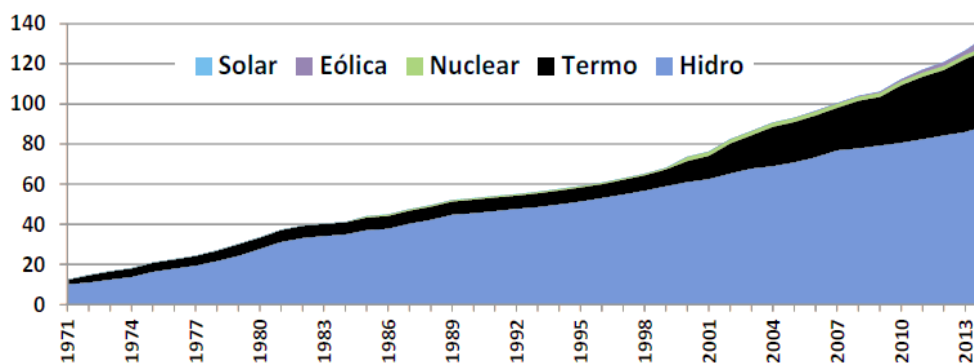


Figura 8 – Capacidade instalada no Brasil por fonte (1970 a 2014) – GW.
Fonte: (MME, 2015).

Os principais marcos do setor elétrico brasileiro, alguns deles não referidos diretamente no texto, são apresentados no **Apêndice II – Marcos do setor elétrico**. Os fatos ocorridos após o ano de 2001 serão tratados de forma detalhada nos itens a seguir.

2.3. Racionamento de 2001

Segundo DIAS LEITE (2014), “no final do século XX, era nítida a crise financeira e administrativa nas grandes empresas do setor elétrico, decorrente de uma

conjunção de eventos que levou à paralisação das obras de usinas geradoras²³ e à insuficiência dos sistemas de transmissão e distribuição, fatos que apontavam para o risco de crise de abastecimento a médio prazo”, o que de fato se concretizou logo em seguida. Uma das causas foi a incapacidade de o crescimento da oferta acompanhar o crescimento da demanda por energia elétrica, como pode ser visto na Figura 9.

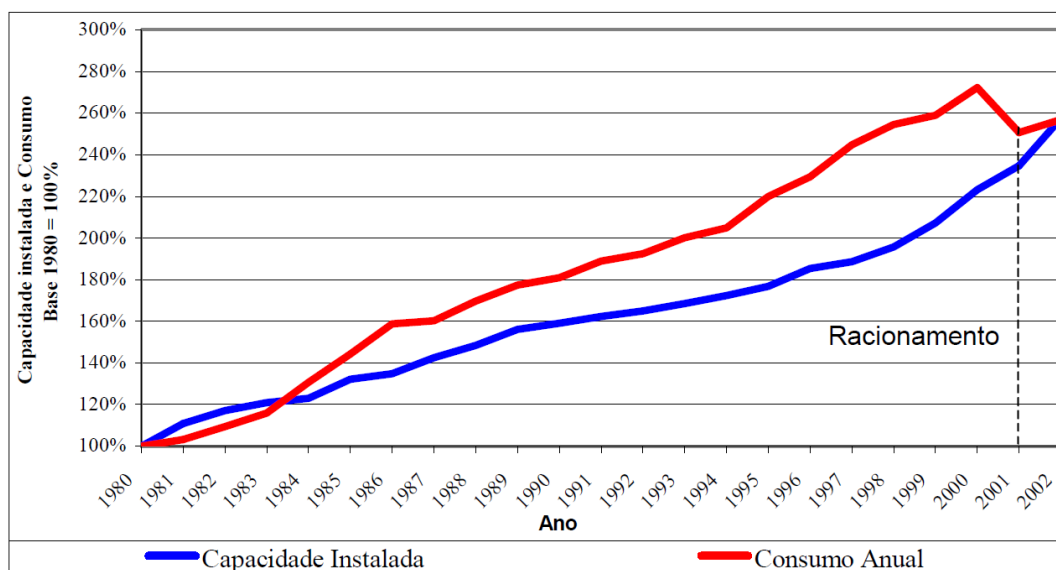
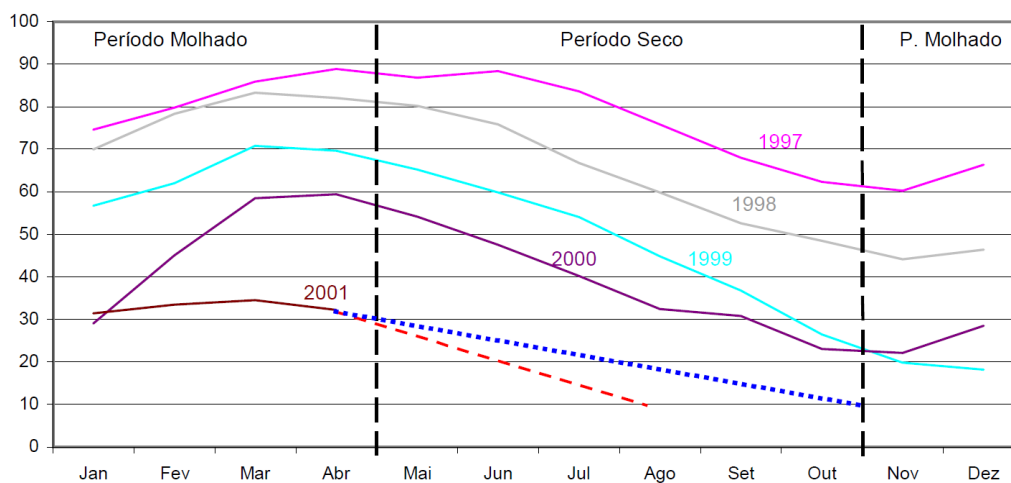


Figura 9 – Crescimentos da capacidade instalada e consumo de eletricidade no Brasil (1980-2002).
 Fonte: (BARDELIN, 2004).

O racionamento experimentado nos anos de 2001 e 2002 foi resultado da depleção progressiva dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Desde 1997, o nível de água acumulada nos reservatórios diminuía anualmente (Figura 10). Já no final de 1999 a situação dos reservatórios do SE/CO era preocupante, porém a hidrologia favorável no verão de 2000 permitiu que o racionamento de energia fosse adiado. Contudo, a circunstância não se repetiu no ano seguinte, fazendo com que o governo decretasse o

²³ Os atrasos nas obras de geração e transmissão representaram uma redução de aproximadamente 22 mil GWh na oferta de energia entre os anos de 1998 e 2001 (BARDELIN, 2004).

Programa Emergencial de Redução de Consumo²⁴ nos subsistemas SE/CO e NE em maio de 2001, visando evitar que os reservatórios atingissem níveis abaixo dos 10% de armazenamento (nível mínimo que permite a operação das usinas) antes do início do próximo período de chuvas. Foi o primeiro racionamento no SE a ocorrer após a interligação dos quatro subsistemas. Para gerir o racionamento, foi então criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) através da MP nº 2.148/2001. A GCE criou um instrumento, a Curva de Aversão ao Risco (CAR), que define níveis mensais de armazenamento para cada subsistema necessários ao atendimento da demanda (LOSEKANN, 2003) (OLIVEIRA, 2007) (DIAS LEITE, 2014).



²⁴ LOSEKANN (2003) detalha os pormenores do racionamento: “os consumidores residenciais com consumo mensal inferior a 100 KWh tiveram de manter o nível de consumo observado nos meses de maio, junho e julho de 2000 (período de referência). Os consumidores residenciais com consumo superior tiveram de reduzir em 20% seu consumo em relação ao período de referência, ficando sujeito a cortes, caso superassem a meta reincidentemente, e a sobretaxas. Por outro lado, se os consumidores reduzissem seu consumo mais que a meta, era concedido um bônus para dedução da conta mensal de eletricidade. A meta para os consumidores rurais foi de 90% do observado no período de referência. Para os consumidores industriais, comerciais e de serviços de pequeno porte, a meta foi fixada em 80% do consumo no período de referência”.

Figura 10 – Depleção dos reservatórios do subsistema SE/CO e impacto previsto do racionamento (% da EAR máxima).

Fonte: (LOSEKANN, 2003).

OBS: A linha tracejada vermelha representa o nível que os reservatórios atingiriam caso não fosse feito o racionamento. Para evitar que o nível chegasse a 10% (nível mínimo que permite a operação das usinas) antes do início do período de chuvas (em novembro), foi decretado o racionamento, para que o ritmo de depleção fosse mais lento, representado pela linha pontilhada azul.

Durante o racionamento houve uma grande redução no consumo (Figura 11), especialmente no subsistema SE/CO, que não só preveniu que os reservatórios chegassem a 10%, como impediu que eles atingissem os 20%. A política de redução do consumo durou até março de 2002, mas antes disso as metas de redução já haviam sido revistas e os limites de consumo aumentados. Em 2002, os reservatórios já se encontravam em níveis seguros, próximos aos de 1998 (Figura 12). Assim, pôde-se verificar que os consumidores estão dispostos a modificar seus hábitos de consumo²⁵, quando sinalizados dessa necessidade (OLIVEIRA, 2007) através da imposição de metas e variação dos preços (Figura 13), o que poderia ter sido novamente explorado durante a crise de 2014, a ser discutida mais adiante. Muitas das providências adotadas pela sociedade durante a crise tiveram caráter permanente, o que mostrou que a busca pela eficiência e o controle de desperdícios são parte fundamental de uma política energética nacional (DIAS LEITE, 2014).

²⁵ Especialmente os grandes consumidores, que são mais influenciados pelo aumento de preços da energia (OLIVEIRA, 2007). Segundo levantamento da CNI (2001), por conta do racionamento, as empresas adotaram medidas de eficiência energética e planejavam aumentar a capacidade de autogeração.

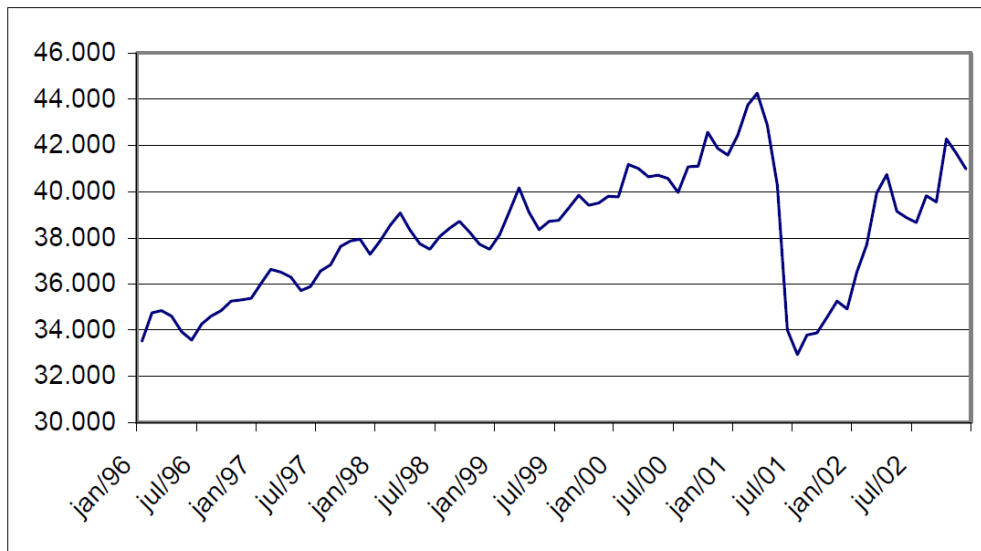


Figura 11 – Evolução do consumo de eletricidade no SIN (MWmed).
 Fonte: (LOSEKANN, 2003).

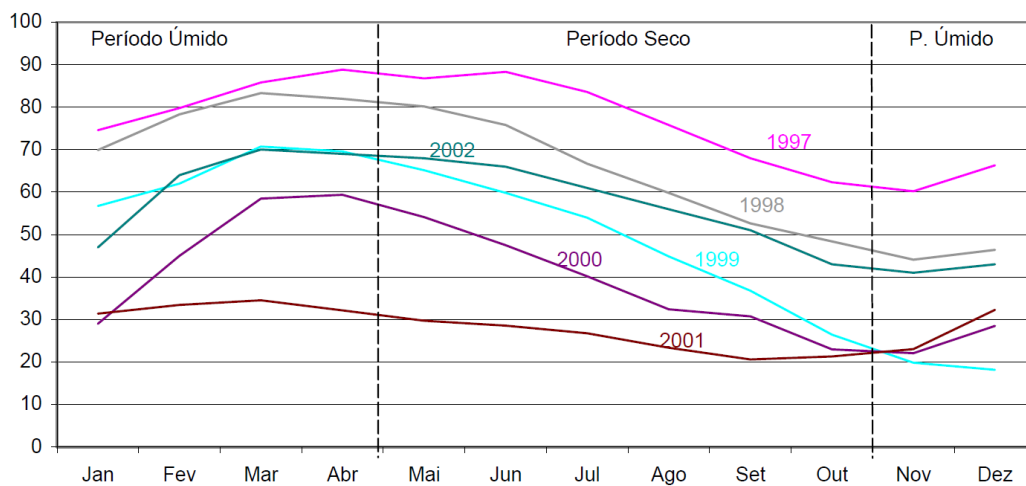


Figura 12 – Evolução do nível dos reservatórios no subsistema SE/CO (% da EAR máxima).
 Fonte: (LOSEKANN, 2003).

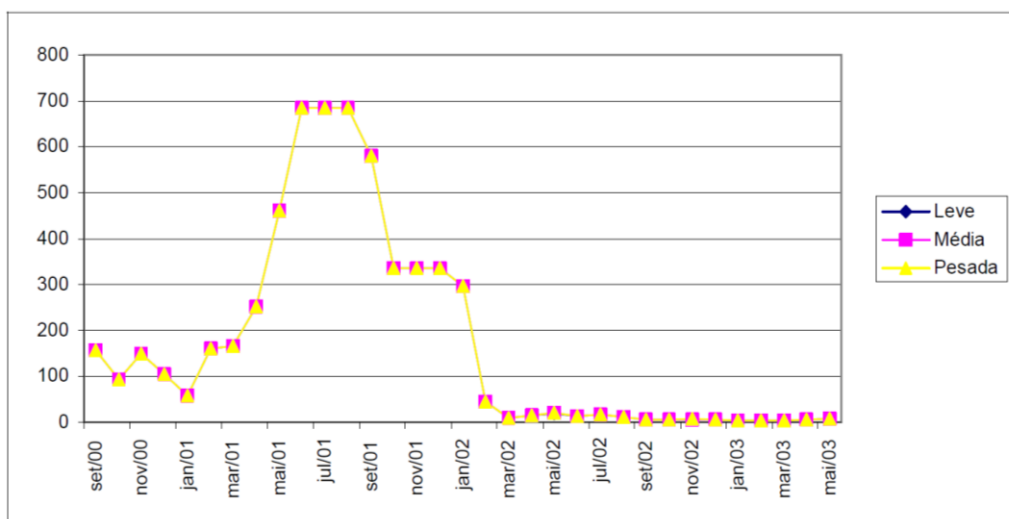


Figura 13 – Evolução do preço de curto prazo no MAE – subsistema SE/CO.
 Fonte: (LOSEKANN, 2003).

O racionamento terminou por interromper o processo de privatização pelo qual passava o setor elétrico (BARDELIN, 2004) (ROMEIRO, 2014), pois, percebendo a situação grave dos reservatórios, o governo precisou intervir (DIAS LEITE, 2014). Com este objetivo, já em fevereiro de 2000 (mais de um ano antes de o racionamento ser decretado), o governo havia instituído o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), visando à implantação de usinas termelétricas. O PPT visava garantir às geradoras o suprimento do gás natural e a compra da energia. Este programa viabilizou a construção de algumas usinas térmicas, porém apenas após o racionamento e não no ritmo planejado (ROMEIRO, 2014). Ainda assim, a partir de 2001, usinas a gás de ciclo aberto (que atuam bem como fonte complementar – são mais baratas, porém menos eficientes que as de ciclo combinado) ganharam mais espaço na matriz elétrica (DIAS LEITE, 2014), pois, após a crise, percebeu-se que a participação de centrais térmicas na matriz elétrica é essencial para garantir a segurança de fornecimento (OLIVEIRA, 2007).

Nesse período, mudanças foram feitas também no processo de licenciamento ambiental. Conforme pré-estabelecido na MP nº 2.148/2001, o CONAMA criou o Licenciamento Ambiental Simplificado (LAS) como forma de manter a celeridade exigida pelo contexto da crise. A partir de então, empreendimentos considerados de baixo impacto (sejam hidrelétricas, termelétricas, ou sistemas de transmissão) passam

pelo processo de LAS, cujos estudos exigidos são mais simples e os prazos de resposta, menores.

A segunda usina nuclear do país, Angra 2, com 1.350 MW de capacidade instalada, entrou em operação em fevereiro de 2001. Suas obras haviam sido iniciadas em 1981. O atraso na inauguração dessa usina causou complicações para o setor, pois além de afetar a oferta de energia, obrigou FURNAS, a subsidiária da Eletrobras responsável pela execução do projeto, a adquirir energia no mercado *spot* e assumir uma alta dívida. A recusa da empresa em pagar essa dívida, além de prejudicar os credores que haviam vendido a energia a FURNAS, abalou a credibilidade do MAE e deu início a diversas ações judiciais (DIAS LEITE, 2014).

No final do governo FHC, foi aprovada a Lei nº 10.438/2002, que instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), que visava promover a inserção de fontes alternativas – como a eólica, PCHs e biomassa – na produção de eletricidade para o sistema interligado. Esse programa foi alterado pelo governo seguinte e teve início de fato no ano de 2004. A mesma lei criou a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que capta recursos dos consumidores finais e os destina a diversas finalidades, como a universalização do consumo de energia²⁶, o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade das três fontes de que tratava o Proinfa, mais o carvão mineral nacional e o gás natural (DIAS LEITE, 2014).

2.4. Modelo atual (2003)

A partir do apresentado no **item 2.2. Histórico**, pode-se notar uma clara divisão entre o antigo modelo do setor elétrico e o modelo abraçado durante o governo

²⁶ O programa de universalização da energia elétrica adquiriu a denominação “Luz para Todos”, através do Decreto nº 4.873/2003, com a meta de atingir 2 milhões de domicílios. O orçamento inicialmente previsto para execução do programa era de R\$ 9,5 bilhões (DIAS LEITE, 2014).

Fernando Henrique Cardoso, que buscou reformar o setor elétrico de modo a incentivar o livre mercado e a competição entre empresas desverticalizadas de menor porte²⁷.

Contudo, esta reforma foi interrompida devido à necessidade de intervenção estatal em função da crise de suprimento. O racionamento de 2001 gerou dúvidas quanto à capacidade do MAE de oferecer os benefícios econômicos da livre concorrência e garantir a segurança do suprimento. Sendo assim, o governo Lula (2003-2011) buscou modificar algumas regras do mercado atacadista para permitir maior intervenção governamental, ao mesmo tempo em que preservava aspectos basilares do modelo anterior (OLIVEIRA, 2007).

Alguns aspectos importantes da nova reforma foram, segundo OLIVEIRA (2007):

- Não foi dada continuidade ao processo de privatização, mas as empresas privatizadas no governo anterior não foram novamente estatizadas;
- Foram introduzidos os leilões públicos de energia para atendimento do mercado cativo (regulado), visando aumentar a competitividade no mercado atacadista de energia.
- Continuou a exigência de desverticalização das empresas, sendo as distribuidoras (atuantes no mercado cativo) impedidas de comercializar energia para consumidores livres;

Essa reestruturação em 2003 teve como principal finalidade a recuperação da coordenação centralizada da expansão do parque gerador, através da restauração do papel do Executivo como Poder Concedente (MME, 2004) (ROMEIRO, 2014). OLIVEIRA (2007) coloca da seguinte forma: “na prática, as pressões competitivas no mercado atacadista foram incrementadas por meio da sistemática de leilões para a contratação de energia para os consumidores cativos, sob a restrição do planejamento da expansão” elaborado pelo governo. O MME organiza os leilões, determina um preço

²⁷ Ver a Tabela 6 no final deste item para uma comparação entre os diferentes modelos do setor elétrico brasileiro.

máximo e também qual a demanda a ser atendida. Assim, o governo tem maior controle sobre o desenvolvimento do setor e tem, inclusive, a possibilidade de priorizar fontes energéticas de seu interesse.

O novo modelo institucional do setor elétrico proposto pelo governo tem como objetivos principais (MME, 2004):

1. “Promover a modicidade tarifária, que é fator essencial para o atendimento da função social da energia e que concorre para a melhoria da competitividade da economia;
2. “Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável;
3. “Assegurar a estabilidade do marco regulatório, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema; e
4. “Promover a inserção social por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento”.

A ANEEL e o CNPE foram mantidos, assim como o ONS, mas outros órgãos foram criados no ano de 2004:

- A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao MME, tem como finalidade auxiliar no planejamento de longo prazo do setor energético²⁸;
- A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), pessoa jurídica de direito privado, fiscalizada pela ANEEL, substituiu o MAE e assumiu a responsabilidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica.
- O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), também vinculado ao MME, tem a função de acompanhar e avaliar

²⁸ A EPE deve desenvolver estudos e pesquisas em áreas como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras (Lei nº 10.847/2004).

permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento de eletricidade em território nacional;

Esses órgãos se relacionam entre si, com o MME e com os agentes prestadores de serviços de eletricidade de acordo com a hierarquia apresentada na Figura 14.

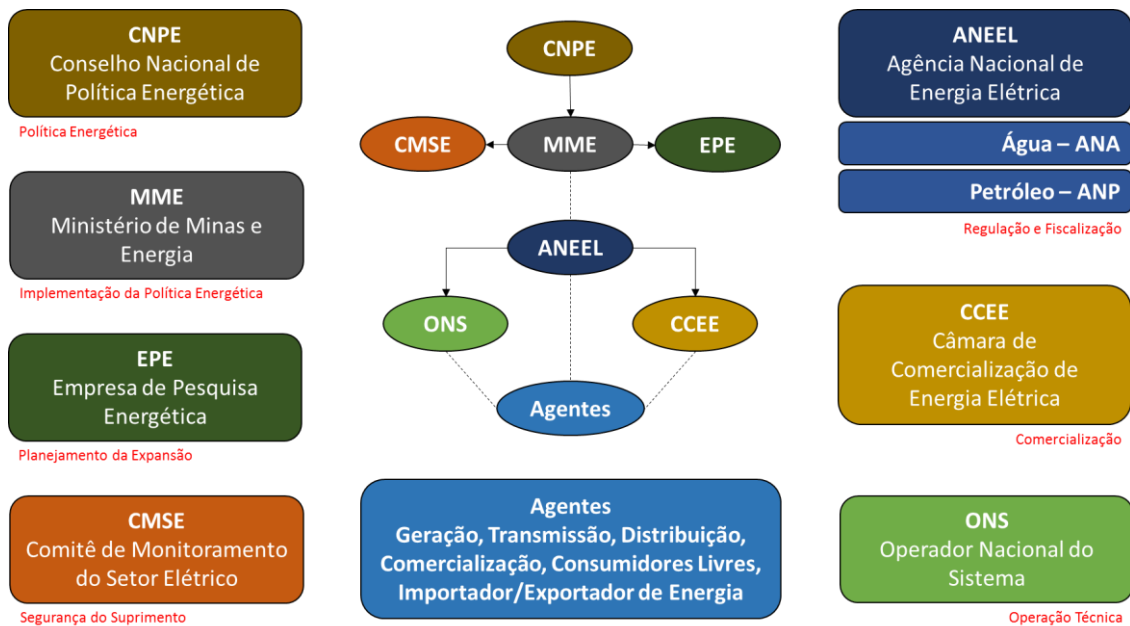


Figura 14 – Quadro institucional do SEB atual.
Fonte: Adaptado de (ONS, 2016).

A grande novidade deste novo modelo é a convivência entre os mercados livre e regulado (Figura 15). Existem hoje dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACL, os geradores ou comercializadores de energia podem negociar contratos bilaterais diretamente com os consumidores livres. Já no ACR, as distribuidoras de energia estimam suas demandas futuras e, a partir deste dado, celebram, em conjunto, contratos bilaterais de longo prazo com os geradores (ROMEIRO, 2014). As distribuidoras, que atendem ao mercado regulado, têm a obrigação de contratar 100% da demanda prevista para os cinco anos seguintes. As tarifas são definidas por parcelas, referentes à geração, transmissão e distribuição de energia (DIAS LEITE, 2014). Sua estrutura é mais detalhada no **item 2.4.3. Formação das tarifas**. A contratação no mercado regulado é feita usando um “rateio de contratos”

(pool) entre as distribuidoras, que será mais detalhado no **item 2.4.2.1. Leilões de geração**.

Essa divisão em dois ambientes visa incentivar os grandes consumidores de energia a se tornarem consumidores livres, de forma a diminuir a carga sobre o Estado, que pode focar os esforços públicos no atendimento a pequenos consumidores dependentes das distribuidoras (MME, 2004).

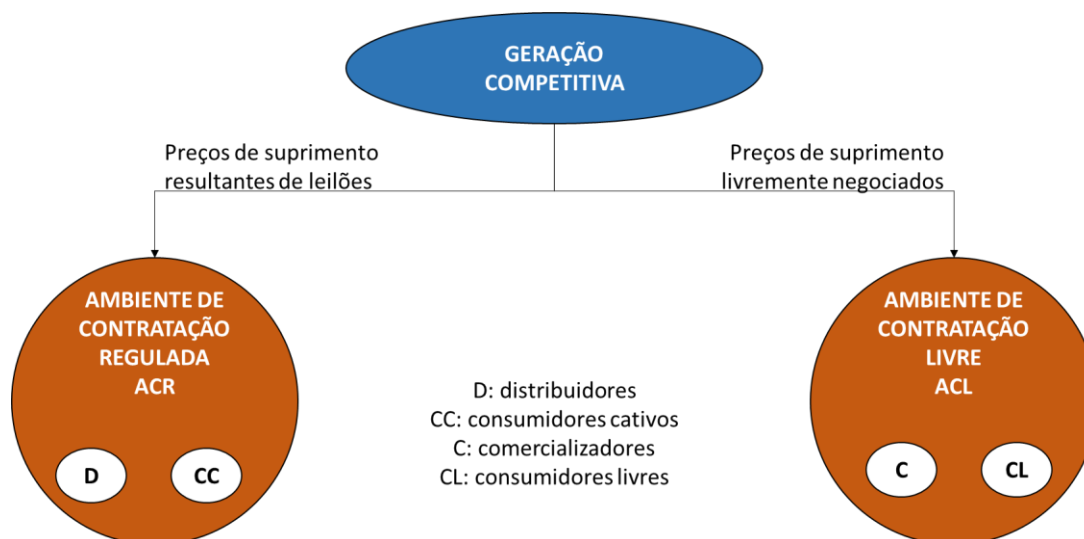


Figura 15 – Convivência entre mercado competitivo e mercado regulado.

Fonte: Adaptado de (MME, 2004).

Os agentes a que se referem as Figuras Figura 14 e Figura 15 são caracterizados da seguinte forma (MME, 2003) (OLIVEIRA, 2008):

- Geradores – podem optar por vender a energia tanto no ACR quanto no ACL. Existem três tipos de geradores:
 - Concessionário de Serviço Público de Geração (CSPG) – é a pessoa jurídica ou consórcio de empresas que recebem concessão ou autorização para exploração e prestação de serviços públicos de geração de energia elétrica (Lei nº 8.987/1995);
 - Produtor Independente de Energia (PIE) – é a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco (Decreto nº 2.003/1996); e

- Autoprodutor – é a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo (Decreto nº 2.003/1996). Caso tenha excedentes, o autoprodutor pode comercializar a energia no ambiente de sua preferência.
- Agentes de transmissão – são detentores de concessão para transmissão de energia elétrica e possuem instalações na rede básica administrada pelo ONS.
- Agentes de distribuição – operam sistema de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão. Estão ligados ao SIN e devem contratar serviços de transmissão fornecidos pelo ONS.
- Comercializadores – agem como intermediários de negócios entre geradores, distribuidores e consumidores, oferecendo serviço de compra e venda de energia elétrica.
- Consumidores livres – são consumidores com carga igual ou superior a 3mil kW que podem optar por:
 - Ser atendidos pela distribuidora local;
 - Comprar energia diretamente de um PIE; ou
 - Comprar energia por meio de um comercializador.
- Importadores/exportadores de energia – são os titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão de energia associados à importação para abastecimento do mercado nacional e à exportação para os países vizinhos.

Os segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica possuem características de monopólios naturais e são mais fortemente regulados tanto técnica como economicamente pela ANEEL. Já os segmentos de geração e comercialização são considerados competitivos e, portanto, não demandam forte regulação econômica (FUGIMOTO, 2010).

Os diferentes modelos do setor elétrico podem ser comparados na Tabela 6. Os itens subsequentes tratarão dos leilões de energia e do MRE.

Tabela 6 – Modelos do setor elétrico brasileiro

Antigo Modelo (Até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (A partir de 2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por segmentos: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência entre empresas estatais e privadas
Monopólios, competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo - Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento determinativo - Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação de 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez/2004)	Contratação: 100% do mercado mais reserva
Sobras e déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras e déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras e déficits do balanço energético liquidados na CCEE.

Fonte: Adaptado de (CCEE, 2016).

2.4.1. Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O MRE, já descrito no Decreto nº 2.655/1998 e mantido no novo modelo do setor elétrico, é um mecanismo financeiro cujo objetivo é reduzir os riscos hidrológicos, compartilhando-os entre as UHE participantes.

A energia assegurada do sistema é definida como a máxima produção que pode ser mantida em longo prazo, admitindo-se um risco preestabelecido de não atendimento da demanda (DIAS LEITE, 2014). A energia assegurada de cada usina é calculada pela EPE com base nos modelos de otimização da operação do sistema e constitui o limite de contratação para as geradoras hidrelétricas do sistema. A reestruturação do modelo estendeu a noção de energia assegurada para outras tecnologias aptas a participarem dos leilões, como térmicas, eólica e solar, que passam a receber certificados com quantidades de energia contratável, denominados de garantia física (GF) (ROMEIRO, 2014). A GF indica, portanto, a “quantidade máxima que as usinas hidrelétricas, termelétricas e projetos de importação de energia podem comercializar” (EPE, 2008).

O MRE realoca a energia gerada, transferindo a energia excedente das UHE que geraram além de sua garantia física para aquelas que geraram menos. Esse mecanismo se justifica devido à grande extensão territorial do país, que acarreta em diferenças hidrológicas significativas entre regiões, e por conta da existência de usinas localizadas num mesmo rio, “em cascata”, o que faz com que a operação otimizada de uma usina não necessariamente seja a melhor opção para o sistema como um todo (CCEE, 2016). Esta decisão é tomada pelo ONS na determinação do despacho ótimo.

Os montantes de energia contratada e de energia efetivamente transferida são registrados e eventuais diferenças são liquidadas no mercado de curto prazo (*spot*), seguindo o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é determinado semanalmente pela CCEE com base no Custo Marginal de Operação (CMO) de cada subsistema do SIN, limitado a valores de mínimo e máximo, que são estabelecidos anualmente pela ANEEL (ROMEIRO, 2014). O PLD é equivalente ao preço *spot* do antigo mercado de curto prazo do MAE.

O *generation scaling factor* (GSF) é o fator que mede a razão entre a energia de fato produzida pelas hidrelétricas participantes do MRE e a garantia física dessas usinas. Se o resultado dessa divisão for menor do que 1, significa que as hidrelétricas estão gerando abaixo de sua GF e precisam comprar energia no curto prazo.

2.4.2. Leilões do ACR

A contratação de energia através de leilões foi programada visando atingir a modicidade tarifária, o primeiro objetivo do modelo atual do setor elétrico. A competição na geração é incentivada através de licitações públicas dos empreendimentos e de leilões de compra de energia com critério de menor tarifa. A transmissão, cujo serviço também constitui parte da tarifa, é igualmente contratada através de leilões.

Os leilões do ACR são o cerne da expansão do setor elétrico e tem induzido a entrada de empreendedores provenientes de outros setores e países (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012). Os órgãos governamentais que participam da organização e realização dos leilões e suas atribuições são (REGO, 2012):

- MME – estabelece as diretrizes e sistemática dos leilões;
- EPE – realiza o cadastro e a habilitação técnica dos projetos que têm interesse em ofertar energia;
- CCEE – faz a operacionalização do leilão; e
- ANEEL – elabora o edital do leilão e os documentos vinculados, tais como o contrato de compra e venda de energia elétrica.

2.4.2.1. Leilões de geração

Os leilões de geração foram introduzidos na Lei nº 10.848/2004 e mais detalhados no Decreto nº 5.163/2004. É através deles que o governo coordena a expansão do parque gerador. Nos leilões de geração são negociados contratos de suprimento de energia de longo prazo, o que reduz os riscos do empreendimento e

incentiva os empreendedores a realizarem investimentos. Existem diversos tipos de leilão de geração, ilustrados no esquema da Figura 16.

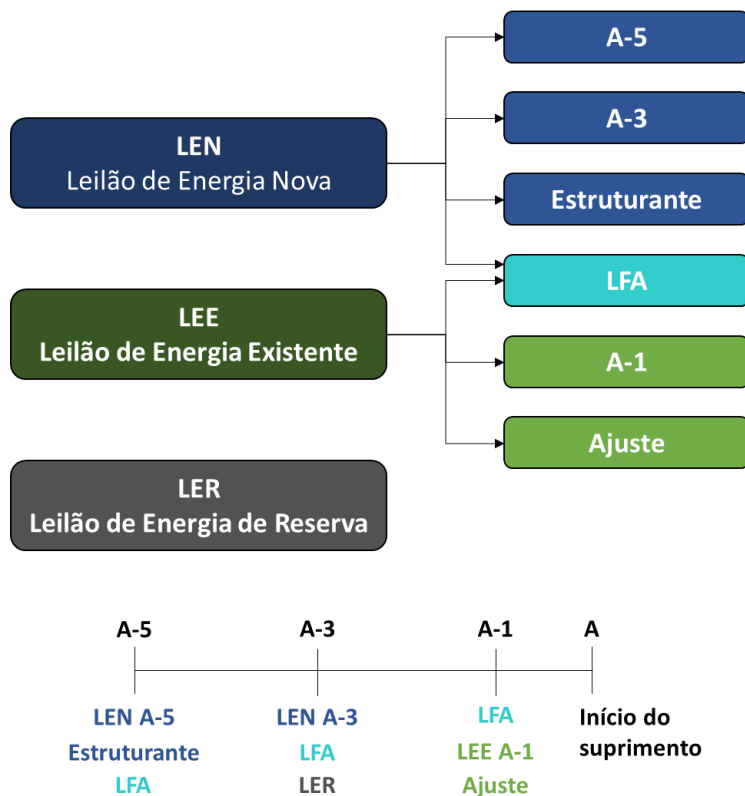


Figura 16 – Tipos de leilão de geração.

Fonte: Elaboração própria a partir de (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012) e (ROMEIRO, 2014).

Foi feita a separação das empresas ofertantes em dois grupos, de centrais existentes (energia “velha”) e de novas centrais (energia “nova”), com o objetivo de estimular o investimento em novas centrais geradoras, já que uma característica das hidrelétricas (fonte com maior capacidade instalada no país) é o baixo custo marginal de operação. Num ambiente competitivo, uma hidrelétrica já amortizada venderia sua energia a preços muito baixos, desestimulando a instalação de novas usinas e diferentes fontes (LOSEKANN, 2003) (OLIVEIRA, 2007).

Assim, a expansão do parque gerador é feita nos Leilões de Energia Nova (LEN), que promovem a contratação de energia de novos empreendimentos²⁹ para atender ao crescimento previsto da demanda. Podem ser realizados 5 ou 3 anos antes da data do início do suprimento. Os contratos de energia nova são de longa duração (15 a 30 anos), o que garante mercado para a oferta de energia das centrais novas durante toda a sua vida útil, ao preço fixado no momento do leilão. Isso elimina o risco de mercado dessas centrais e repassa-o aos consumidores cativos, às centrais existentes e às distribuidoras (LOSEKANN, 2003). Os projetos contratados em tais leilões se utilizam dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) para obter o financiamento necessário. Em geral, cada projeto isolado representa um pequeno incremento na oferta futura de energia, porém, em conjunto, esses projetos representam uma parcela significativa da expansão da geração (SILVA, 2015).

Os Leilões Estruturantes são destinados à contratação de grandes empreendimentos de caráter estratégico e interesse público, em geral, hidrelétricos. Até então foram realizados apenas três leilões estruturantes para construção das UHE Santo Antônio (2007) e Jirau (2008), no Rio Madeira, e da UHE Belo Monte (2010) no Rio Xingu.

Os Leilões de Energia Existente (LEE) visam à contratação de empreendimentos de geração já em operação. É uma forma de adaptar a contratação de energia às condições vigentes, que variam em função do consumo ou de alterações de custos (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012). Permitem que as distribuidoras ajustem suas expectativas para a demanda previamente calculada, que pode ter se revelado insuficiente (ROMEIRO, 2014). O leilão é realizado 1 ano antes do início do suprimento e os contratos são mais curtos (3 a 15 anos para o LEE A-1 e de 3 a 24 meses para o Leilão de Ajuste). Além disso, os contratos firmados no LEE A-1 possuem cláusulas que permitem que as distribuidoras diminuam o montante contratado para

²⁹ Aqueles que, até a data de publicação do leilão, não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização e que não sejam objeto de expansão de empreendimento já existente (Decreto nº 5.163/2004).

compensar possíveis reduções futuras de carga³⁰ (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

O Leilão de Fontes Alternativas (LFA) visa à contratação de energia proveniente exclusivamente das fontes eólica, biomassa e PCHs e pode ocorrer com antecedência de 1 a 5 anos, sendo a energia proveniente de empreendimentos novos ou existentes.

Os Leilões de Reserva (LER) são usados pelo governo como uma forma de garantir o suprimento de energia. A CCEE é a contratante da energia neste tipo de leilão, e firma com cada um dos geradores um contrato, cujos custos são rateados por todos os consumidores por meio de encargos de energia de reserva.

Tanto os contratos realizados nos LEN quanto nos LEE possuem uma cláusula de reajuste para o preço contratado com base no Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) (OLIVEIRA, 2007).

A energia contratada em todos os LEN, LFA e LER realizados entre dezembro de 2005 (primeiro leilão) e junho de 2014 pode ser vista na Figura 17.

³⁰ O Mecanismo Mensal de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), estabelecido pelo Decreto nº 5.163/2004, define a possibilidade de compensação/redução dos montantes contratados de CCEARs provenientes de empreendimentos de geração existentes.

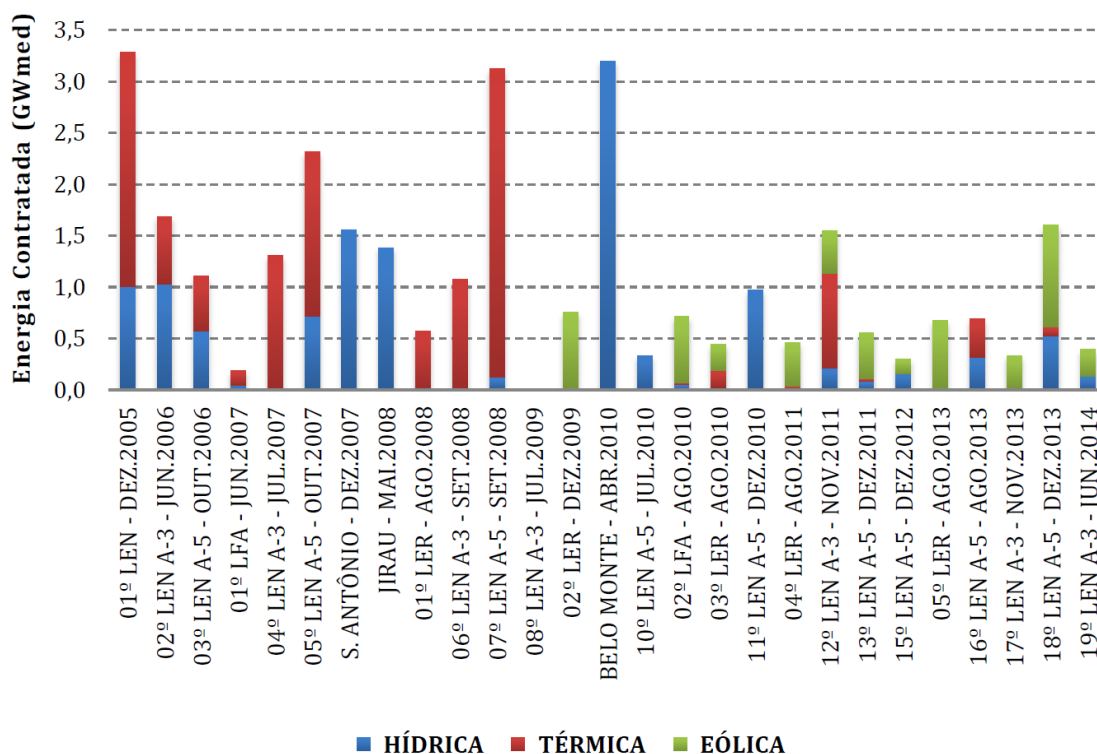


Figura 17 – Energia nova contratada nos leilões realizados entre dez/2005 e jun/2014.
 Fonte: (ROMEIRO, 2014).

A sistemática dos leilões de geração consiste em duas fases distintas: uniforme e discriminatória. As distribuidoras apresentam previamente suas necessidades futuras de energia à EPE. Somando todas as demandas necessitadas, a EPE estipula a chamada “oferta de referência”, que é mantida em segredo, e o preço-teto, apresentado no edital do leilão. No momento do leilão, a EPE assume o papel de “comprador único”, representando todas as distribuidoras. Na primeira fase do leilão (chamada *uniforme*), os geradores apresentam propostas que consistem em quantos MWmed estão dispostos a fornecer pelo valor do preço-teto. Em seguida, vai ocorrendo a diminuição do preço, e os geradores optam por manter ou não suas propostas. Esta etapa termina quando a energia ofertada chegar à oferta de referência. Contudo, a oferta de referência é calculada de tal forma (maior do que a demanda real) para que haja excesso de oferta suficiente para gerar concorrência de preços numa segunda etapa. A segunda etapa (chamada *discriminatória*) começa utilizando como preço-teto o preço de fechamento da etapa anterior. Os geradores têm mais uma chance de reduzir seu preço em um lance simultâneo e os que apresentarem as menores propostas serão selecionados até o atendimento total da demanda real (ver Figura 18). Ao final do leilão, as geradoras

contratadas dividem a energia ofertada entre todas as distribuidoras envolvidas no leilão e fazem um contrato com cada uma delas. A tarifa de suprimento será, portanto, o preço médio final de todas as fontes contratadas no leilão. Esse rateio de contratos (chamado *pool*) é usado como mecanismo de proteção aos consumidores cativos (MME, 2004), uma vez que distribui entre eles o risco dos empreendimentos de geração.

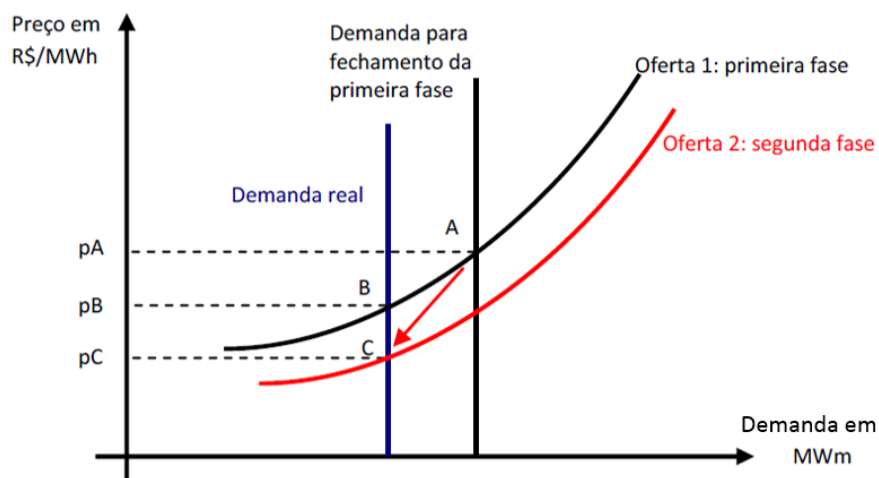


Figura 18 – Sistemática dos leilões de energia.

Fonte: (REGO, 2012).

OBS: se o leilão fosse realizado em uma única etapa, o preço final seria p_B . No modelo adotado, a primeira fase encerra-se em A. Na segunda fase, o lance simultâneo faz com que a curva de oferta se desloque para baixo e o preço final é p_C , menor do que p_B .

Existem dois tipos de contratação da energia, diferenciados pela alocação do risco do suprimento de energia (MME, 2003):

- Contratos por quantidade, em que o risco corre por conta do gerador; e
- Contratos por disponibilidade, em que o risco é totalmente transferido ao comprador.

Os contratos por quantidade são, em geral, voltados para hidrelétricas. Preveem o fornecimento de um montante fixo de energia durante um prazo específico pelo preço determinado no leilão (ajustado pelo IPCA). Assim, os geradores assumem o risco de gerarem a mais ou a menos do que estipulado no contrato, e qualquer diferença deve ser

liquidada no mercado de curto prazo. Esses riscos são repartidos entre as hidrelétricas participantes do MRE.

Já os contratos por disponibilidade costumam ser disputados pelas outras fontes, como usinas termelétricas movidas a gás natural, carvão, biomassa, óleo combustível, diesel, etc., eólicas e solares³¹. O gerador recebe da distribuidora uma remuneração fixa, independente do quanto de energia é efetivamente gerado. Além disso, quando o ONS despacha essas usinas, a distribuidora deve arcar também com o custo variável unitário (CVU) de geração (que inclui gastos com combustível, dentre outros), que é repassado aos consumidores. O modelo foi estabelecido com a expectativa de que esses custos fossem pequenos e esporádicos, o que não vem acontecendo nos últimos anos (ROMEIRO, 2014), conforme será discutido no **item 2.5. Da reestruturação à crise (2004 a 2014)**. O objetivo deste tipo de contrato é garantir a segurança de fornecimento do sistema hidrotérmico.

Com relação à proteção ambiental, o governo assumiu a responsabilidade pela obtenção da Licença Prévia³² (LP) de sítios hidrelétricos a participarem dos leilões estruturantes. O restante do processo de licenciamento segue sendo responsabilidade do investidor. Os altos riscos ambientais (discutidos no **Apêndice I – Legislação ambiental brasileira**) acabam reduzindo o interesse do capital privado por esse tipo de central (OLIVEIRA, 2007). As condicionantes da LP são apresentadas apenas na véspera do leilão, o que impede que os empreendedores examinem as exigências e estimem seus custos de modo a incorporá-los à sua precificação para o leilão (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012). Para as outras fontes, todo o licenciamento deve ser realizado pelo investidor, e os empreendimentos, para participarem dos leilões, já devem possuir a LP aprovada pelo órgão ambiental competente.

³¹ Em alguns leilões, empreendimentos solares e eólicos foram contratados por quantidade.

³² Primeira etapa do processo de licenciamento ambiental, mais discutido no Apêndice I – Legislação ambiental brasileira.

2.4.2.2. Leilões de transmissão

Os leilões de transmissão permitem a escolha de empreendedores que prestarão os serviços de construção, operação e manutenção das novas instalações de transmissão pelo menor custo (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012). Em teoria, são realizados com a antecedência necessária para permitir o licenciamento e a construção das instalações. Os custos das instalações do SIN são remunerados por meio da Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST), cobrada de todos os usuários da rede básica³³.

Os empreendedores apresentam uma proposta de receita anual requerida para a construção, montagem, operação e manutenção das instalações de transmissão, que deve incluir todos os custos com o empreendimento, a remuneração do investimento e gastos com o cumprimento das exigências do licenciamento ambiental. As propostas apresentadas, que devem ser inferiores à Receita Anual Permitida (RAP) máxima preestabelecida no edital do leilão, são entregues em envelope fechado. A empresa que apresentar menor RAP e outras que apresentarem valores acima de 5% acima do valor mais baixo tem a oportunidade de participar da segunda etapa, que consiste em lances sucessivamente menores (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

O licenciamento ambiental dos empreendimentos de transmissão é todo feito pelo empreendedor depois de o lote já ter sido adquirido em leilão. Por conta disso, muitas linhas têm seu prazo de entrega atrasado, fazendo com que plantas de geração prontas não tenham meios de escoar sua energia. Está em discussão no Senado o projeto

³³ A TUST foi aumentando com a entrada em operação de novas linhas, especialmente a partir de 2005 e 2006, quando da interligação entre os subsistemas N e S (DIAS LEITE, 2014).

de lei³⁴ que sugere que a LP dos projetos de transmissão seja obtida pela EPE, já que o traçado das linhas é pré-definido pelo órgão³⁵.

2.4.3. Formação das tarifas

O custo a ser pago pelo consumidor final pelo uso da energia elétrica deve compreender os custos da geração, da transmissão, da distribuição, de perdas técnicas e não-técnicas do sistema, além de impostos, tributos e encargos³⁶ (ABRADEE, 2016).

Deve-se considerar também que o custo da eletricidade engloba não somente o consumo propriamente dito, mas também sua disponibilidade e garantia de fornecimento em todo momento.

O processo de determinação das tarifas das distribuidoras de energia elétrica ocorre em duas etapas. Na primeira, é calculada a receita total que a empresa deverá obter para manter seu equilíbrio econômico-financeiro no período de um ano. Esta receita, conhecida como receita requerida, é composta por duas parcelas (FUGIMOTO, 2010):

- Parcela A – inclui os custos exógenos aos da distribuidora (chamado de custos “não gerenciáveis”), como por exemplo:
 - Custos de energia comprada para revenda;
 - Custos de conexão e transmissão;
 - Determinados encargos setoriais (taxas regulatórias).
- Parcela B – inclui os custos sob o controle das distribuidoras (denominado de custos “gerenciáveis”), como por exemplo:

³⁴ Projeto de Lei do Senado nº 378/2013.

³⁵ Ver Apêndice I – Legislação ambiental brasileira para uma discussão mais detalhada.

³⁶ Além de encargos setoriais, são cobrados na tarifa de energia elétrica os seguintes tributos: PIS/PASEP, COFINS e ICMS. Vale ressaltar que, somente o ICMS, que varia de estado para estado, pode responder sozinho por mais de 30% do valor da conta de luz (ABRADEE, 2016).

- Custos operacionais da prestação do serviço de distribuição;
- Remuneração dos investimentos.

Os custos da Parcela B são anualmente corrigidos, no processo de reajuste tarifário, de acordo com o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), ajustado por um índice que busca induzir as distribuidoras na busca da eficiência operacional, conhecido como Fator X.

As revisões tarifárias periódicas costumam ocorrer de quatro em quatro anos para a maior parte das distribuidoras. Como as variações reais da Parcela A são reconhecidas integralmente nas tarifas, a função básica da revisão tarifária é definir o novo valor da Parcela B (FUGIMOTO, 2010).

Um levantamento da composição tarifária média de todos os consumidores de energia elétrica do Brasil no ano de 2015 pode ser visto na Figura 19.

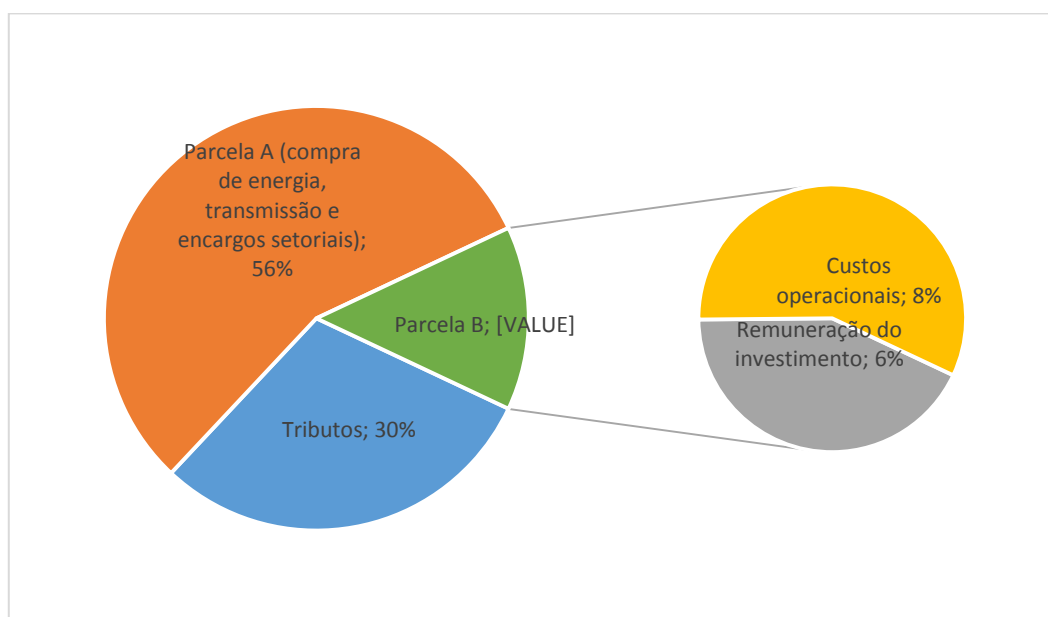


Figura 19 – Estrutura da receita tarifária média do Brasil (2015).

Fonte: Adaptado de (ABRADEE, 2016).

OBS: estão incluídos todos os tipos de consumidores.

Na segunda etapa do processo de determinação das tarifas (FUGIMOTO, 2010), a receita requerida pela distribuidora, determinada pela ANEEL, é dividida pela quantidade estimada de energia que será consumida no período. Os consumidores de energia elétrica são divididos de acordo com a finalidade da unidade consumidora, como residência, comércio e indústria, e por nível de tensão no qual é feito o atendimento, como alta tensão (acima de 69 kV), média tensão (de 1 kV até 69 kV) e baixa tensão (abaixo de 1 kV).

A tarifa de fornecimento de energia elétrica cobrada pela distribuidora é dividida em Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD), que compreende os custos do serviço de distribuição, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações, e em Tarifa de Energia (TE), que compreende os custos de compra de energia elétrica e os encargos setoriais associados. No caso dos consumidores livres, que podem escolher o fornecedor do produto energia elétrica, a distribuidora local presta apenas o serviço de transporte. Portanto, estes pagam para a distribuidora apenas a TUSD. Já para os consumidores cativos, a distribuidora é responsável pelo fornecimento de energia elétrica como um todo, englobando o transporte e o produto (energia elétrica gerada). Estes devem pagar a TUSD e a TE.

Os custos relativos ao uso do sistema de transmissão são arrecadados através da Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST), cobrada de todos os consumidores, sejam eles livres ou cativos.

Os encargos setoriais mencionados se referem a contribuições que constam da tarifa de energia elétrica, mas não são impostos ou tributos, e sim contribuições instituídas por Lei. A própria ANEEL é responsável pela implantação e execução de cada encargo, calculando seu valor e retendo os recursos a eles destinados (ABRADEE, 2016).

2.5. Da reestruturação à crise (2004 a 2014)

A ocorrência do racionamento em 2001, em meio a uma reforma institucional (que visava a redução do papel do Estado), exigiu a tomada de medidas emergenciais.

No ano de 2002, ocorreram mudanças no que tange o papel do Estado no setor de energia, papel este que foi aumentado ainda mais no segundo mandato do presidente Lula (DIAS LEITE, 2014).

A reforma de 2004 no modelo do SEB teve como objetivo principal a recuperação da coordenação centralizada da expansão do parque gerador pelo poder Executivo. Os leilões foram instituídos como novos mecanismos para contratação de empreendimentos geradores, porém o paradigma no qual as hidrelétricas representam a fonte geradora principal do país e as térmicas atuam apenas como fontes complementares, formalmente estabelecido desde a década de 1960 (Decreto nº 60.824/1967), não foi propriamente revisado.

Nos 15 anos que sucederam o racionamento de 2001, a expansão da matriz elétrica se deu priorizando especialmente a geração térmica, como foi visto na Figura 17, que mostrou a energia contratada nos leilões de energia nova. Na Figura 20 a seguir, nota-se que, especialmente entre os anos de 2009 e 2013, houve uma forte predominância de usinas térmicas entrando em operação, resultado das contratações feitas entre 2005 e 2008 nos leilões de energia nova. A energia eólica começou a ganhar destaque na matriz a partir de 2009 e a hídrica teve suas maiores contratações nos leilões estruturantes de 2007, 2008 e 2010 – a UHE Santo Antônio teve suas obras finalizadas em 2016, Jirau e Belo Monte seguem em construção, apesar de algumas de suas turbinas já gerarem energia. A Figura 21 mostra que, entre 2001 e 2014, entraram em operação 26.525 MW de UTE, 23.861 MW de UHE, 4.960 MW de eólicas e 3.872 MW de PCH, resultando na matriz elétrica atual, apresentada na Figura 2, no início deste capítulo.

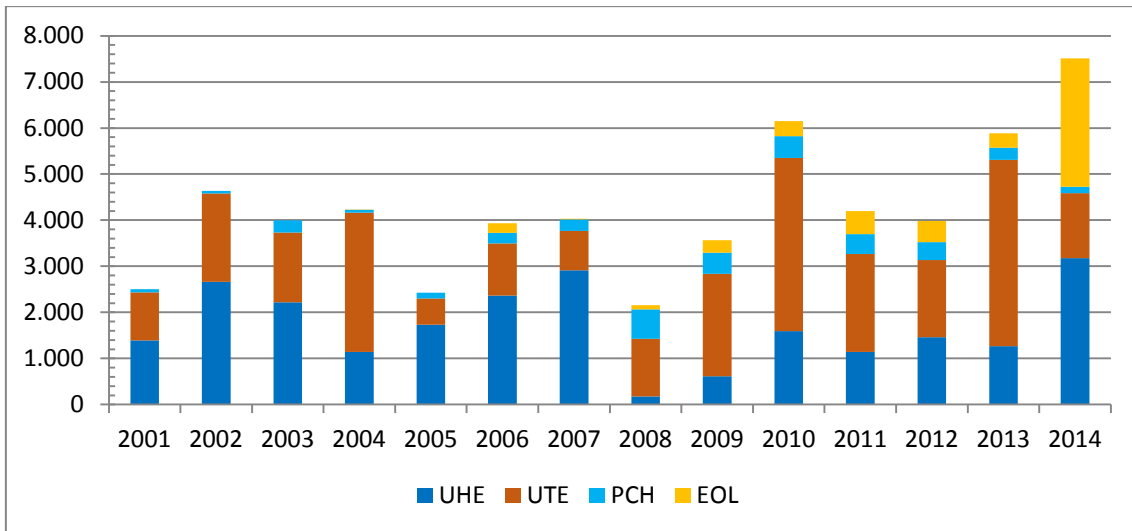


Figura 20 – Entrada em operação de empreendimentos de geração elétrica – nova capacidade instalada por ano (MW).

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da SFG (ANEEL, 2015).

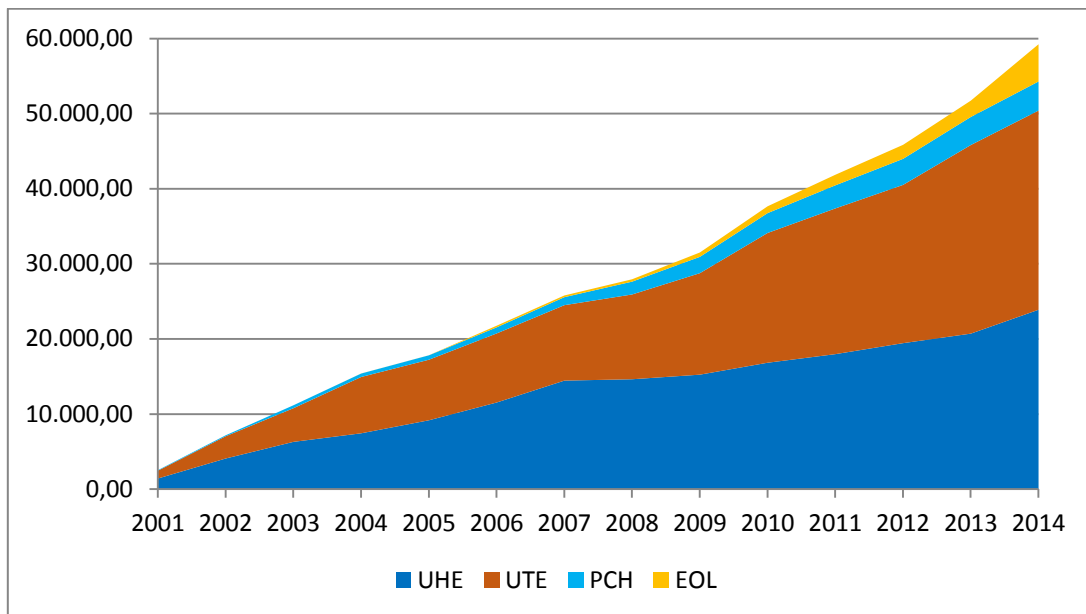


Figura 21 – Entrada em operação de empreendimentos de geração elétrica – valores acumulados desde 2001 (MW).

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da SFG (ANEEL, 2015).

Porém, o parque térmico contratado nestes leilões é predominantemente flexível, com baixos custos fixos e altos custos variáveis, além de altamente poluentes (ROMEIRO, 2014). Essas UTE foram destinadas a cumprir um papel complementar à

geração hídrica, que seguiu cumprindo um papel de geração de base. Assim, a expansão do sistema foi feita visando privilegiar as hidrelétricas, as térmicas flexíveis e fontes complementares ao despacho hídrico, de modo a minimizar vertimentos dos grandes reservatórios e gastos com os combustíveis das térmicas (ROMEIRO, 2014). Porém, como já foi mencionado no **item 2.1. Características gerais**, as novas hidrelétricas contratadas não contam com reservatórios de regularização plurianual. Desde o final da década de 1990, não entraram em operação UHE com reservatórios desta escala, portanto o SIN tem reduzido sua capacidade de armazenamento de água e conseqüentemente seu grau de regularização do estoque de energia, causando depleção mais acentuada dos reservatórios e impondo riscos à garantia de suprimento.

O GR representa a razão entre a EAR nos reservatórios e a carga a ser atendida, da qual se subtrai a energia gerada por UTE inflexíveis (no caso brasileiro apenas as duas centrais nucleares de Angra), geração à biomassa, PCHs e eólicas. Assim, este aumenta apenas com a entrada em operação de térmicas inflexíveis, com reduções de carga ou expansão dos reservatórios (ROMEIRO, 2014), mas o que tem se visto é justamente o contrário. Dessa forma, as hidrelétricas em operação atualmente não têm mais a capacidade de garantir a segurança energética da matriz.

Assim, faz-se necessário ajustar os modelos de operação e controle do SIN e adaptar o processo de planejamento da expansão, levando em conta fatores de longo prazo, e selecionando tecnologias a partir dos custos e riscos da futura composição da matriz elétrica (FGV ENERGIA, 2016). Porém, diante das dificuldades econômicas que se desenvolveram no país, especialmente a partir de 2010, os setores de energia sofreram algumas reformas que buscaram soluções mais imediatistas (DIAS LEITE, 2014).

Em setembro de 2012, foi aprovada a MP nº 579/2012 (convertida em Lei nº 12.783 de janeiro de 2013), dispondo sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e sobre a redução dos encargos setoriais. Foi regulamentada pelo Decreto nº 7.805/2012, e suas medidas possibilitavam uma redução média de 20% no preço da energia elétrica no ACR a partir de janeiro de 2013, visando a modicidade tarifária proposta como meta do novo modelo do setor elétrico, porém

com uma visão de curto prazo, não sustentável a longo prazo. Essas medidas previam (COSTELLINI e HOLLANDA, 2014):

- Desoneração de alguns encargos setoriais³⁷;
- Antecipação da prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição anteriores à Lei nº 8.987/1995, que venceriam a partir de 2015; e
- Aporte de R\$ 3,3 bilhões do Tesouro para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) em 2013 e R\$ 3,6 bilhões em 2014.

O crescimento do setor industrial vinha demonstrando quedas e a redução do custo da energia para a indústria foi adotada como sendo uma das medidas que iria impulsionar o desenvolvimento do país (COSTELLINI e HOLLANDA, 2014). A redução de tarifas teve, naturalmente, alta aceitação entre os consumidores (DIAS LEITE, 2014), porém, como já foi mencionado anteriormente, uma política de redução de tarifas provoca o desequilíbrio financeiro do setor, além de ocultar a tendência real de aumento de custos e a necessidade de conservação de energia. Uma política de redução de tarifas já havia se mostrado falha na contenção da inflação durante as décadas de 1970 e 1980, e mostrou-se falha novamente.

Por decorrência da MP nº 579/2012, houve de fato uma redução da participação dos encargos cobrados sobre a receita requerida das distribuidoras nos anos de 2013 e 2014 (Figura 55). Esta redução, porém, foi “compensada” pelo substancial aumento da participação dos encargos destinados à CDE em 2015 – esta flutuava entre o valor médio de 2,83% entre 2004 e 2014, e atingiu 19,77% no ano de 2015 (ABRADEE, 2016). Por conta desse aumento, as tarifas, que haviam se reduzido cerca de 19% em 2013, tiveram aumento médio de 31% em 2015 (Figura 54).

³⁷ Segundo COSTELLINI e HOLLANDA (2014), “na prática, os recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) e da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) passaram a ser centralizados em uma conta única – a CDE. Em paralelo, os recursos da CDE passaram a atender também as obrigações da CCC e da RGR, incluindo a eventual necessidade de indenização aos concessionários por conta da reversão das concessões”.

A redução das tarifas no mercado cativo fez com que o consumo residencial tivesse uma taxa de crescimento mais acentuada em 2012 e 2013. Em 2015, porém, o aumento das tarifas decorrente do aumento dos encargos causou uma redução de 0,75% no consumo residencial com relação ao ano anterior, como mostra a Figura 22 a seguir.

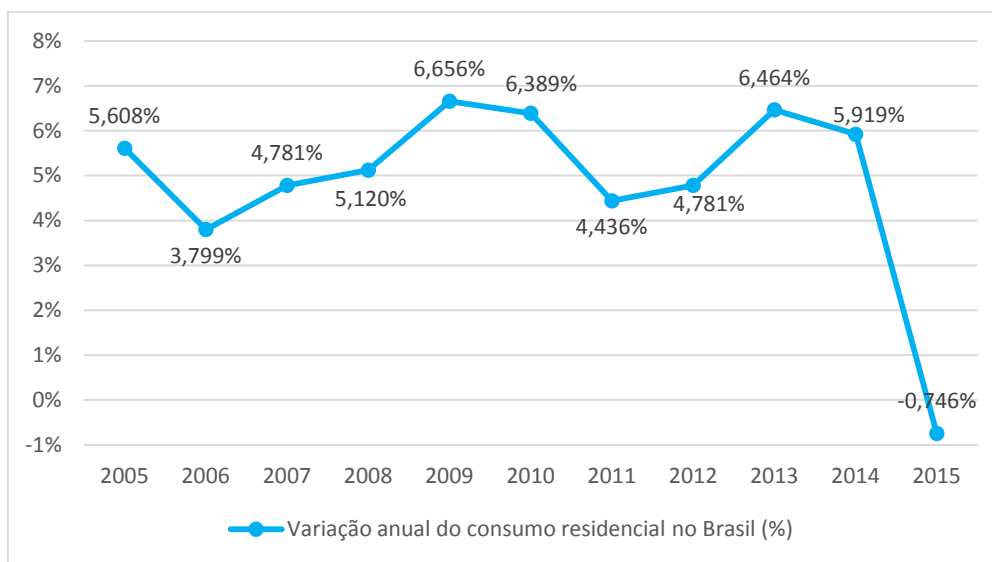


Figura 22 – Variação anual do consumo residencial de energia elétrica no Brasil (2005-2015).
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (EPE, 2016).

Esse aumento no consumo coincide com o aumento do despacho térmico na base, como é mostrado nas Figuras Figura 23 e Figura 24. Isso ocorreu porque entre 2011 e 2015 a geração das UHE participantes do MRE teve uma queda contínua de mais de 15% (ver

Tabela 14 e Figura 40), enquanto o cálculo da GF seguiu aumentando. Como a GF representa a quantidade máxima de energia que pode ser comercializada pela geradora, a geração abaixo desse valor pode causar grandes desequilíbrios econômicos para as empresas e para o sistema como um todo. Significa que energia foi vendida, porém não foi gerada. O GSF, o fator que mede a razão entre a energia de fato produzida pelas hidrelétricas participantes do MRE e a garantia física dessas usinas, é mostrado na Figura 25. Atingiu seu menor valor em janeiro de 2013, 75,05%.

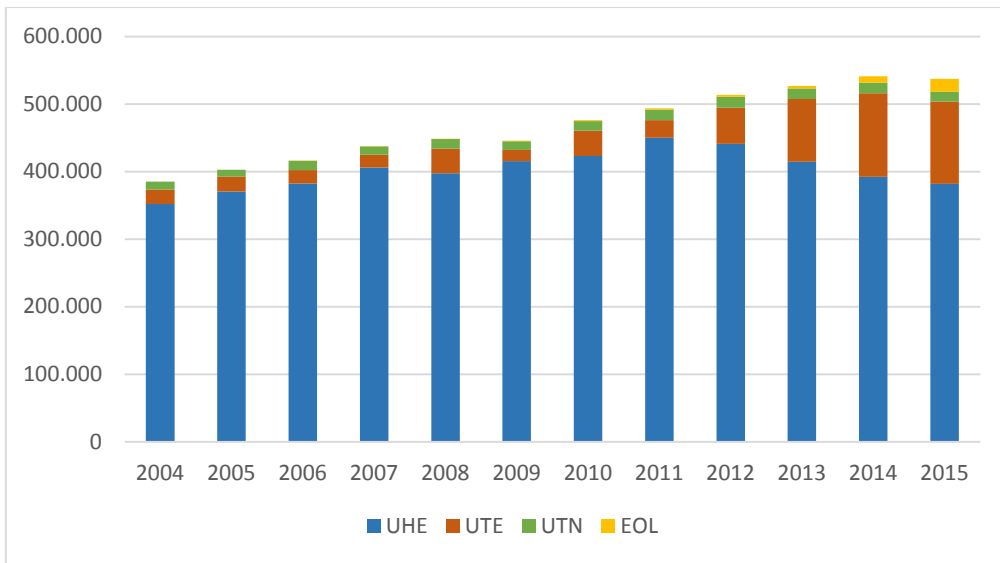


Figura 23 – Geração por fonte no SIN, em GWh (2004-2015).
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (ONS, 2016).

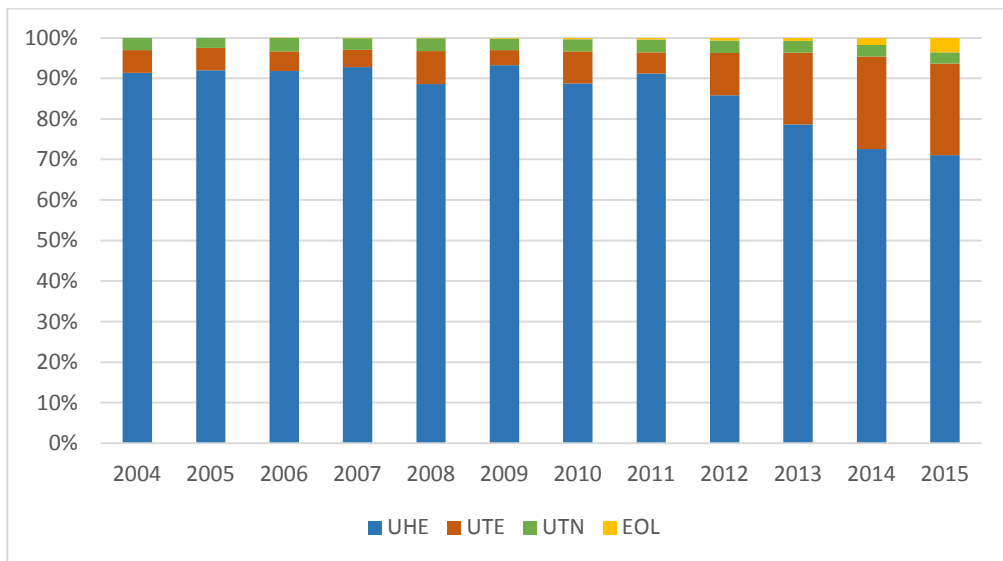


Figura 24 – Participação de cada fonte geradora no SIN (2002-2015).
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (ONS, 2016).

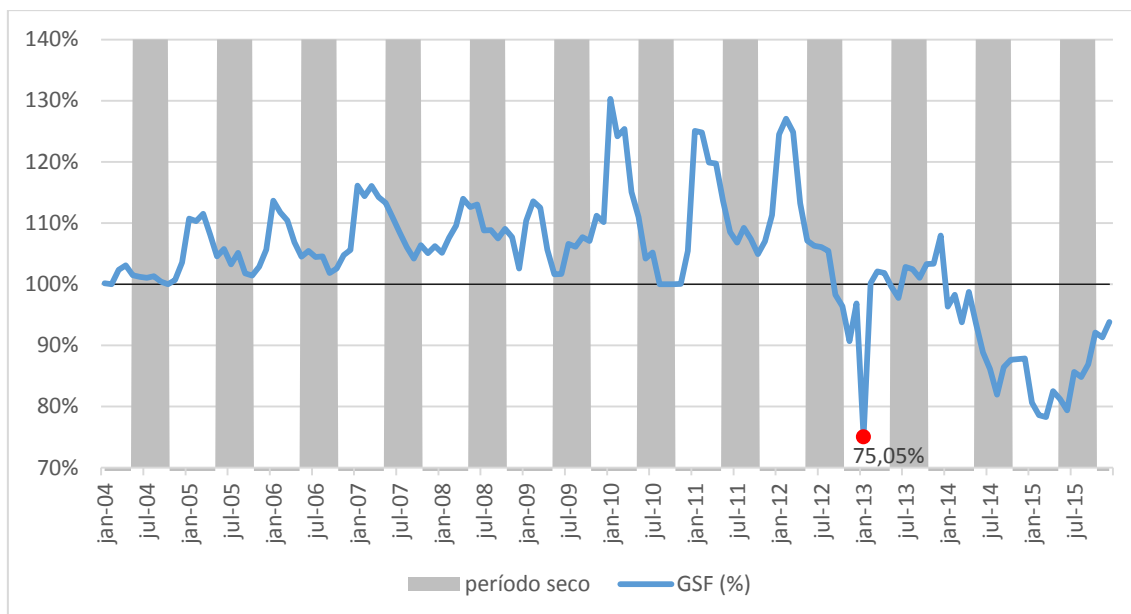


Figura 25 – Evolução do GSF (2004-2015).

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (CCEE, 2004-2016).

O parque termelétrico precisou entrar em operação para suprir a energia hidrelétrica não gerada por conta do baixo regime de chuvas. Este parque, com exceção da geração termonuclear, é predominantemente flexível, destinado a cumprir um papel complementar à geração hidrelétrica. Apresenta baixos custos fixos, porém altos custos variáveis, o que significa que, quanto maior a geração por este tipo de fonte, maior será o custo final da energia. Portanto, a diminuição da geração hídrica a partir de 2012 e sua compensação pela geração térmica, especialmente nos anos de 2014 e 2015, quando representou 22,8% e 22,6% da geração, respectivamente, causou um aumento no custo da energia, que impactou, e muito, o PLD (Figura 26), desestruturando todo o setor elétrico do país. As usinas hidrelétricas que não geraram energia como esperado, precisaram comprar energia por custos altíssimos.

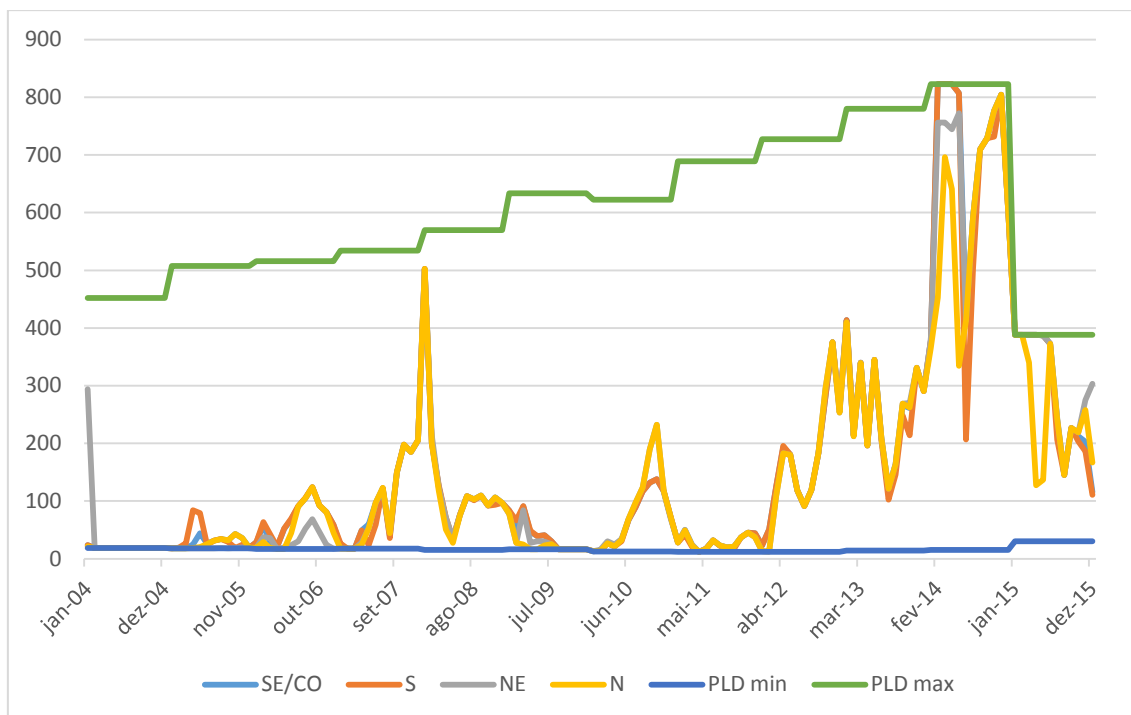


Figura 26 – Valores do PLD por subsistema e limites máximo e mínimo. Valores nominais (R\$/MWh).

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (CCEE, 2004-2016) e ANEEL.

No ano de 2012 foi registrado 80% de armazenamento em fevereiro, o maior volume armazenado entre os anos analisados, porém o armazenamento caiu consideravelmente atingindo os 28% em dezembro (ROMEIRO, 2014). A Figura 27 mostra que os reservatórios do subsistema SE/CO sofreram uma queda acentuada na sua energia armazenada, tendo atingido no final de 2014 níveis inferiores aos de 2001 (ver Figura 12 para comparação).

Houve também uma queda acentuada na EAR no período seco do ano de 2012, mas houve uma pequena recuperação ao longo do período úmido em 2013. No ano de 2014, porém, não houve recuperação dos reservatórios no período úmido, e os níveis atingidos foram críticos, já que o armazenamento nos reservatórios do SIN atingiu valores mais baixos em final de 2014 e início de 2015 do que em 2001. Vale lembrar que o deplecionamento acentuado anual também põe em risco a modicidade tarifária, já que o CMO responde bruscamente à escassez de água (ROMEIRO, 2014).

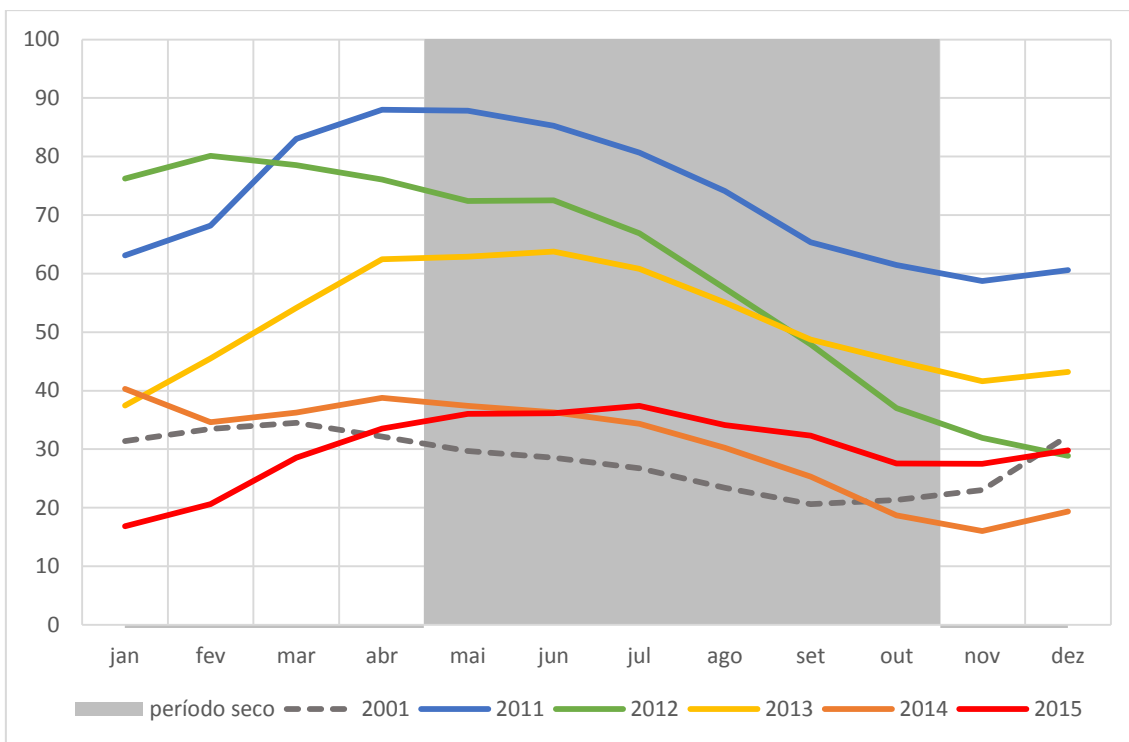


Figura 27 – Depleção dos reservatórios de SE/CO em 2014 e 2015 (% da EAR máxima)
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (ONS, 2016).

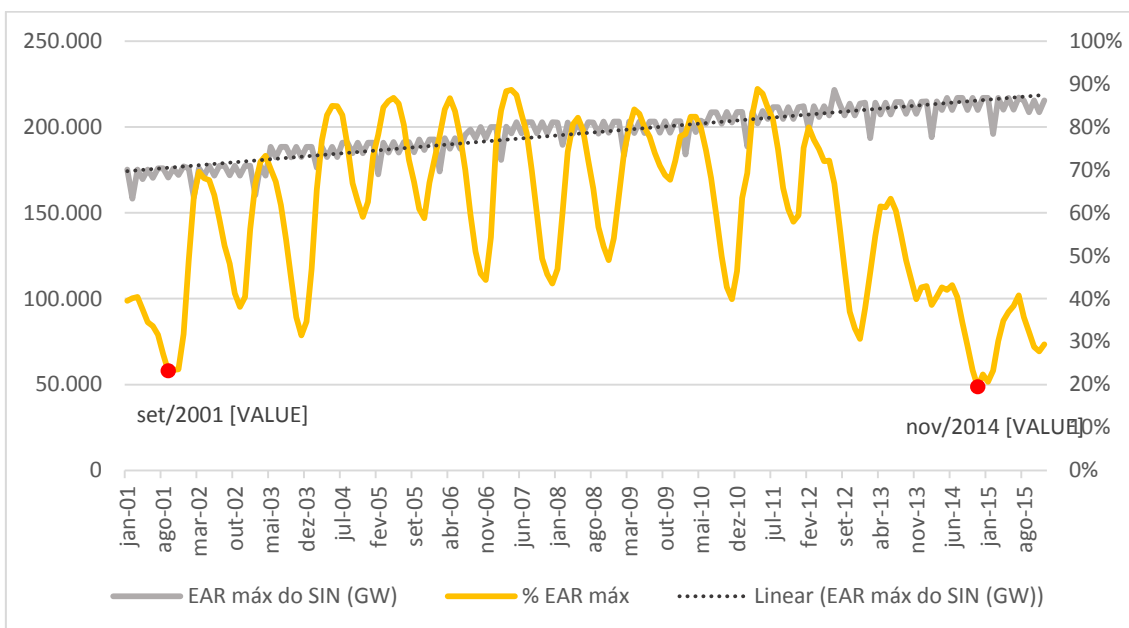


Figura 28 – Capacidade mensal de armazenamento do SIN (2001-2015)
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (ONS, 2016).

OBS: os dois pontos vermelhos destacados na figura mostram o pior armazenamento do período do racionamento, em setembro de 2001, e o pior armazenamento do período da crise hídrica mais recente, em novembro de 2014. Em 2014, portanto, a capacidade de armazenamento atingiu níveis mais graves do que em 2001.

Como já foi mencionado, o período do racionamento deixou claro que a participação de centrais térmicas na matriz elétrica é essencial para garantir a segurança de fornecimento, pois estas são capazes de gerar energia independente de fatores climáticos. Porém, os gastos com o despacho térmico contínuo em 2013 somaram R\$ 7,5 bilhões, enquanto que a exposição ao PLD elevado decorrente da descontração involuntária das distribuidoras atingiu R\$ 5,6 bilhões. No entanto, como o governo havia se comprometido com uma queda tarifária, que foi anulada pelos gastos “circunstanciais” do despacho térmico, recuperou-se a velha e danosa prática de subsidiar o setor elétrico com fundos do Tesouro Nacional. Parte do desequilíbrio financeiro foi arcada pelo Tesouro, via aportes na Conta de Desenvolvimento Energético, e parte foi equacionada por um empréstimo tomado pela CCEE, contabilizado na Conta no Ambiente de Contratação Regulada (Conta-ACR) (ROMEIRO, 2014). A Conta-ACR foi criada em 2014, mantida pela CCEE, com o objetivo de cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Cabe lembrar que a CCEE é uma pessoa jurídica de direito privado, sem capital próprio, e teve que assumir essa responsabilidade mediante empréstimos (DIAS LEITE, 2014).

Bandeiras tarifárias foram instituídas em 2015 como uma tentativa de conscientizar o consumidor do “realismo tarifário”, ou seja, criar um mecanismo dinâmico de definição do custo de energia em função das condições climáticas, visando o gerenciamento da demanda. A necessidade da implantação desse sistema mostra que a metodologia atual de definição de tarifas está defasada com as condições reais de funcionamento do SEB. Outras formas de gerenciamento de demanda podem ser desenvolvidas sem que os riscos econômicos inerentes à atividade sejam transferidos ao consumidor.

Segundo DIAS LEITE (2014), essas alterações ficaram conhecidas como uma “reforma parcial” do modelo do SEB, o que causou sentimento de insegurança quanto ao marco regulatório, que repercutiu negativamente na imagem de estabilidade institucional do país. Os serviços públicos de energia elétrica devem garantir o suprimento e a qualidade dos serviços a longo prazo, porém deve-lhes ser assegurada em contrapartida tarifas que cubram custos e remunerem o capital investido, o que possibilitaria a expansão e melhoria contínua dos serviços (DIAS LEITE, 2014). O

Brasil, porém, ainda carece de uma estratégia energética de longo prazo realmente comprometida com o aumento da diversidade de fontes, com base em paradigmas de segurança, não só energética, mas também econômica e ambiental (FGV ENERGIA, 2016).

A capacidade instalada em construção (Figura 29) mostra que o poder público tem priorizado as térmicas não nucleares (flexíveis e custosas) e as eólicas, que, apesar de diversificarem a matriz e complementam o despacho hídrico, não se configuram ainda como solução suficiente à perda de regularização (ROMEIRO, 2014).

Outras fontes de base deveriam também ser priorizadas, visando a garantia da segurança de fornecimento da energia. Os reservatórios das hidrelétricas poderiam ser mantidos como uma forma de regularização da geração por fontes renováveis intermitentes (como a eólica) atuando de forma complementar à geração de base (através da nuclear, por exemplo).

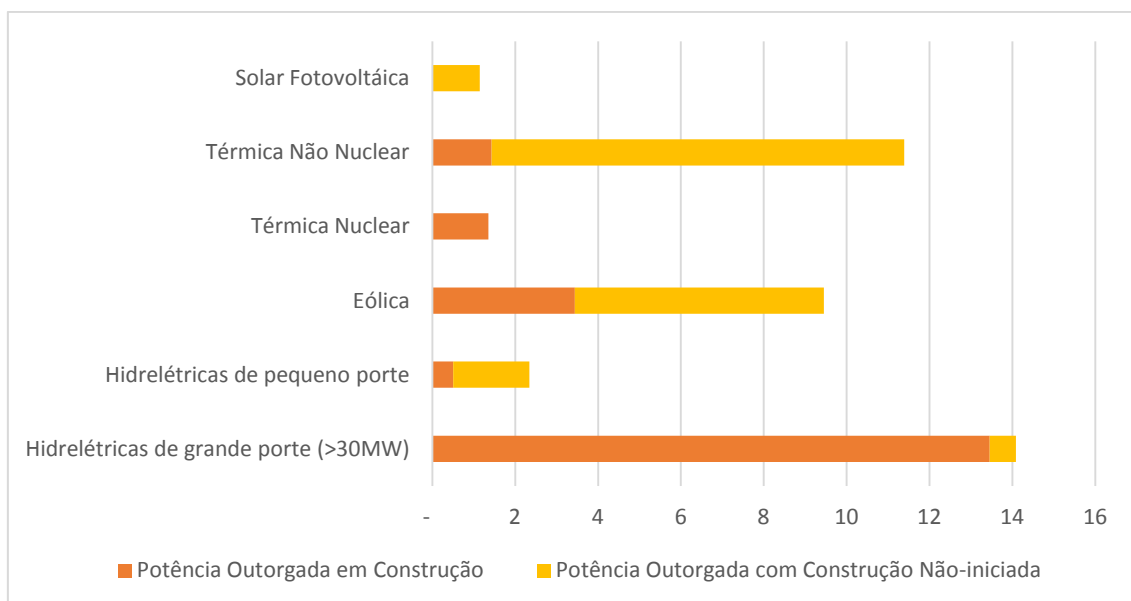


Figura 29 – Capacidade Instalada em Construção em fevereiro de 2016.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BIG (ANEEL, 2016).

3. METODOLOGIA

A partir do que foi apresentado no **Capítulo 2 – O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**, nota-se que o SEB apresenta muitas características independentes. Portanto, para que seja feita uma avaliação do setor, mais especificamente da segurança econômica e energética da matriz elétrica brasileira, é necessário utilizar uma metodologia que permita a análise multicriterial dos diversos indicadores selecionados.

A principal característica de uma abordagem usando múltiplos critérios é dividir o processo de modelagem em duas fases distintas: a seleção dos critérios e a agregação dos critérios (BOUYSSOU, 1989).

A seleção dos indicadores a serem utilizados no estudo foi feita a partir de revisão bibliográfica, com base nas informações apresentadas no capítulo anterior. Foram escolhidos critérios capazes de representar uma evolução do setor elétrico, de modo a avaliar de que forma o ISEE oscilou ao longo dos anos 2004 e 2015 em função das conjunturas do setor em dado momento. Foram buscados indicadores que estivessem disponibilizados pelos órgãos competentes e que pudessem ser avaliados com periodicidade anual. Estes critérios serão apresentados – e sua escolha justificada – no **Capítulo 4 – CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO**, acompanhados de uma interpretação do papel de cada indicador no ISEE e sua variação no período de análise. Foram selecionados 17 critérios, organizados em 7 grupos, a saber:

- A1 – Expansão do sistema:
 - A1.1 – Capacidade instalada total;
 - A1.2 – Crescimento percentual da capacidade instalada no ano.
- A2 – Diversidade energética:
 - A2.1 – Número de fontes que representam mais de 5% da capacidade instalada;
 - A2.2 – Percentual de geração térmica convencional.
- A3 – Confiabilidade das hidrelétricas:
 - A3.1 – GSF: geração das UHE participantes do MRE;
 - A3.2 – EAR no SIN: pior armazenamento do ano.
- A4 – Sistema de transmissão:

- A4.1 – Crescimento anual da extensão das linhas de transmissão;
- A4.2 – Energia transportada entre subsistemas;
- A4.3 – Exportação de energia.
- A5 – Confiabilidade do sistema:
 - A5.1 – Índice de perdas globais do sistema;
 - A5.2 – Fator de capacidade médio do parque gerador;
 - A5.3 – Indicador de robustez do SIN.
- A6 – Custo da energia:
 - A6.1 – Crescimento médio anual das tarifas de energia elétrica;
 - A6.2 – Participação de encargos sobre a receita requerida das distribuidoras;
- A7 – Desempenho da economia:
 - A7.1 – Consumo industrial e comercial;
 - A7.2 – Consumo per capita de energia elétrica;
 - A7.3 – Taxa de crescimento do PIB.

Os dados foram adquiridos através de consultas a bancos de dados oficiais, compilados e tratados no **Capítulo 5 – APLICAÇÃO DO MODELO**. A

Tabela 16 irá mostrar os valores obtidos para cada critério organizados por grupo.

Como as ordens de grandeza dos indicadores são distintas, é necessário empregar algum tipo de normalização dos dados. A normalização linear consiste em transformar os dados de modo que todos se encontrem em um mesmo intervalo (NETO, 2009), sem que seja alterada distribuição dos valores. Os dados devem ser normalizados

de modo que todos os indicadores tenham igual importância no momento da compilação dos dados, sem detrimento de escalas ou unidades dos critérios analisados, sejam eles medidos na ordem de milhares ou de milésimos, por exemplo (ALFASSI, BOGER e RONEN, 2005).

A normalização foi definida pela fórmula a seguir (equação I), onde “N” corresponde ao valor normalizado, “x” corresponde ao valor não normalizado e os índices “mín” e “máx” são seus valores mínimos e máximos, respectivamente, e a e b representam os limites do intervalo desejado:

$$\text{—————} \quad (\text{I})$$

Este método (*feature scaling*) consiste numa forma simplificada de comparar valores medidos em diferentes escalas ou unidades de medida (MOHAMAD e USMAN, 2013).

O intervalo visado foi entre 0 e 1, portanto, para critérios diretamente proporcionais ao ISEE, foram atribuídos os valores:

De modo que a equação I para critérios diretamente proporcionais se torna:

$$\text{—————} \quad (\text{II})$$

No caso de critérios indiretamente proporcionais ao ISEE, foi definido o intervalo inverso, a fim de que os valores referentes a todos os critérios tivessem relação diretamente proporcional ao ISEE após a normalização. Assim foram definidos:

De modo que a equação I para critérios indiretamente proporcionais se torna:

Com base nos valores normalizados, que serão mostrados na Tabela 17, foram obtidos resultados parciais para cada grupo de critérios, mostrados na Tabela 18, calculando-se a média aritmética dos resultados normalizados obtidos para cada indicador.

O resultado final para o ISEE foi obtido agregando-se o resultado parcial de cada grupo de critérios e será mostrado na Tabela 19.

3.1.Possíveis rotas metodológicas futuras

Em um trabalho futuro, os critérios utilizados deverão passar pelo crivo de especialistas, visando o aperfeiçoamento do método avaliativo. Assim, será possível obter um conjunto de critérios mais adequado, através da exclusão, alteração e/ou inclusão dos critérios pré-selecionados, utilizados neste trabalho, e também da atribuição de pesos aos diferentes critérios, demonstrando explicitamente que alguns critérios são mais pertinentes do que outros na análise em questão. Nesta próxima etapa, questionários serão oferecidos aos especialistas a serem entrevistados, incluindo textos de caráter descritivo, como os apresentados no próximo capítulo, exibidos ao lado de cada critério.

Como já foi referido, a abordagem usando múltiplos critérios envolve duas fases distintas: a seleção dos critérios e, posteriormente, a agregação dos critérios. Visando aperfeiçoamento do modelo, serão apresentadas resumidamente nos itens a seguir três alternativas metodológicas futuras possíveis para a análise dos dados pertinentes à elaboração do ISEE. Como será observado, o método Delphi e o método AHP são mais voltados para a seleção dos critérios, enquanto a Lógica Fuzzy é mais adequada para a etapa de agregação dos dados. Estas três metodologias, porém, implicam na participação de diversos profissionais do setor, o que será realizado posteriormente.

3.1.1. Método Delphi

O método Delphi visa à obtenção de um conjunto final de indicadores que seja menor do que o inicial e, ainda assim, seja capaz de satisfazer o objetivo da pesquisa. Foi desenvolvido nos EUA pela RAND Corporation em 1953 como um método capaz de induzir e aprimorar a tomada de decisões em grupo (DALKEY, 1969) e, atualmente, também é usado como uma técnica de apoio à definição de políticas (WRIGHT e GIOVINAZZO, 2000). Consiste na pré-seleção dos critérios de avaliação e na consulta a um grupo de especialistas para que selecionem, dentre os critérios apresentados, os que forem mais relevantes no contexto. Este método é realizado através de um questionário, repassado continuadas vezes até que seja obtida uma convergência das respostas, partindo-se do pressuposto que o julgamento coletivo é superior à opinião de um único indivíduo. O método Delphi não se propõe a ser um levantamento estatístico de um determinado grupo amostrado. Se trata de uma consulta a um grupo limitado e seletivo de especialistas que, através de sua capacidade, experiência e troca objetiva de informações, busca chegar a opiniões conjuntas sobre as questões propostas (WRIGHT e GIOVINAZZO, 2000) (RIBEIRO, 2011).

O método possui três características principais (DALKEY, 1969):

- Respostas anônimas – as opiniões dos membros do grupo são obtidas através de questionários formais, feitos por escrito e isoladamente;
- Iteração e feedback controlado – um resumo dos resultados da rodada anterior é apresentado aos participantes antes do início da nova rodada;
- Representação estatística da distribuição dos resultados (“*statistical group response*”) – No final da última rodada, é possível que ainda haja uma grande variação entre as opiniões, mas um tratamento estatístico é visto como uma forma apropriada de agregar a opinião de cada indivíduo numa única opinião do grupo.

O objetivo principal do método é atingir um consenso de opiniões de um grupo de especialistas, de modo a utilizar seu conhecimento, experiência e criatividade de forma estruturada (WRIGHT e GIOVINAZZO, 2000).

O questionário é elaborado contendo ao lado de cada questão uma síntese das principais informações conhecidas sobre o assunto. As respostas obtidas recebem um tratamento estatístico simples, no qual é calculado o percentual de respostas obtidas para cada questão. Os resultados são então divulgados aos participantes, para que reavaliem suas respostas diante das respostas numéricas e justificativas dadas pelos demais respondentes na rodada anterior. Novas respostas são solicitadas, especialmente nos casos em que a divergência das respostas centrais do grupo for maior. O processo é repetido até que a divergência entre as respostas dos especialistas alcance um nível considerado satisfatório. O feedback estabelecido através das diversas rodadas permite que os participantes troquem informações anonimamente, o que, em geral, conduz mais facilmente a uma posição de consenso (WRIGHT; GIOVINAZZO, 2000) (RIBEIRO, 2011).

A qualidade do resultado depende essencialmente dos participantes do estudo. Deve-se buscar uma distribuição equilibrada entre os participantes, recorrendo-se a diferentes universidades, institutos de pesquisa, indústria e outros setores envolvidos com o tema. Os resultados podem se tornar enviesados, caso todos os participantes tenham opiniões similares ou sejam provenientes de um mesmo grupo de interesse. A consulta a especialistas traz um volume maior de informação.

Os respondentes devem ser contatados individualmente e receber uma breve explicação sobre o método Delphi, os objetivos do estudo e a importância de sua participação. Aos que concordarem em participar, é enviado o questionário, que pode ser respondido remotamente. O uso de questionários e respostas por escrito conduz a uma maior reflexão e cuidado nas respostas e facilita o registro, ao contrário de uma discussão em grupo, na qual predomina a voz de pessoas com maiores habilidades de retórica.

Um primeiro modelo de questionário deve ser feito com certo embasamento teórico sobre tema, após consultas à literatura. Após o recebimento das respostas da primeira rodada, devem ser feitas tabulação e análise, através do cálculo das medianas e quartis. As diferentes tendências de respostas devem ser investigadas, de modo a identificar os argumentos principais que justifiquem essas variações nas opiniões dos especialistas. É comum que, após o término da primeira rodada, seja percebida a

necessidade de acrescentar novas questões ao questionário. A segunda rodada deve, obrigatoriamente, disponibilizar aos participantes os resultados da rodada anterior, o que possibilita que cada respondente reavalie sua posição diante dos argumentos apresentados pelo grupo, sempre visando a uma maior convergência de respostas.

As rodadas devem ser repetidas dessa forma até que se atinja um grau satisfatório de convergência. No mínimo duas rodadas são necessárias para caracterizar o método Delphi, porém é raro que mais de três rodadas sejam necessárias (WRIGHT e GIOVINAZZO, 2000). A Figura 30 a seguir apresenta o método Delphi de forma esquemática.

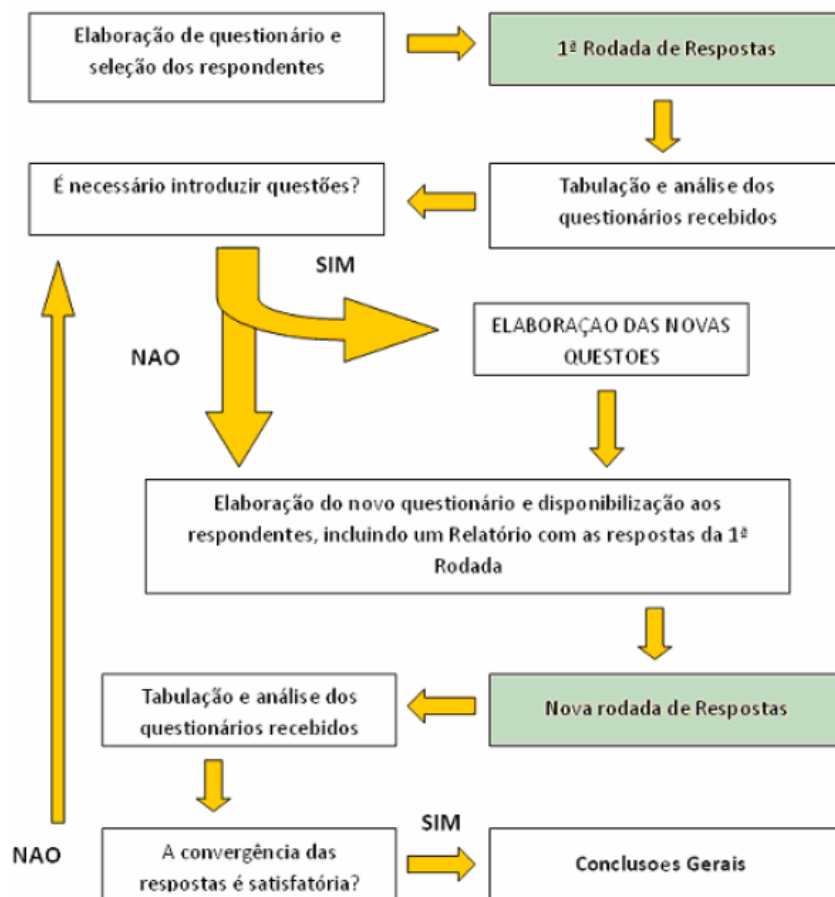


Figura 30 – Sequência de execução do Método Delphi.

Fonte: (RIBEIRO, 2011).

3.1.2. Processo de Hierarquia Analítica (AHP)

O Processo de Hierarquia Analítica (AHP) é um dos métodos mais conhecidos e utilizados para a tomada de decisão através de análises multicritério (RIBEIRO, 2011) (MORAES e SANTALIESTRA, 2007). Foi desenvolvido no final da década de 1970 pelo matemático Thomas Lorie Saaty.

O método AHP pode agregar variáveis quantitativas e qualitativas, além de permitir que as avaliações sejam feitas com base no conhecimento que um grupo de especialistas tem sobre o assunto em estudo. Conhecimento e impressões subjetivas são transformados em um conjunto de notas lineares que servirão de base para a classificação das alternativas (MORAES e SANTALIESTRA, 2007). Os critérios de avaliação são ranqueados pelos especialistas através de comparação par a par, visando a identificação do elemento mais relevante ao problema em questão (ANDRADE e ALBUQUERQUE, 2012) (MORAES e SANTALIESTRA, 2007). As alternativas são então classificadas de acordo com seu desempenho nos diferentes critérios, como mostra a Figura 31.

Este método é dividido nas seguintes etapas:

1. Definição de objetivos, alternativas e critérios relevantes para o problema;
2. Avaliação da importância relativa de cada critério por especialistas (através da atribuição de pesos);
3. Análise da consistência dos pesos atribuídos pelos especialistas;
4. Avaliação das alternativas com relação aos diferentes critérios;
5. Determinação da avaliação global de cada alternativa, com todos os elementos estruturados de forma hierárquica.

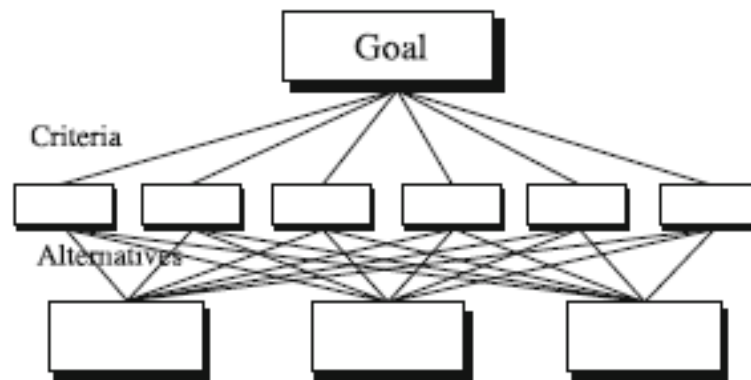


Figura 31 – Hierarquia AHP.
 Fonte: (SAATY e VARGAS, 2012).

A estrutura do problema, mostrada na Tabela 7, consiste em Critérios de decisão, denominados por C_j , e Alternativas, denominadas por A_i . Cada alternativa deve ser avaliada do ponto de vista do critério de decisão. Assim, os termos a_{ij} , sendo $(i=1, 2, 3, 4, \dots, m)$ e $(j=1, 2, 3, 4, \dots, n)$, representam o desempenho de cada alternativa A_i com relação a cada critério C_j . Cada critério C_j possui um peso relativo P_j , a ser levado em consideração no cálculo final. A existência dos pesos permite que o método AHP manipule a importância dos diferentes critérios, que são medidos em diferentes unidades de medida, sejam eles qualitativos ou quantitativos (MORAES e SANTALIESTRA, 2007).

Tabela 7 - Matriz genérica de alternativas, critérios e pesos.

		Critérios / pesos							
		C1	C2	C3	C4	...	Cj	...	Cn
		P1	P2	P3	P4	...	Pj	...	Pn
Alternativas	A1	a_{11}	a_{12}	a_{13}	a_{14}	...	a_{1j}	...	a_{1n}
	A2	a_{21}	a_{22}	a_{23}	a_{24}	...	a_{2j}	...	a_{2n}
	A3	a_{31}	a_{32}	a_{33}	a_{34}	...	a_{3j}	...	a_{3n}
	A4	a_{41}	a_{42}	a_{43}	a_{44}	...	a_{4j}	...	a_{4n}

	Ai	a_{i1}	a_{i2}	a_{i3}	a_{i4}	...	a_{ij}	...	a_{in}

	Am	a_{m1}	a_{m2}	a_{m3}	a_{m4}	...	a_{mj}	...	a_{mn}

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 8 mostra de que modo é feita a comparação par a par entre os critérios. A importância relativa entre eles deve ser obtida através de consulta a especialistas, que

atribuem um valor numérico que retrate o quanto o critério da linha é mais ou menos importante que o critério da coluna. Um valor maior do que 1 significa que o critério da linha é mais importante que o da coluna, enquanto valores entre 0 e 1 indicam uma maior importância do critério mostrado na coluna. Quando um critério é comparado com ele próprio, o valor, naturalmente, será igual a 1. Metade da matriz é preenchida de acordo com o julgamento dos especialistas, enquanto a outra metade deve ser preenchida com valores inversos aos inseridos pelos especialistas. Esse modo de preenchimento da tabela aumenta a consistência dos pesos relativos dos critérios (SAATY, 2012).

Tabela 8 – Matriz genérica de comparação par a par da importância relativa dos critérios.

	C1	C2	C3	C4	...	Cj	...	Cn
C1	1	p_{12}	p_{13}	p_{14}	...	p_{1j}	...	p_{1n}
C2	p_{21}	1	p_{22}	p_{24}	...	p_{2j}	...	p_{2n}
C3	p_{31}	p_{32}	1	p_{43}	...	p_{3j}	...	p_{3n}
C4	p_{41}	p_{42}	p_{43}	1	...	p_{4j}	...	p_{4n}
...
Cj	p_{j1}	p_{j2}	p_{j3}	p_{j4}	...	1	...	p_{jn}
...
Cn	p_{n1}	p_{n2}	p_{n3}	p_{n4}	...	p_{nj}	...	1

Fonte: Elaboração própria.

(SAATY, 2008) sugere o uso de uma escala padrão de valores como forma de avaliação da importância dos critérios. A escala é formada por números inteiros que vão de 1 a 9 (Tabela 9), associados a uma breve explicação textual de modo a facilitar o julgamento do especialista. O valor 1 representa itens de igual importância enquanto o 9 indica importância extrema de um elemento sobre o outro (ANDRADE e ALBUQUERQUE, 2012) (MORAES e SANTALIESTRA, 2007).

Tabela 9 – Escala fundamental de comparação par a par

Intensidade da Importância	Definição	Explicação
1	Igual importância	Os dois elementos contribuem igualmente com o objetivo.

3	Importância moderada	Experiência e julgamento favorecem levemente um elemento em detrimento do outro.
5	Forte importância	Experiência e julgamento favorecem fortemente um elemento em detrimento do outro.
7	Importância muito forte ou demonstrada	Um elemento é muito favorecido sobre o outro; sua importância é demonstrada na prática.
9	Importância extrema	A evidência favorecendo um elemento em detrimento do outro é da mais alta ordem de afirmação.
2, 4, 6, 8	Valores intermediários entre os expressos acima	Às vezes se faz necessário atribuir um valor intermediário a um julgamento pois não há palavras adequadas para descrevê-lo.

Fonte: Adaptado de (SAATY, 2012)

É comum que apareçam inconsistências. O importante é avaliar o quão consistente está a avaliação feita no estudo, pois julgamentos muito inconsistentes podem acarretar em resultados aparentemente aleatórios. Por outro lado, uma consistência perfeita é difícil de atingir. O ideal é que seja mantida um nível de consistência tal para que a coerência seja mantida. Deve ser realizado também um teste de correlação para verificar se alguns dos indicadores tratam da mesma questão. Indicadores altamente correlacionados devem ser desconsiderados, evitando uma redundância que pode enviesar os resultados.

3.1.3. Lógica Fuzzy

A Lógica Fuzzy foi criada na década de 1960 por Lofti Zadeh. Procura utilizar a matemática para fazer uma ligação entre a linguagem e a inteligência humanas, uma vez que muitos conceitos são mais bem definidos por palavras do que pela lógica matemática clássica (denominada “lógica *crisp*”). A Lógica Fuzzy é uma teoria matemática que leva em consideração um aspecto de incerteza, pois alguns conjuntos de informação são cercados por subjetividade, ambiguidade e incerteza. Por ser baseada na linguagem natural, pode ser construída com base na experiência de especialistas e tem vasta aplicabilidade na tomada de decisão (SARAIVA, 2000) (PIMENTEIRA, 2010).

A chamada “nebulosidade” (“*fuzziness*”) é a ambiguidade que pode ser encontrada em definições de alguns conceitos, como, por exemplo, “novo”, “alto”,

“pequeno”, “ruim”. Na lógica convencional, uma proposição lógica tem apenas dois extremos: “completamente verdadeiro” ou “completamente falso”. A teoria dos conjuntos fuzzy, porém, permite avaliar em que “grau” os elementos pertencem a um dado conjunto, permitindo outras respostas entre o “sim” (grau 1) e o “não” (grau 0). Um mesmo elemento pode pertencer a mais de um conjunto fuzzy, com diferentes graus de pertinência (CHAMOVITZ, 2010) (PIMENTEIRA, 2010).

A lógica Fuzzy é uma metodologia que deve ser usada na formulação e solução de problemas muito complexos, que são de difícil modelagem segundo a lógica matemática clássica, ou que apresentem ambiguidades e incertezas. Dados *crisp* também podem ser submetidos a um processo de *fuzificação*, de modo a tratá-los em conjunto com os dados *fuzzy*. Os resultados obtidos podem ser novamente tratados e apresentados de forma *crisp*, após um processo de *defuzificação*. Um fluxograma da estrutura geral de um sistema de inferência *fuzzy* é mostrado na Figura 32 a seguir.

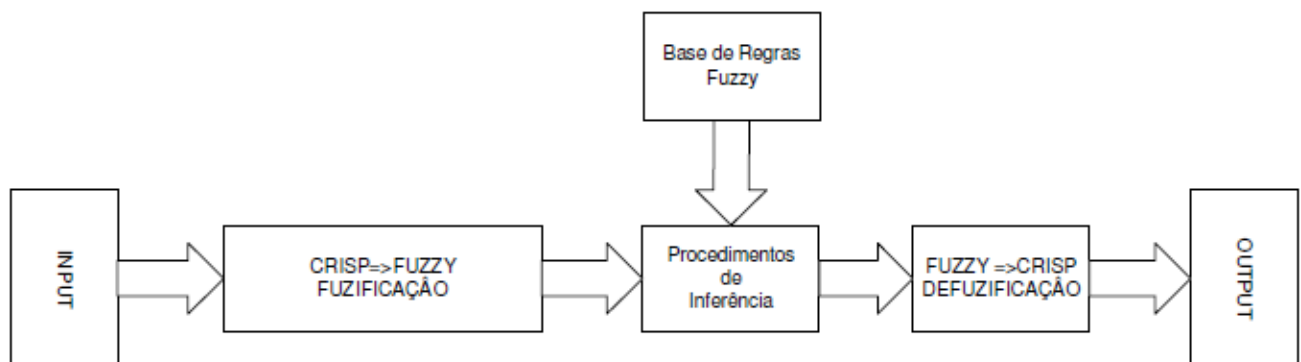


Figura 32 – Estrutura geral de um sistema de inferência fuzzy.

Fonte: (PIMENTEIRA, 2010).

4. CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO

O planejamento energético deve levar em consideração diversas variáveis que englobam aspectos ambientais, condições meteorológicas, segurança energética, aceitação da população, custo de geração, dentre outros. Algumas das dificuldades de se desenvolver uma matriz energética que atenda simultaneamente a todos esses critérios foram levantadas no **Capítulo 2 – O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**.

Dadas as condições atuais, pode-se perceber que o SEB está passando por um momento de grandes mudanças em seu paradigma operativo. A expansão e a operação ainda não se adaptaram às mudanças estruturais pelas quais o setor vem passando no que tange as fontes de geração, impondo riscos crescentes à segurança de fornecimento e à modicidade tarifária (ROMEIRO, 2014) (WRI, 2015) (FGV ENERGIA, 2016).

De modo a avaliar a evolução da segurança econômica e energética da matriz elétrica brasileira ao longo dos anos de 2004 a 2015, utilizando a metodologia apresentada no **Capítulo 3 – METODOLOGIA**, foi selecionado um grupo de critérios pertinentes a essa avaliação. A geração de energia está sujeita a incertezas relacionadas a variáveis físicas, técnicas, econômicas e ambientais (MUELA, SCHWEICKARDT e GARCÉS, 2007), portanto os critérios devem compreender todos esses fatores.

Os critérios escolhidos se relacionam aos objetivos do modelo atual do setor elétrico, apresentados no **item 2.4. Modelo atual (2003)**, tornando possível também verificar se o novo modelo do setor elétrico, instituído em 2003, em resposta ao racionamento de energia ocorrido em 2001, está cumprindo com os seus objetivos (modicidade tarifária, garantia de suprimento, estabilidade do marco regulatório e inserção social). Esta verificação será apresentada de forma mais detalhada na **Conclusão**.

4.1.Segurança econômica e energética

A segurança econômica no setor elétrico diz respeito às condições que garantem a competitividade de um país, uma vez que o custo da energia influencia diversos outros setores produtivos da economia, pois é um insumo essencial para todas as atividades humanas.

A concorrência entre geradores, promovida através dos leilões do ACR e no ACL, busca atingir uma redução nos preços da energia, o que contribui para o crescimento econômico do país, pois ajuda a atrair investimentos externos em busca de menores custos de energia, além de incentivar os investimentos internos na indústria e facilitar o acesso da população em geral aos serviços de energia.

A segurança energética, por sua vez, está fortemente relacionada à garantia do fornecimento de energia, determinado pelas condições físicas, geopolíticas e tecnológicas de acesso aos recursos energéticos (FGV PROJETOS, 2013). No entanto, não basta possuir recursos abundantes quando não se dispõe das tecnologias adequadas de exploração ou de condições contratuais que permitam a sua devida utilização.

Estes dois aspectos – segurança energética e segurança econômica – serão tratados de forma conjunta pois, como pôde-se notadamente observar nos anos de 2001 e 2014, a disponibilidade de oferta de energia está fortemente relacionada ao preço dessa energia ao consumidor final. Em situações de oferta limitada, a gestão da demanda é feita através de aumentos na tarifa, enquanto que, em circunstâncias nas quais a oferta de energia é abundante, o preço tende a cair, graças à competição entre as diferentes empresas envolvidas na geração e fornecimento de energia. A segurança econômica e energética, medida pelo ISEE, está diretamente relacionada com a autonomia energética do país, tanto com relação a fontes geradoras quanto a fornecedores de insumos.

A disponibilidade de energia de forma confiável e competitiva é uma das condições básicas para o crescimento de uma economia. O nível de preços da energia define, por exemplo, a atratividade da expansão de determinadas atividades industriais

e, mais especificamente, dos energo-intensivos. Quando os preços de energia estão acima de um determinado patamar, a expansão de alguns segmentos da indústria deixa de ser atrativa do ponto de vista econômico (EPE, 2014).

Conseqüentemente, economias pouco desenvolvidas apresentam menor consumo per capita de energia total e elétrica (MME, 2015). Assim, nota-se que existe uma relação direta entre o PIB de um país e seu consumo energético – o que é confirmado para o caso brasileiro, como mostram as Figuras Figura 33, Figura 34 e Figura 35. Um maior consumo per capita de energia também é um indicador da disponibilidade de serviços essenciais à população, como tratamento de esgoto, tratamento de resíduos, saúde, educação, etc., e se relaciona diretamente com o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) (SILVA e GUIMARÃES, 2012).

A Tabela 10 mostra que os trinta países com os maiores PIB do mundo têm um consumo per capita de energia elétrica cerca de 29 vezes maior do que os trinta países com os menores PIB do mundo.

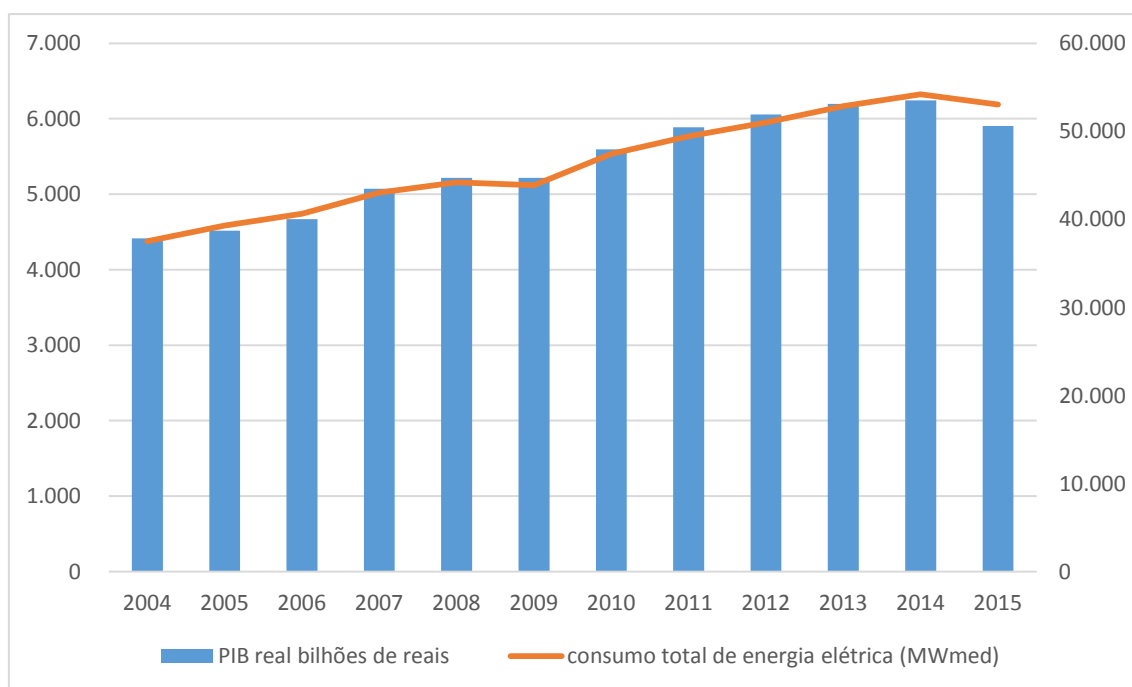


Figura 33 – PIB brasileiro (valores atualizados – dez/2015) e consumo de energia elétrica.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (IBGE, 2016) e da (EPE, 2016).

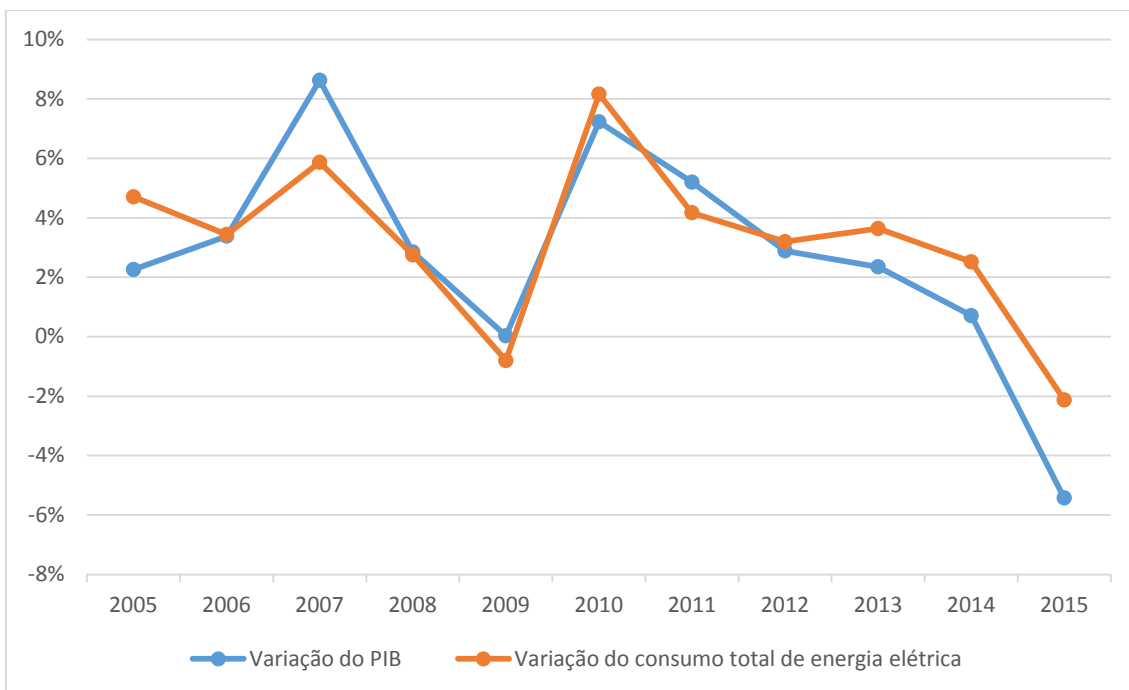


Figura 34 – Relação entre o crescimento do PIB brasileiro e do consumo de energia elétrica.
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (IBGE, 2016) e da (EPE, 2016).

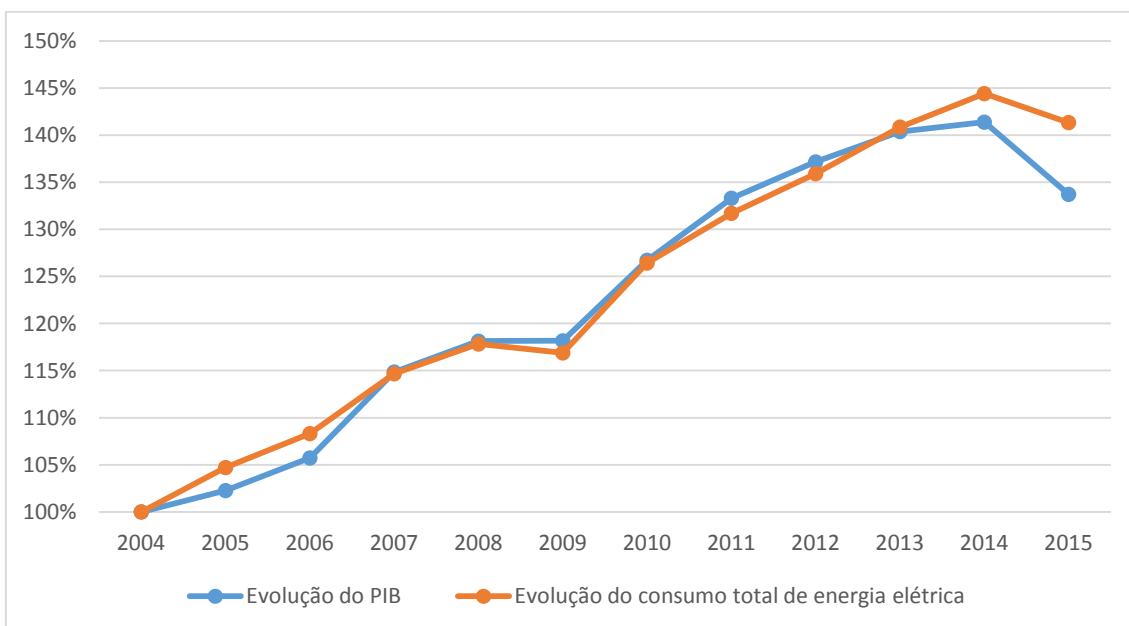


Figura 35 – Evolução do PIB brasileiro e do consumo de energia elétrica, ano base 2004.
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (IBGE, 2016) e da (EPE, 2016).

Tabela 10 – Indicadores de uso de energia para os 30 países com menores e maiores PIB per capita (total de 142 países analisados) – 2013.

Indicador	Unidade	Países com 30 menores PIB	Países com 30 maiores PIB	Brasil
PIB PPP per capita	US\$/hab.	2.830	45.513	14.136
Percentual do PIB PPP mundial	%	2,9	41,3	3,1
Percentual da população mundial	%	14,6	12,9	2,8
Consumo de energia per capita	tep/hab.	0,43	5,13	1,48
Consumo de eletricidade per capita	kWh/hab.	340	9.700	2.583
Participação de renováveis na matriz energética	%	54,1	8,0	40,8

Fonte: Adaptado de (MME, 2015).

4.2. Critérios selecionados

Alguns critérios foram selecionados com base nas informações apresentadas no **Capítulo 2 – O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. A partir destes critérios, será efetuada a avaliação da segurança econômica e energética da matriz elétrica brasileira entre os anos de 2004 e 2015, através do ISEE, desenvolvido neste trabalho. Neste capítulo, também foi verificada a disponibilidade dos dados, que serão apresentados a seguir em gráficos referentes ao comportamento do indicador no período em questão. Os gráficos são mostrados em escalas diferenciadas, visando destacar variações nos valores ao longo dos anos. Juntamente com os gráficos, breves textos explicativos foram elaborados descrevendo cada um dos critérios e suas fontes, justificando sua escolha e introduzindo uma breve análise dos dados obtidos.

Visando a *fuzificação* futura do modelo, também foram elaboradas fichas que caracterizassem de forma resumida cada um dos critérios pré-selecionados, seu nível de importância e a faixa de valores atribuída a cada variável linguística. Os níveis de importância (muito importante, importante ou pouco importante) serão atribuídos a cada critério baseados na opinião de especialistas entrevistados na etapa de continuidade deste projeto. As fichas podem ser verificadas no **Apêndice III – Fichas**.

Os 17 critérios selecionados relativos à segurança econômica e energética foram divididos em 7 grupos: Expansão do sistema (A1), Diversidade energética (A2), Confiabilidade das hidrelétricas (A3), Sistema de transmissão (A4), Confiabilidade do sistema (A5), Custo da energia (A6) e Desempenho da economia (A7). Eles estão

expostos na Tabela 11 a seguir e apresentados de forma mais detalhada nos itens a seguir.

Tabela 11 – Critérios pré-selecionados.

Grupo	Critério	Código
A1 – Expansão do sistema	Capacidade instalada total	A1.1
	Crescimento percentual da capacidade instalada no ano	A1.2
A2 – Diversidade energética	Número de fontes que representam mais de 5% da capacidade instalada	A2.1
	Percentual de geração térmica convencional	A2.2
A3 – Confiabilidade das hidrelétricas	GSF: geração das UHE participantes do MRE	A3.1
	EAR no SIN: pior armazenamento do ano	A3.2
A4 – Sistema de transmissão	Crescimento anual da extensão das linhas de transmissão	A4.1
	Volume de energia transportada entre subsistemas	A4.2
	Exportação de energia	A4.3
A5 – Confiabilidade do sistema	Índice de perdas globais do sistema	A5.1
	Fator de capacidade médio do parque gerador	A5.2
	Indicador de robustez do SIN	A5.3
A6 – Custo da Energia	Crescimento médio anual das tarifas de energia elétrica	A6.1
	Participação de encargos sobre a receita requerida das distribuidoras	A6.2
A7 – Desempenho da economia	Consumo industrial e comercial	A7.1
	Consumo per capita de energia elétrica	A7.2
	Taxa de crescimento do PIB	A7.3

Fonte: Elaboração própria.

4.2.1. Expansão do sistema (A1)

Conforme foi mencionado no **item 2.4. Modelo atual (2003)**, os leilões de energia foram idealizados como uma forma de incentivar a expansão do parque gerador brasileiro e ao mesmo tempo estimular a competição entre os geradores. O parque gerador deve permanecer em constante expansão, de modo a suprir a crescente demanda por energia de um país em desenvolvimento. Assim, a ampliação da capacidade instalada possibilita um aumento da oferta de eletricidade que, como já foi discutido,

traz maior crescimento econômico e desenvolvimento social. Este grupo é composto por dois indicadores:

- A1.1 – Capacidade instalada total; e
- A1.2 – Crescimento percentual da capacidade instalada ao ano.

A capacidade instalada total representa uma das medidas do potencial de geração do parque elétrico do país. Já o crescimento percentual da capacidade instalada de um ano em comparação com o ano anterior mostra a celeridade com a qual a expansão do sistema está sendo feita. Estes dois indicadores são diretamente proporcionais à segurança econômica e energética da matriz, ou seja, esta aumenta quanto maior for o valor atribuído a esses indicadores num dado ano.

Os dados referentes à capacidade instalada do Brasil são disponibilizados pelo Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As usinas geradoras são classificadas de acordo com seu tipo, sendo as UTE divididas de acordo com a origem do combustível, podendo esta ser biomassa ou fóssil, sendo esta última categoria dividida em 4 fontes (gás natural, petróleo, carvão mineral e outros fósseis). Esta classificação é mostrada na Tabela 12.

Tabela 12 – Classificação das fontes de energia segundo a ANEEL.

Origem	Fonte nível 1	Fonte nível 2	Tipo
Hídrica	Potencial hidráulico	Potencial hidráulico	Usina hidrelétrica (UHE)
			Pequena central hidrelétrica e Central geradora hidrelétrica (PCH+CGH)
Eólica	Cinética do vento	Cinética do vento	Eólica (EOL)
Solar	Radiação solar	Radiação solar	Usina solar fotovoltaica (UFV)
Biomassa	Floresta	Biogás (floresta)	Usina termelétrica (UTE)
		Carvão vegetal	
		Gás de alto forno (biomassa)	
		Lenha	
		Licor negro	
		Resíduos florestais	

	Resíduos sólidos urbanos	Biogás (resíduos urbanos)	
	Resíduos animais	Biogás (resíduos animais)	
	Biocombustíveis líquidos	Etanol	
		Óleos vegetais	
	Agroindustriais	Bagaço de cana de açúcar	
		Biogás (agroindustrial)	
		Capim elefante	
		Casca de arroz	
Fóssil	Gás natural	Calor de processo (gás natural)	
		Gás natural	
	Petróleo	Gás de alto forno (petróleo)	
		Gás de refinaria	
		Óleo combustível	
		Óleo diesel	
		Outros energéticos de petróleo	
	Carvão mineral	Calor de processo (carvão mineral)	
		Carvão mineral	
		Gás de alto forno (carvão mineral)	
	Outros fósseis	Calor de processo (outros fósseis)	
		Turfa	
		Xisto	
Nuclear	Urânio	Urânio	Usina termonuclear (UTN)

Fonte: Adaptado de BIG (ANEEL, 2016).

Os dados foram compilados de forma a mostrar os valores referentes aos critérios desejados e são apresentados nas Figuras Figura 36 e Figura 37 a seguir.

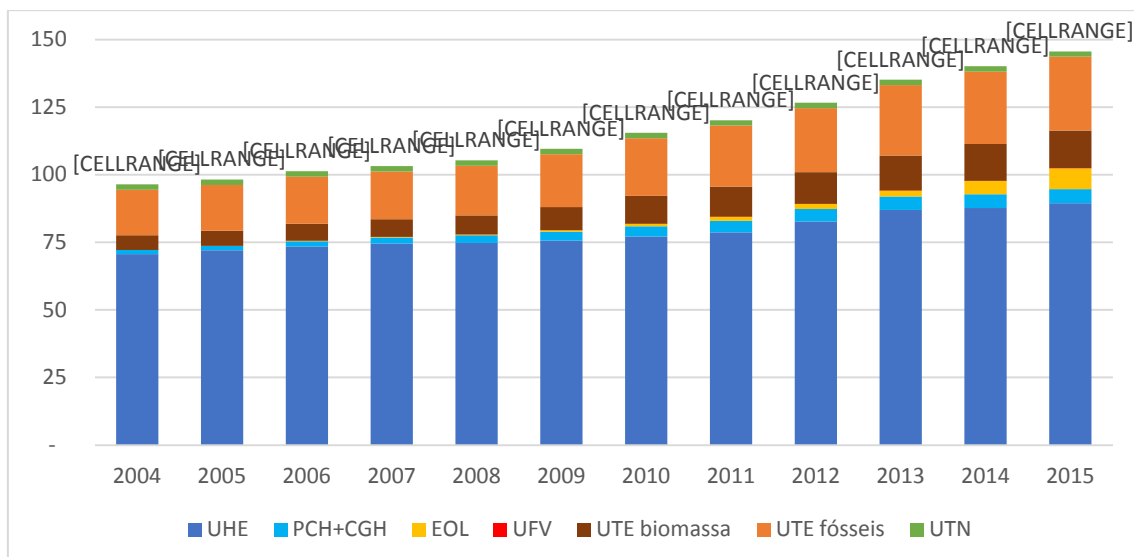


Figura 36 – Critério A1.1: Capacidade instalada total (2004-2015), classificada por tipo/origem, em GW.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BIG (ANEEL, 2016).

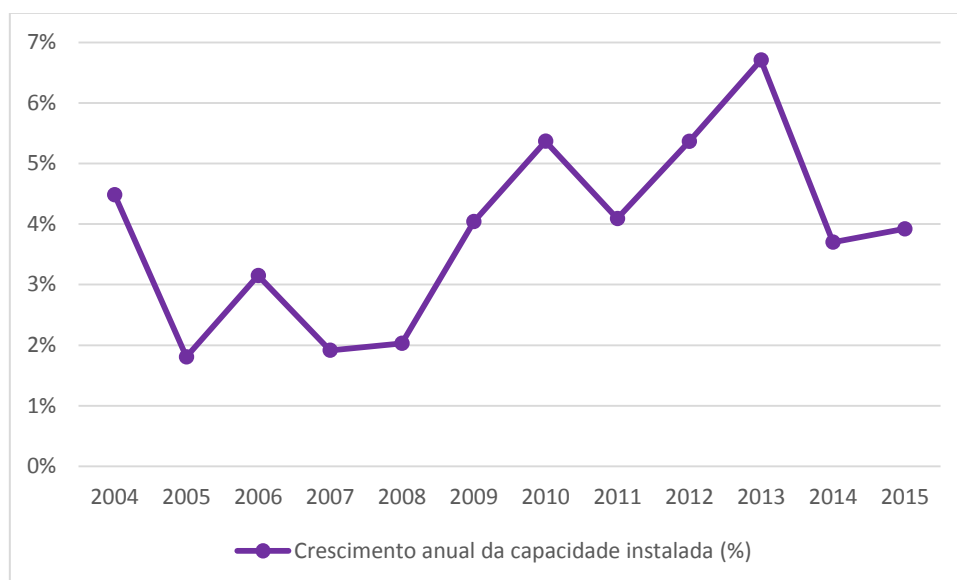


Figura 37 – Critério A1.2: Crescimento percentual da capacidade instalada no ano (2004-2015).

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BIG (ANEEL, 2016).

A capacidade instalada brasileira ultrapassou os 100 GW ao longo do ano de 2006. O período logo após a implementação do novo modelo do setor elétrico apresentou baixas taxas de ampliação do parque gerador. Houve, porém, um maior crescimento entre os anos de 2009 e 2013, quando o aumento percentual de crescimento esteve entre 4 e 7% ao ano, graças aos empreendimentos contratados durante os primeiros leilões de energia, entre 2005 e 2008, especialmente usinas térmicas, como

mencionado no **item 2.5. Da reestruturação à crise (2004 a 2014)**. Nos anos de 2014 e 2015, o crescimento apresentou valores mais baixos em comparação com os anos anteriores.

4.2.2. Diversidade energética (A2)

A diversificação da matriz energética brasileira é uma estratégia fundamental para atingir a segurança energética (CEBRI, 2015). A vantagem de uma matriz na qual é priorizada a diversidade de fontes energéticas é uma redução do risco de fornecimento caso uma fonte se torne indisponível (seja por questões técnicas, ambientais ou contratuais), já que existem outras fontes capazes de suprir a demanda. Portanto, a diversificação da matriz energética é positiva na medida em que reduz a dependência a uma única fonte, aumentando a segurança energética.

Este subgrupo é composto por dois indicadores:

- A2.1 – Número de fontes que representam mais de 5% da capacidade instalada; e
- A2.2 – Percentual de geração térmica convencional.

A disponibilidade de uma capacidade instalada de diferentes fontes representa um maior leque de opções para o operador, independentemente da quantidade de energia de fato gerada por elas. A dependência de uma única fonte coloca o país em uma posição de vulnerabilidade, especialmente no caso do Brasil em que a principal fonte é influenciada por fatores climáticos. Assim, quanto mais fontes tiverem uma participação razoável, aqui assumida como sendo mais de 5%, maior será a segurança econômica e energética da matriz. Estes dados foram obtidos através do BIG da ANEEL, classificados de acordo com a classificação mostrada na Tabela 12. A Figura 38 mostra a participação de todas as fontes na matriz elétrica brasileira e a Tabela 13 compila os dados referentes ao critério A2.1.

Vale ressaltar que a capacidade instalada de usinas térmicas movidas a biomassa ultrapassou a de térmicas movidas a gás natural no ano de 2012, tornando-se a segunda fonte com maior potência no país. Nota-se um aumento das UTE a petróleo, que são as UTE mais caras, ao longo dos anos. A participação das eólicas também tem ganhado maior destaque, especialmente no ano de 2015.

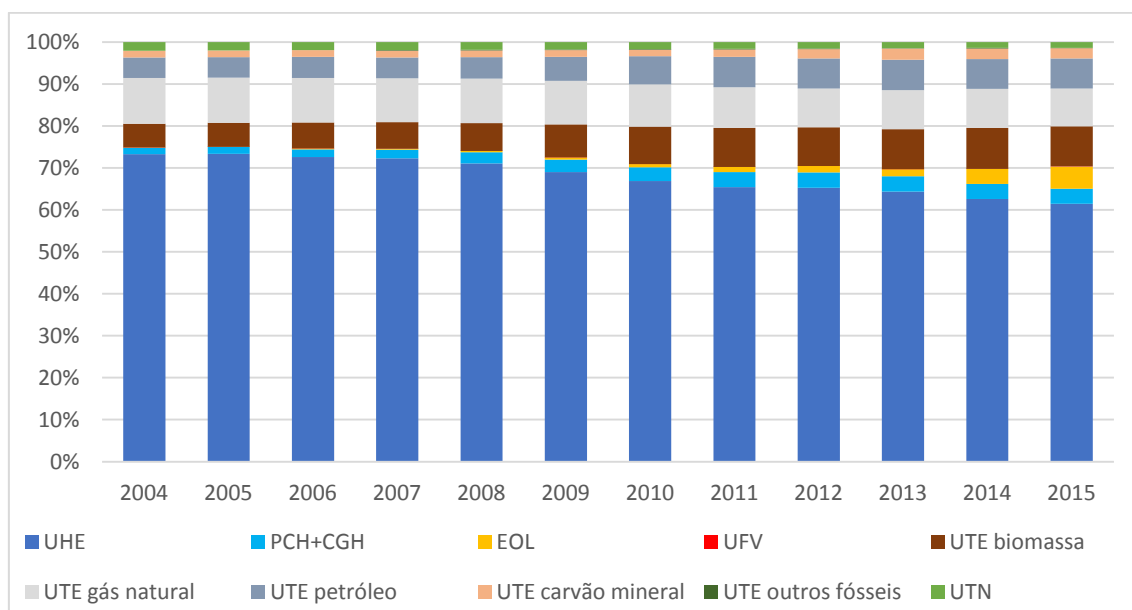


Figura 38 – Participação percentual de cada fonte na matriz elétrica brasileira (2004-2015).
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BIG (ANEEL, 2016).

Tabela 13 – Critério A2.1: Fontes que representam mais de 5% da capacidade instalada (2004-2015).

Ano	Número de fontes que representam mais de 5% da capacidade instalada	Fontes que representam mais de 5% da capacidade instalada
2004	3	UHE: 73,27% UTE gás natural: 10,96% UTE biomassa: 5,65%
2005	3	UHE: 73,36% UTE gás natural: 10,78% UTE biomassa: 5,68%
2006	4	UHE: 72,57% UTE gás natural: 10,63% UTE biomassa: 6,16% UTE petróleo: 5,04%
2007	3	UHE: 72,26% UTE gás natural: 10,44%

		UTE biomassa: 6,29%
2008	4	UHE: 71,04% UTE gás natural: 10,56% UTE biomassa: 6,64% UTE petróleo: 5,12%
2009	4	UHE: 69,00% UTE gás natural: 10,38% UTE biomassa: 7,82% UTE petróleo: 5,70%
2010	4	UHE: 66,85% UTE gás natural: 10,04% UTE biomassa: 8,94% UTE petróleo: 6,72%
2011	4	UHE: 65,45% UTE gás natural: 9,67% UTE biomassa: 9,29% UTE petróleo: 7,24%
2012	4	UHE: 65,28% UTE biomassa: 9,28% UTE gás natural: 9,19% UTE petróleo: 7,18%
2013	4	UHE: 64,38% UTE biomassa: 9,57% UTE gás natural: 9,29% UTE petróleo: 7,25%
2014	4	UHE: 62,56% UTE biomassa: 9,73% UTE gás natural: 9,36% UTE petróleo: 7,08%
2015	5	UHE: 61,46% UTE biomassa: 9,57% UTE gás natural: 9,02% UTE petróleo: 7,15% EOL: 5,27%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BIG (ANEEL, 2016).

Por outro lado, tem-se que, no Brasil, conforme já foi mencionado anteriormente, o parque termelétrico em operação, com exceção da geração termonuclear, é predominantemente flexível, destinado a cumprir um papel complementar à geração hidrelétrica. Apresenta baixos custos fixos, porém altos custos variáveis, o que significa que, quanto maior a geração por este tipo de fonte, maior será o custo final da energia, e conseqüentemente, menor será a segurança econômica e energética do sistema como um todo. Assim, o critério A2.2 (antes da normalização) é

indiretamente proporcional ao ISEE. Portanto, enquanto a presença de um parque elétrico variado é boa para a diversidade energética, o acionamento de fato das UTE convencionais em operação atualmente não é vantajoso para o país. Os dados referentes à geração são fornecidos pelo ONS, que comanda o despacho das usinas do SIN. Nas Figuras Figura 23 e Figura 24 pôde-se perceber a diminuição da geração hídrica a partir de 2012 e sua compensação pela geração térmica, especialmente nos anos de 2014 e 2015, quando representou 22,8% e 22,6% da geração, respectivamente. A Figura 39 mostra os valores referentes ao indicador A2.2.

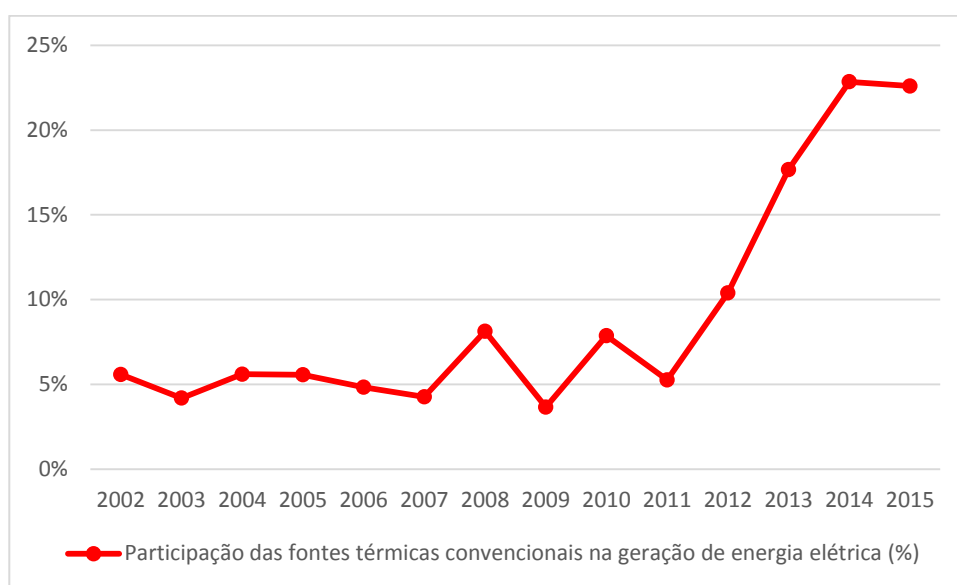


Figura 39 – Critério A2.2: Participação das térmicas fósseis na geração de energia elétrica.
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (ONS, 2016).

4.2.3. Confiabilidade das hidrelétricas (A3)

Como a matriz elétrica brasileira é muito dependente da energia hidráulica, é relevante avaliar de que modo essa fonte tem garantido a segurança energética do país. Atualmente, 61,3% da capacidade instalada do SIN é composta por UHE (Figura 2), porém a participação das hidrelétricas na geração de energia vem diminuindo nos últimos anos (Figura 24). A capacidade de regularização das UHE também vem caindo, devido à entrada em operação de usinas sem reservatórios de regularização plurianual, o que reduz a capacidade de armazenamento de energia hidráulica.

Este subgrupo é dividido em dois indicadores que avaliam a confiabilidade das usinas hidrelétricas do país:

- A3.1 – GSF: geração das UHE participantes do MRE; e
- A3.2 – EAR no SIN: pior armazenamento do ano.

O GSF é uma medida da energia produzida em relação à garantia física das usinas participantes do MRE³⁸. Caso essa relação seja menor do que 1, significa que as usinas não estão gerando conforme o planejado e energia tem que ser adquirida no mercado de curto prazo. Portanto, quanto maior for o GSF, maior será a segurança econômica e energética da matriz.

Os dados do GSF são fornecidos pela CCEE e geralmente são calculados em função do mês. No presente trabalho, foram somados os valores mensais de modo a ser calculado o que foi denominado “GSF anual”, compilado na Figura 41.

Nota-se na

Tabela 14 e na Figura 40 que a partir de 2011 até 2015 a geração das UHE participantes do MRE teve uma queda contínua de mais de 15%, enquanto sua GF seguiu aumentando. Como a GF representa a quantidade máxima de energia que pode ser comercializada pela geradora, a geração abaixo desse valor, predefinido pela EPE através de cálculos, pode causar grandes desequilíbrios econômicos para as empresas e para o sistema como um todo.

³⁸ Este mecanismo foi descrito no **item 2.4.1. Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)**.

Tabela 14 – Geração das UHE participantes do MRE.

Ano	Geração das UHE participantes do MRE (MWmed)	GF das UHE participantes do MRE (MWmed)	Diferença entre geração e GF (MWmed)	GSF anual (%)
2004	38.723	38.233	490	101,28%
2005	40.901	38.646	2.255	105,83%
2006	41.865	39.382	2.483	106,30%
2007	44.694	40.631	4.063	110,00%
2008	43.758	40.214	3.544	108,81%
2009	46.030	42.693	3.338	107,82%
2010	47.260	43.146	4.114	109,54%
2011	50.307	44.567	5.740	112,88%
2012	48.893	45.443	3.450	107,59%
2013	46.238	46.663	-425	99,09%
2014	43.630	48.140	-4.510	90,63%
2015	41.999	49.832	-7.832	84,28%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (CCEE, 2004-2016).

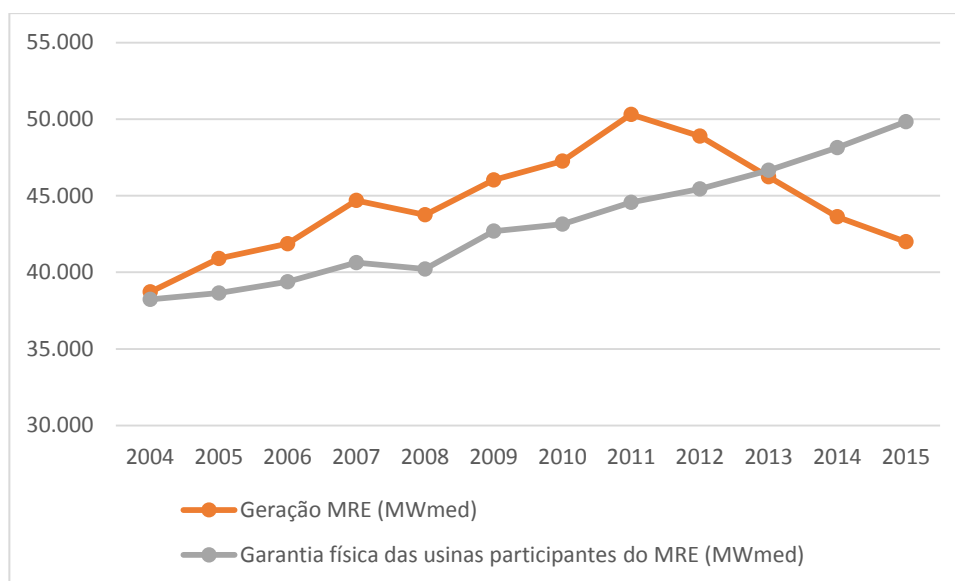


Figura 40 – Geração das UHE participantes do MRE e sua Garantia Física.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (CCEE, 2004-2016).

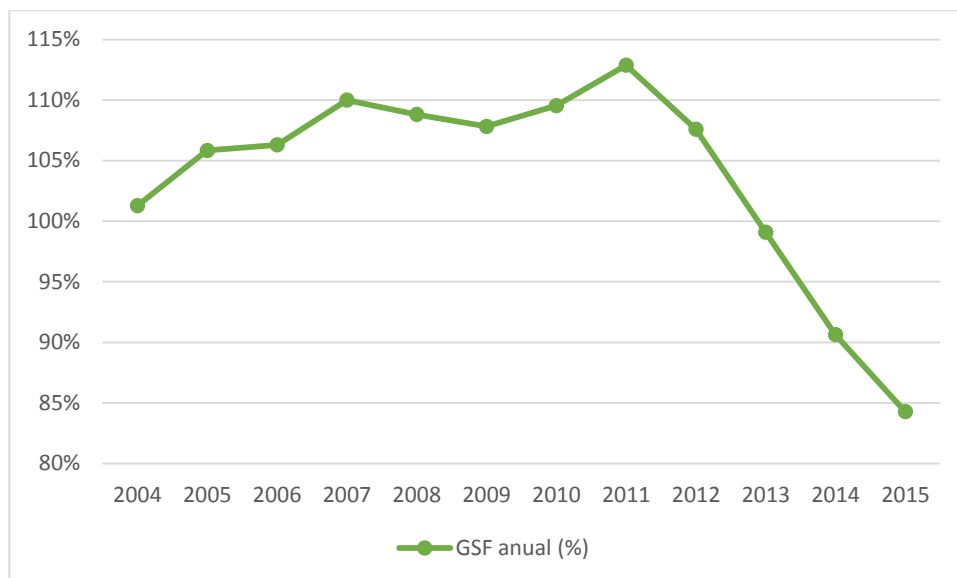


Figura 41 – Critério A3.1: GSF: geração das UHE participantes do MRE (2004-2015).
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (CCEE, 2004-2016).

Já a EAR representa a quantidade de energia potencial armazenada nos reservatórios das UHE do SIN, ou seja, é uma medida de quanta água está disponível para geração de eletricidade em função da capacidade máxima de armazenamento dos reservatórios do sistema. O valor atribuído a este critério será o referente ao mês com o menor armazenamento do ano. Este valor indica a pior situação à qual o sistema esteve submetido no ano, podendo ou não indicar risco na garantia de fornecimento. Assim, quanto menor for o valor da EAR, menor é a segurança energética do sistema.

Os dados da EAR do sistema são fornecidos pelo ONS e apresentados em função dos quatro subsistemas (S, SE/CO, NE e N). Os valores de cada subsistema foram somados para que fosse obtido o valor total, referente ao SIN, e foram mostrados na Figura 28. Nota-se que existe uma oscilação natural da EAR em função dos períodos seco e úmido. O mês com pior armazenamento no ano em geral cai nos primeiros meses do período úmido, que vai de novembro a abril, quando os reservatórios ainda estão se recuperando. Os dados referentes ao indicador A3.2 são mostrados na Figura 42, na qual verifica-se que os meses com pior armazenamento, em geral, são entre novembro e janeiro.

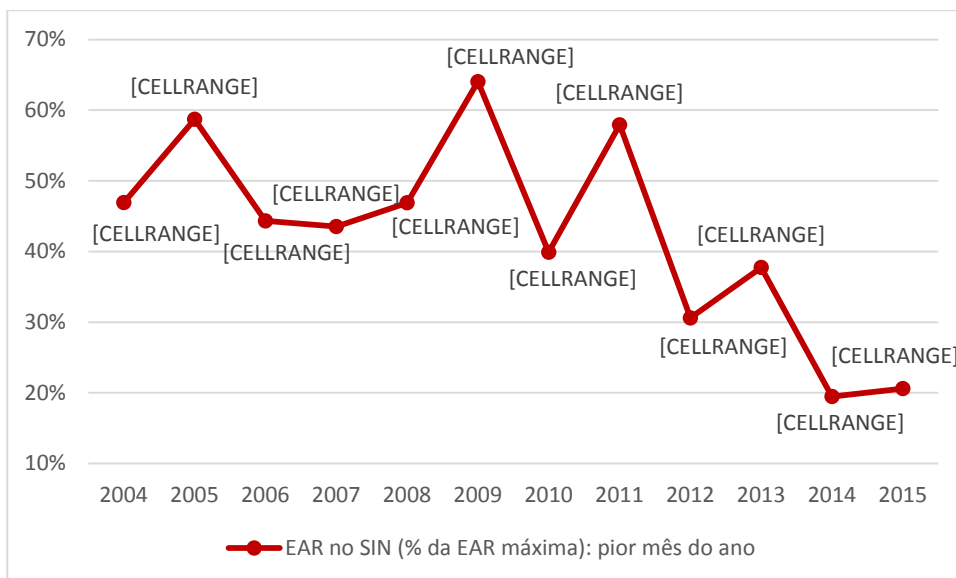


Figura 42 – Critério A3.2: EAR no SIN: mês com pior armazenamento do ano (2004-2015).
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (ONS, 2016).

4.2.4. Sistema de transmissão (A4)

A expansão do SEB se deu priorizando fontes renováveis, especialmente a hidrelétrica, e mais recentemente também a eólica. Essas fontes possuem como principal característica, além da variação em função do clima, restrições geográficas. Isso significa que, para serem eficientes, estas fontes devem ser instaladas em locais específicos, definidos pelas condições climáticas e geofísicas do país. A expansão do sistema com base nessas fontes exige um sistema de transmissão amplo e eficaz, de modo que a energia gerada em locais distantes possa ser transportada para os centros de carga.

Três indicadores foram escolhidos para avaliar a qualidade do sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil:

- A4.1 – Crescimento anual da extensão das linhas de transmissão;
- A4.2 – Energia transportada entre subsistemas; e
- A4.3 – Exportação de energia.

Na Figura 38 viu-se que o percentual de fontes renováveis – hídrica, eólica e biomassa – na matriz brasileira se manteve relativamente estável em torno dos 80% desde 2004. A Figura 36, porém, mostrou que, em termos absolutos, a capacidade instalada desse tipo de fonte vem aumentando continuamente, o que torna imprescindível a expansão das linhas de transmissão, para que a energia gerada em locais afastados dos centros de carga possa ser transportada. Sendo assim, quanto maior for o crescimento anual da extensão das linhas de transmissão, maior será a segurança econômica e energética da matriz.

A Figura 43 a seguir mostra a extensão total das linhas de transmissão do SIN desde 1997 e a Figura 44 mostra o seu crescimento anual no período entre 2004 e 2015. Esses dados são divulgados pelo ONS, através de publicação anual chamada “Dados relevantes do SIN”.

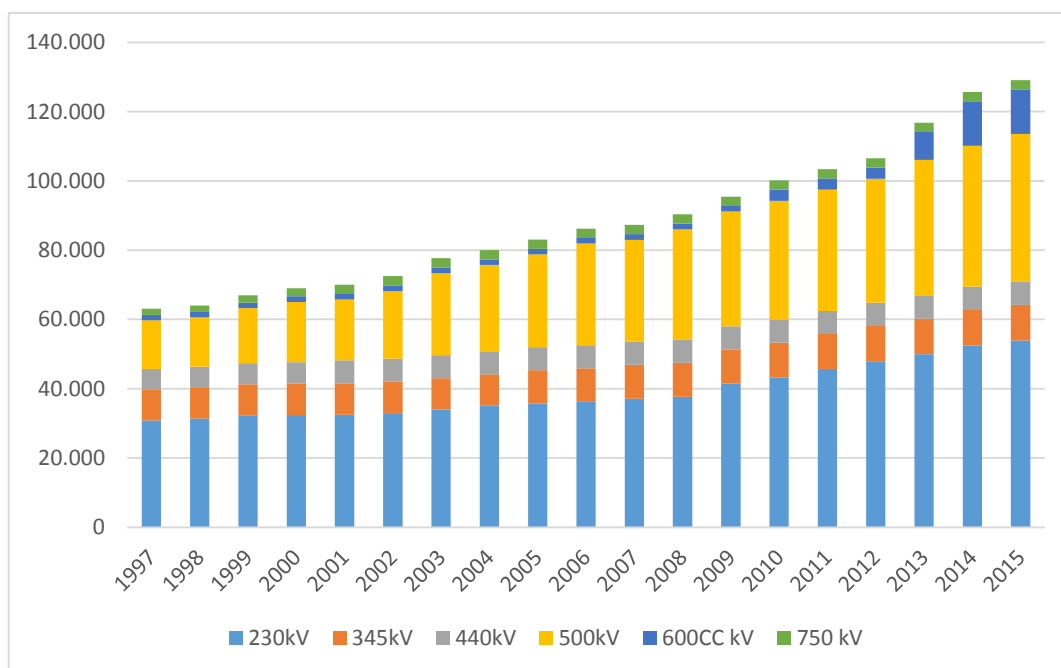


Figura 43 – Extensão das linhas de transmissão do SIN, por voltagem (km).

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (ONS, 2001-2016).



Figura 44 – Critério A4.1 – Crescimento anual da extensão das linhas de transmissão do SIN (2004-2015).

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (ONS, 2001-2016).

As linhas de transmissão do SIN, apesar de indispensáveis para o sistema nas atuais condições, têm um custo de instalação e manutenção que acaba aumentando os custos globais do sistema e, conseqüentemente, o custo final da tarifa de energia elétrica para o consumidor. Assim, pode-se considerar que a existência desse sistema só é justificada caso haja de fato uma necessidade de transferência de energia entre os subsistemas. As Figuras Figura 45 e Figura 46 mostram o intercâmbio interno de energia entre os subsistemas do SIN. Vale ressaltar o caso do subsistema NE, que há mais de 10 anos apresenta déficit contínuo na sua geração, sendo a “importação” de energia de outros subsistemas (N e SE) imprescindível para o suprimento de sua carga³⁹. Se esta informação, por um lado, mostra que o SIN apresenta vantagens no sentido de aumentar a segurança energética do sistema como um todo (a um alto custo financeiro), por outro lado mostra uma fragilidade deste subsistema em gerar sua própria energia, se tornando dependente da expansão das malhas de transmissão e exposto a riscos de fornecimento em caso de falhas nas linhas. O NE foi o subsistema

³⁹ Para maiores detalhes, consultar os diagramas mostrados no **Anexo I – Balanços anuais de energia entre os subsistemas do SIN.**

que recebeu mais energia no período em análise. Nos anos 2014 e 2015, o SE/CO, que costuma exportar mais energia do que importa, teve um aumento considerável da energia recebida de S e N, como consequência da depleção dos reservatórios (mostrada na Figura 27).

A Figura 47 mostra o volume de energia transportada entre subsistemas, que tem relação direta com a segurança econômica e energética da matriz. Os dados foram fornecidos pelo ONS.

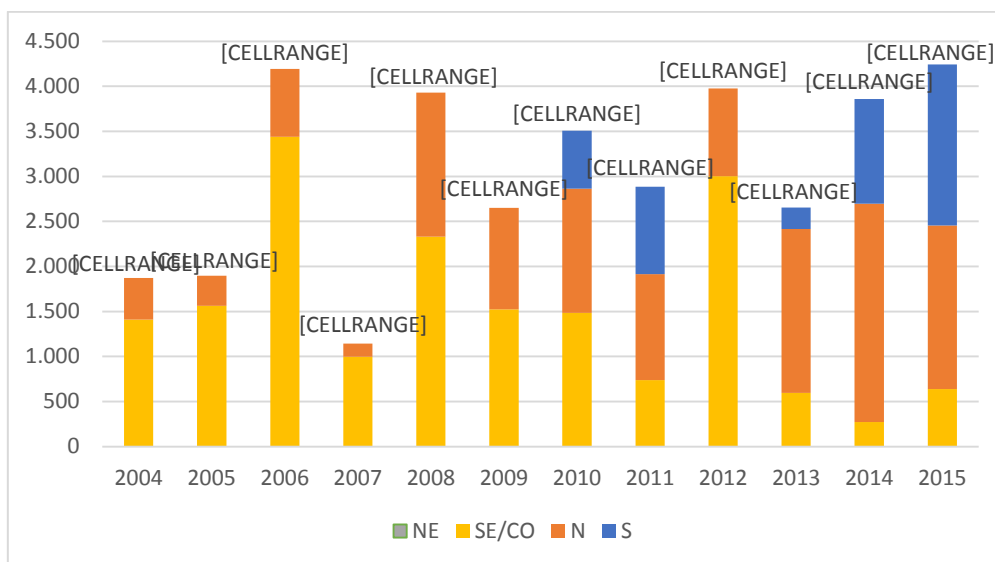


Figura 45 – Energia transferida de cada subsistema (MWmed).

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (ONS, 2016).

OBS.: este gráfico mostra apenas a energia que saiu de cada subsistema do SIN e foi destinada a outros subsistemas internos. A exportação de S para outros países é contemplada no gráfico da Figura 49.

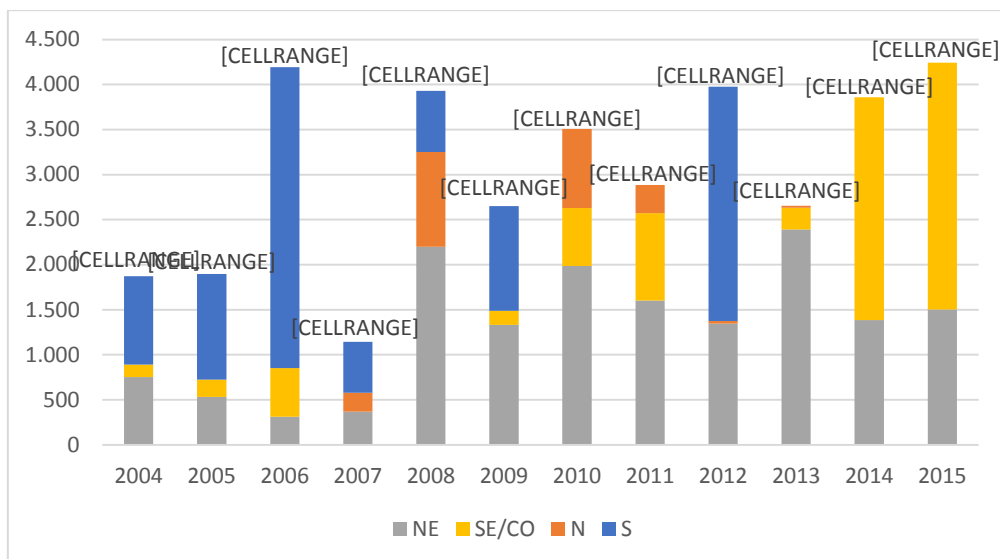


Figura 46 – Energia recebida por cada subsistema (MWmed).
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (ONS, 2016).

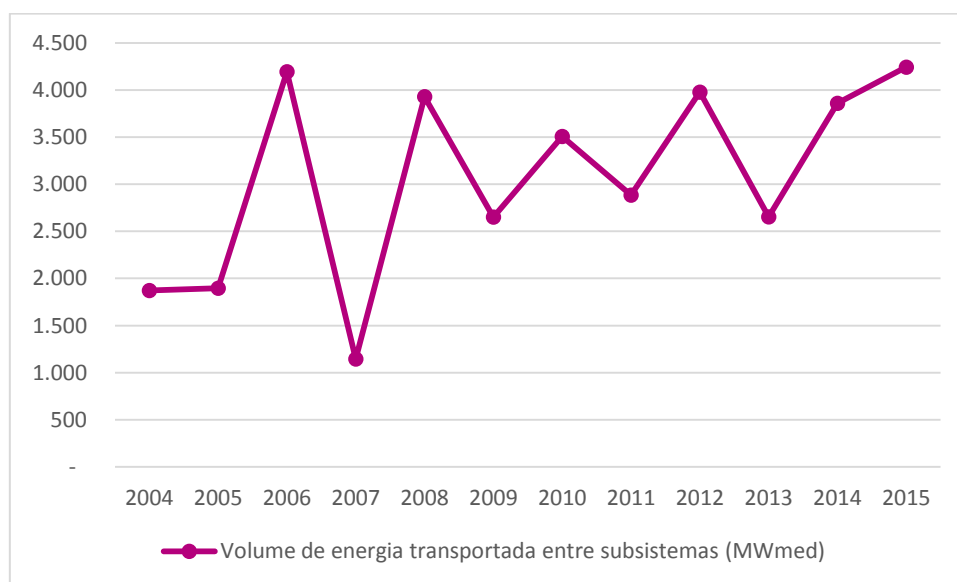


Figura 47 – Critério A4.2: Volume de energia transportada entre subsistemas (2004-2015), em MWmed.
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (ONS, 2016).

O SIN, especificamente o subsistema S, está conectado com outros países (Argentina, Uruguai e Paraguai), dos quais pode comprar ou vender eletricidade. Um país com uma ampla capacidade de geração de energia barata pode se beneficiar com a comercialização desta. Por outro lado, um país incapaz de gerar sua própria energia, deve importar de países vizinhos, o que prejudica a sua segurança econômica e

energética. A Figura 48 mostra os valores referentes à exportação para a Argentina e para o Uruguai e importação do Paraguai. Na Figura 49 é mostrado o total líquido das exportações, que, felizmente, se manteve positivo ao longo do período estudado. Os dados foram fornecidos pelo ONS.

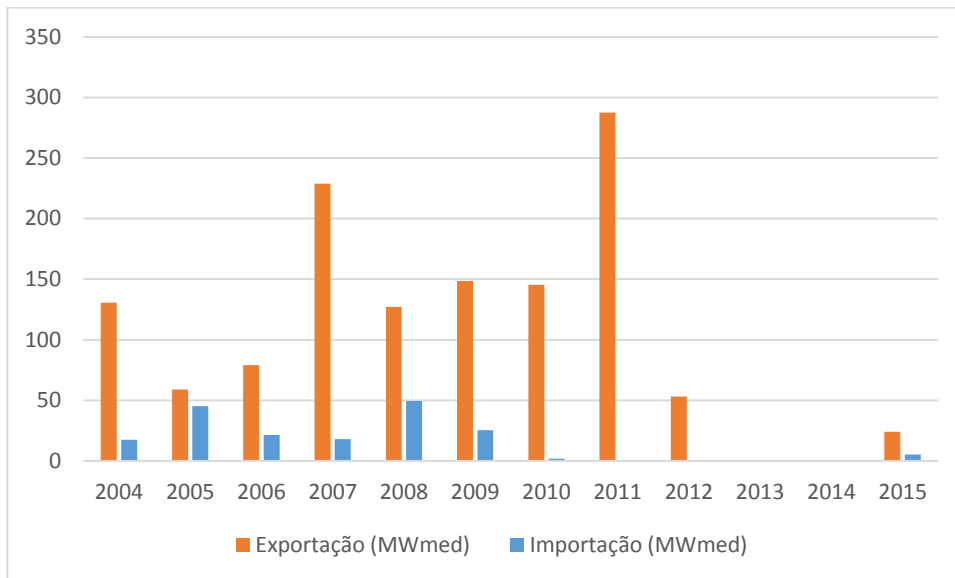


Figura 48 – Importação e exportação de energia (MWmed).
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (ONS, 2016).

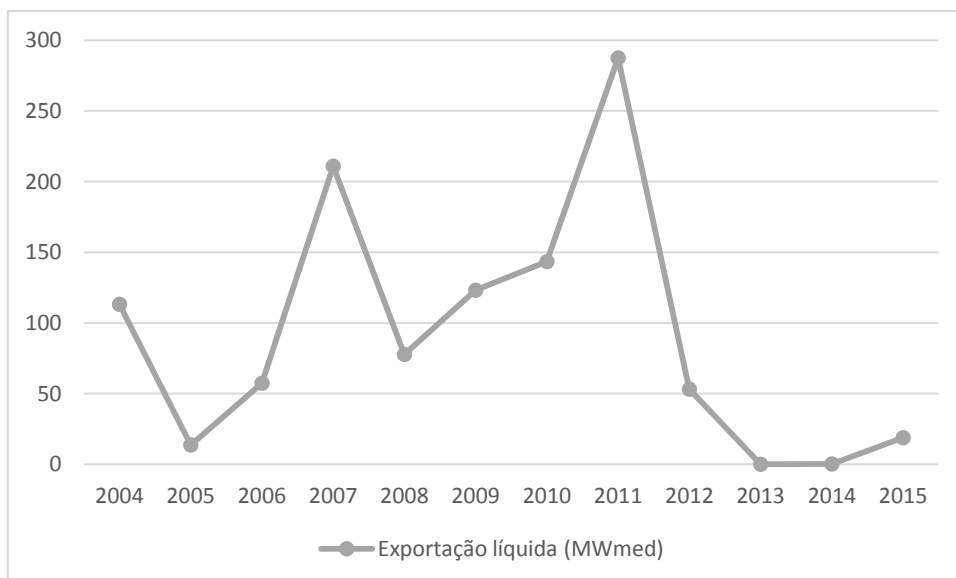


Figura 49 – Critério A4.3: Exportação de energia, total anual líquido (MWmed).
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (ONS, 2016).

4.2.5. Confiabilidade do sistema (A5)

Além da disponibilidade das fontes geradoras e capacidade de transmissão do sistema, deve-se avaliar também a sua eficiência. A existência de um amplo sistema de transmissão acaba naturalmente acarretando em maior número de falhas, assim como a escolha de tecnologias ineficientes prejudica a capacidade de geração, mesmo havendo grande capacidade instalada. Os indicadores selecionados para medir a confiabilidade do sistema foram:

- A5.1 – Índice de perdas globais do sistema;
- A5.2 – Fator de capacidade médio do parque gerador; e
- A5.3 – Indicador de robustez do SIN.

As perdas globais do sistema representam uma medida da energia que foi gerada, mas não foi consumida. É um dado divulgado pela CCEE e inclui as perdas técnicas (causadas por falhas nos equipamentos) e não técnicas (referentes a roubo de energia e erros na contabilização do consumo, por exemplo). O índice de perdas globais do sistema é obtido pela razão entre o volume perdido de energia e o volume gerado de energia, como é mostrado na

Tabela 15.

Quanto maior o índice de perdas, maior se torna o custo global do sistema, pois significa que mais energia deve ser produzida para suprir um mesmo consumo. Portanto, o critério A5.1 antes da normalização é indiretamente proporcional ao ISEE. Assim, acabam representando um custo a mais a ser pago pelo consumidor final. A Figura 50 mostra o gráfico referente a esse indicador.

Tabela 15 – Perdas globais do sistema (2004-2015)

Ano	Geração bruta (MWmed)	Consumo bruto (MWmed)	Perdas globais do sistema (MWmed)	Índice de perdas (%)
2004	43.295	41.191	2.104	4,86%
2005	45.759	43.694	2.065	4,51%
2006	47.819	45.778	2.041	4,27%
2007	50.479	48.498	1.980	3,92%
2008	51.755	49.693	2.062	3,98%
2009	51.721	49.465	2.256	4,36%
2010	55.718	53.657	2.061	3,70%
2011	57.610	55.432	2.178	3,78%
2012	59.614	57.350	2.264	3,80%
2013	61.434	59.263	2.171	3,53%
2014	62.815	60.627	2.189	3,48%
2015	62.573	60.177	2.396	3,83%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (CCEE, 2004-2016).

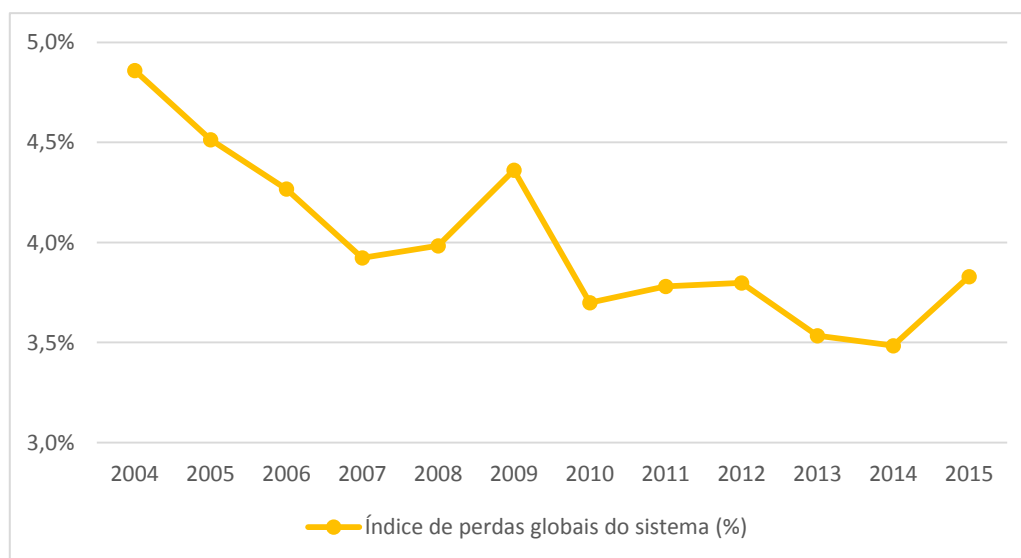


Figura 50 – Critério A5.1: Índice de perdas globais do sistema (2004-2015)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (CCEE, 2004-2016).

O aumento da capacidade instalada não necessariamente está relacionado a um aumento real da geração de energia e, dependendo das fontes priorizadas, o aumento da capacidade instalada pode vir junto com uma diminuição do fator de capacidade médio

do parque gerador. O fator de capacidade representa uma medida de eficiência de geração das usinas. Divide-se a energia gerada no período pela energia que teria sido gerada caso todas as usinas tivessem operado em sua máxima potência durante todo o tempo. O fator de capacidade para o Brasil será a média ponderada do fator de capacidade de todas as usinas geradoras do país.

Este valor nunca será igual a 100%, pois todas as tecnologias apresentam perdas na conversão de energia, porém quanto maior for o fator de capacidade, maior será a segurança econômica e energética, pois indica que as tecnologias priorizadas são mais eficientes. Os dados, mostrados na Figura 51, foram obtidos usando-se os dados da capacidade instalada fornecidos pelo BIG da ANEEL e os dados de geração da CCEE. Ambos incluem tanto as usinas conectadas ao SIN quanto as não conectadas.

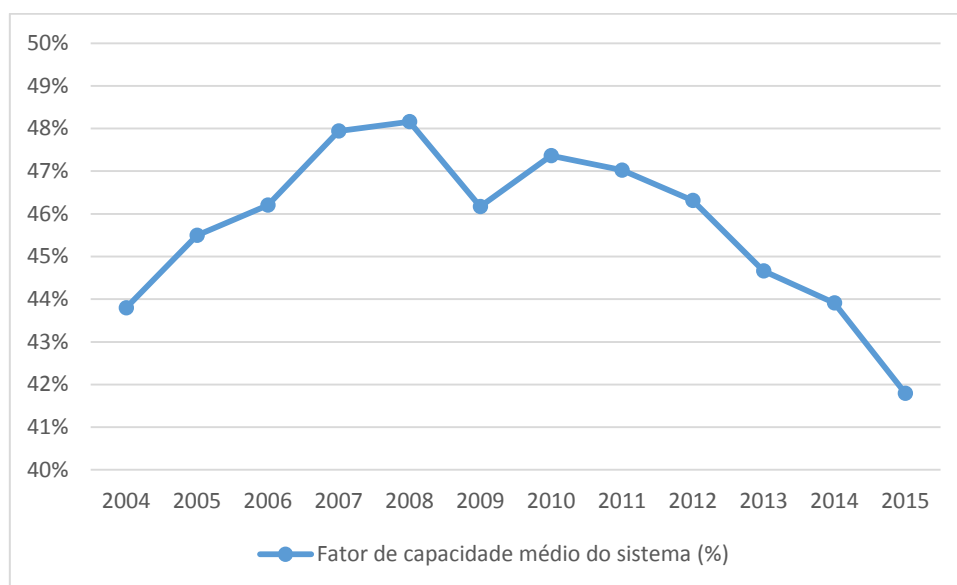


Figura 51 – Critério A5.2: Fator de Capacidade Médio do Sistema (2004-2015).
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (CCEE, 2004-2016) e da (ANEEL, 2016).

O indicador de robustez do SIN é um índice fornecido pelo ONS que relaciona as perturbações no SIN com o suprimento às cargas. O valor desse indicador é dado pela relação entre o número de perturbações em que não houve corte de carga e o número total de perturbações do sistema. Quanto maior a robustez, maior será a segurança econômica e energética, pois este resultado indica que, por mais que o sistema tenha

sofrido com perturbações, o fornecimento de energia aos consumidores não foi interrompido. Estes dados podem ser vistos na Figura 52.

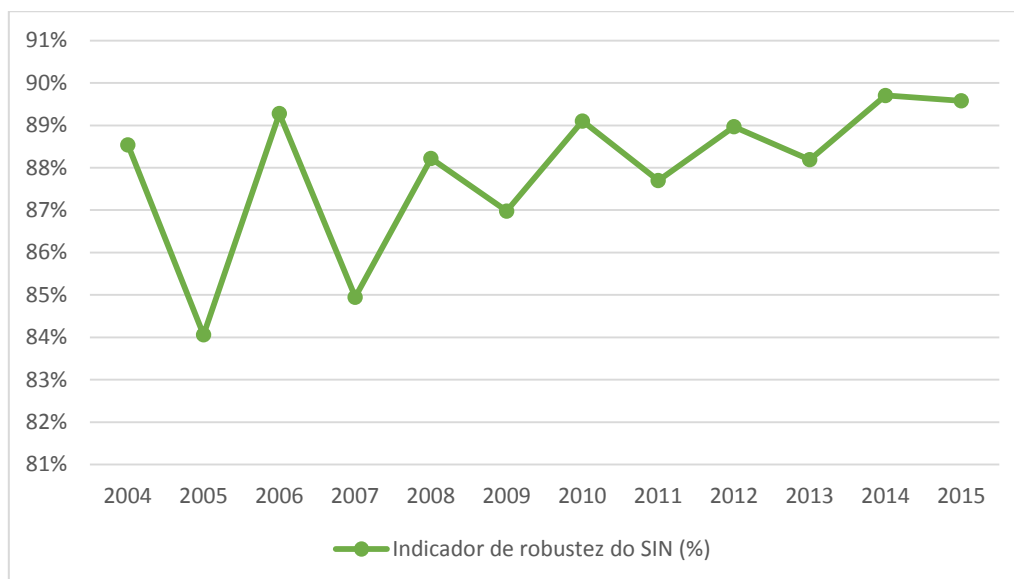


Figura 52 – Critério A5.3: Indicador de robustez do SIN (2004-2014)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (ONS, 1999-2015).

4.2.6. Custo da energia (A6)

A disponibilidade de energia de forma confiável e competitiva é uma das condições básicas para o crescimento de uma economia, já que o custo da energia influencia diversos outros setores produtivos da economia. O nível de preços da energia define, por exemplo, a atratividade da expansão de determinadas atividades industriais, pois a energia é um dos insumos básicos de diversas dessas atividades, além de influenciar a qualidade de vida da população em geral. Este grupo de critérios avalia o custo da energia para o consumidor final, que está fortemente relacionado à disponibilidade de oferta de energia. Foi dividido em dois indicadores, ambos indiretamente proporcionais ao ISEE, antes da normalização:

- A6.1 – Crescimento médio anual das tarifas de energia elétrica; e
- A6.2 – Participação de encargos sobre a receita requerida das distribuidoras.

Como já foi mencionado, o valor das tarifas de energia elétrica está fortemente relacionado com a disponibilidade de oferta e influencia fortemente o consumo. A MP nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, foi discutida no **item 2.5. Da reestruturação à crise (2004 a 2014)**. Teve como objetivo central a redução de 20% do preço da energia elétrica no mercado cativo a partir de janeiro de 2013 e fez com que o consumo residencial tivesse uma taxa de crescimento mais acentuada do que o previsto, causando desequilíbrios no setor. No ano de 2014 as tarifas permaneceram estáveis, porém, em 2015, as tarifas tiveram um aumento repentino de cerca de 30%.

O valor das tarifas média residencial, industrial e total foi calculado a partir de valores arrecadados totais fornecidos pelo Sistema de Apoio a Decisão (SAD) da ANEEL referentes a todas as distribuidoras do país e são mostrados na Figura 53. Quanto maior for a taxa de crescimento das tarifas no ano, mostrada na Figura 54, menor é a segurança econômica e energética.

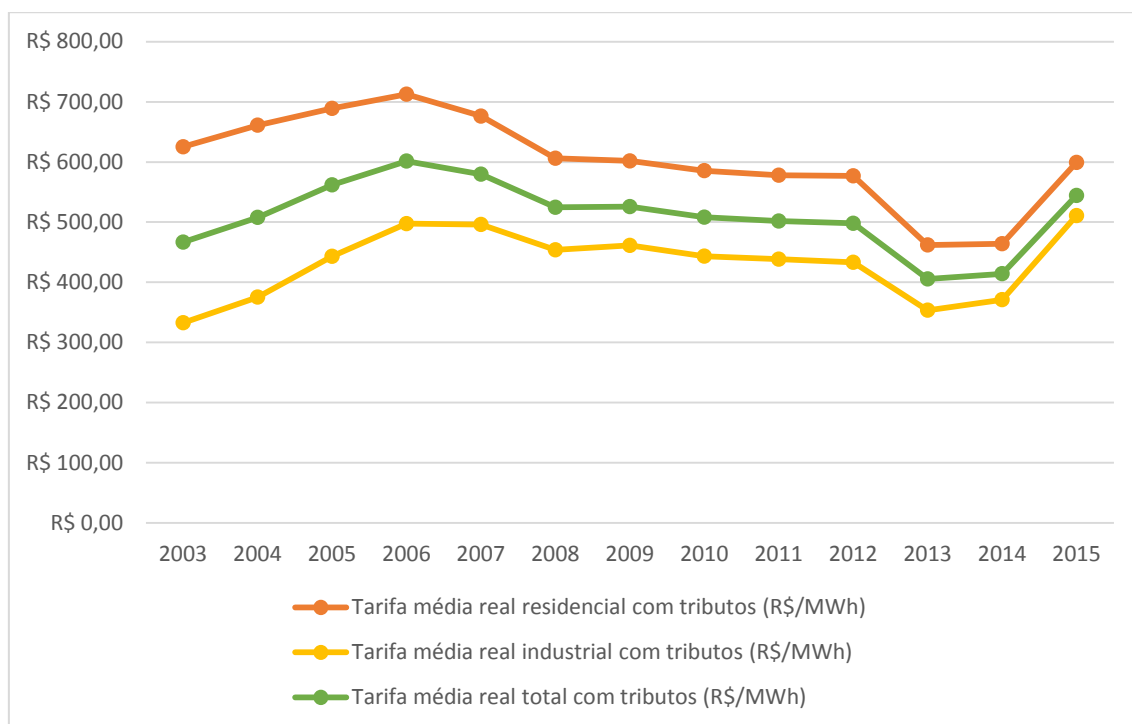


Figura 53 – Tarifas médias de eletricidade com tributos (R\$/MWh) (valores atualizados – dez/2015).

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SAD (ANEEL, 2016).

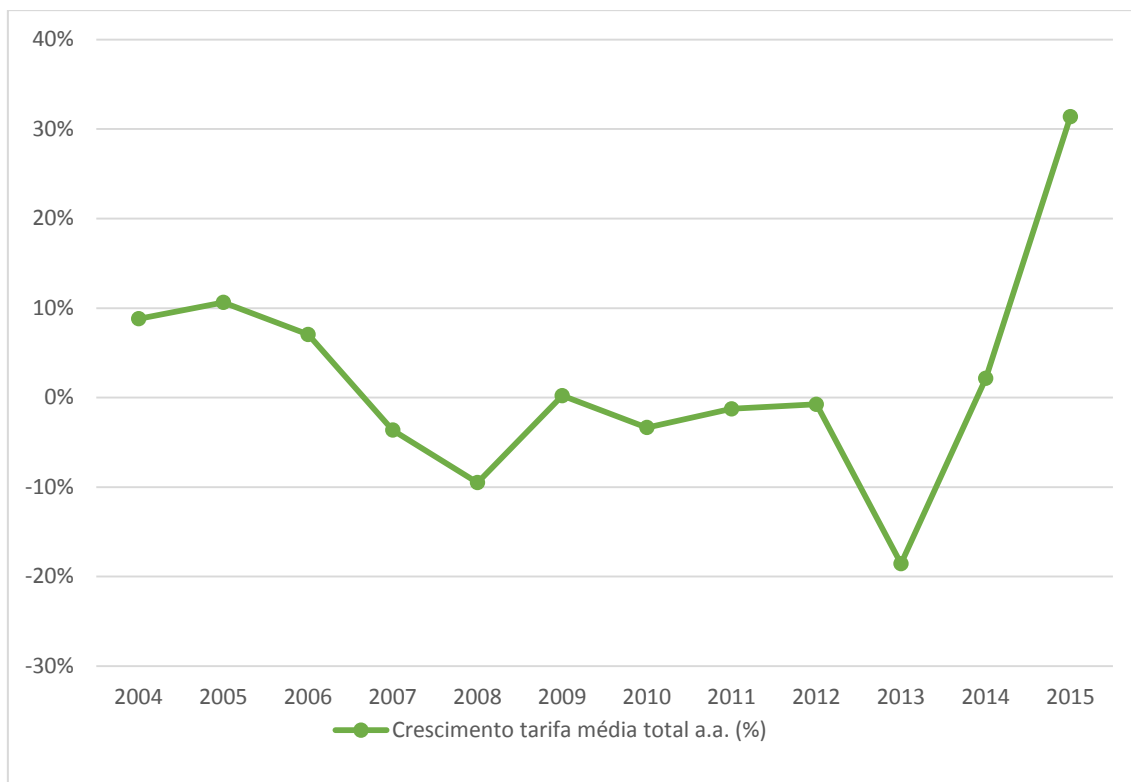


Figura 54 – Critério A6.1: Crescimento médio anual das tarifas de energia elétrica (%).
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SAD (ANEEL, 2016).

Os encargos setoriais, ou taxas regulatórias, são calculados como percentual sobre a receita requerida pelas distribuidoras, cujo conceito foi explicado no **item 2.4.3. Formação das tarifas**. Constam da tarifa de energia elétrica, mas não são impostos ou tributos, e sim contribuições instituídas por Lei. A própria ANEEL é responsável pela implantação e execução de cada encargo, calculando seu valor e retendo os recursos a eles destinados. Esses encargos são repassados aos consumidores através das tarifas. A MP nº 579/2012 excluiu a partir de 2013 uma série de encargos visando a redução tarifária, o que causou os desequilíbrios já discutidos. Outros encargos tiveram seu valor aumentado em 2015, especialmente os destinados à CDE, o que acabou influenciando a tarifa. Estes dados foram fornecidos pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) e são mostrados na Figura 55.

Nos últimos anos, os encargos representaram, em média, 20% do valor das tarifas, o que significa que eles têm uma influência importante no preço e consequentemente no consumo de eletricidade no país. Assim, quanto menor for a sua participação na tarifa, maior será a segurança econômica e energética.

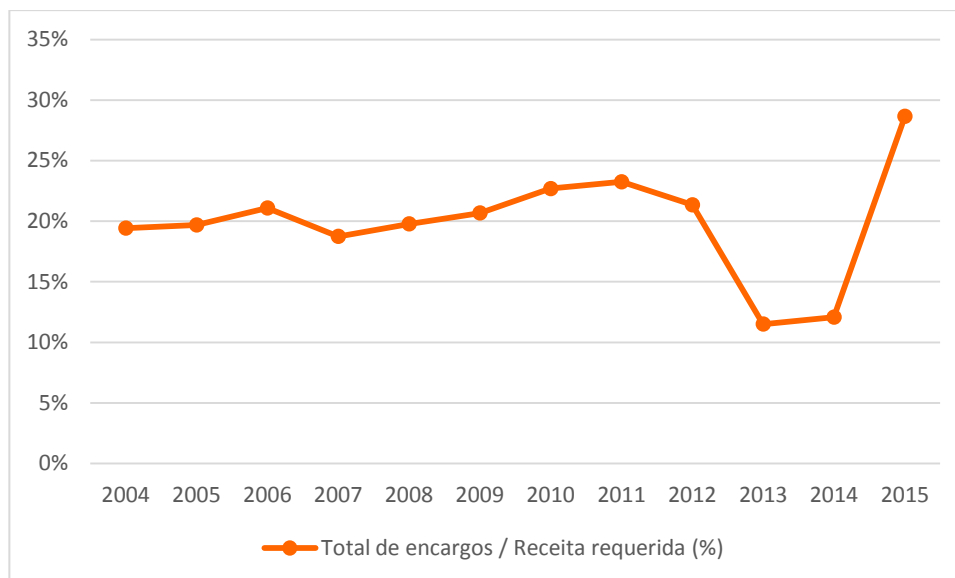


Figura 55 – Critério A6.2: Participação de encargos sobre a receita requerida das distribuidoras (2004-2015).

Fonte: Elaboração própria a partir de (ABRADEE, 2016).

4.2.7. Desempenho da economia (A7)

Neste trabalho, a segurança econômica e a segurança energética foram tratadas de forma conjunta, uma vez que ambas estão fortemente relacionadas. Setores produtivos da economia são influenciados pelo custo da energia, insumo essencial para todas as atividades humanas, e a disponibilidade de energia de forma confiável e competitiva é uma das condições básicas de competitividade de uma economia. Assim, avaliar o desempenho da economia do país de forma um pouco mais ampla se torna uma das medidas da qualidade da matriz elétrica brasileira. Este grupo foi dividido em três critérios:

- A7.1 – Consumo industrial e comercial;
- A7.2 – Consumo per capita de energia elétrica; e
- A7.3 – Taxa de crescimento do PIB.

O consumo de eletricidade dos setores industrial e comercial é uma medida indireta da prosperidade da economia de um país. Um maior consumo energético indica crescimento da atividade econômica, enquanto que uma diminuição do consumo é um

dos indicadores de uma crise econômica. Os dados de consumo de energia elétrica são fornecidos pela EPE e são mostrados na Figura 56. Nota-se que a classe que mais consome energia no país é a industrial, seguida pela residencial. A classe industrial representou 46,76% do consumo total em 2004, participação esta que foi caindo continuamente até atingir 36,50% no ano de 2015. O consumo residencial cresceu continuamente no período de análise, com exceção de uma pequena queda em 2015 por conta do aumento repentino das tarifas.

A Figura 57 mostra em destaque o consumo somado das classes industrial e comercial. Nota-se que, em 2009, o consumo sofreu uma queda em consequência da crise econômica mundial de 2008, superada já no ano seguinte. Em 2014 o consumo permaneceu estável, e teve nova queda em 2015, em função do aumento das tarifas neste ano.

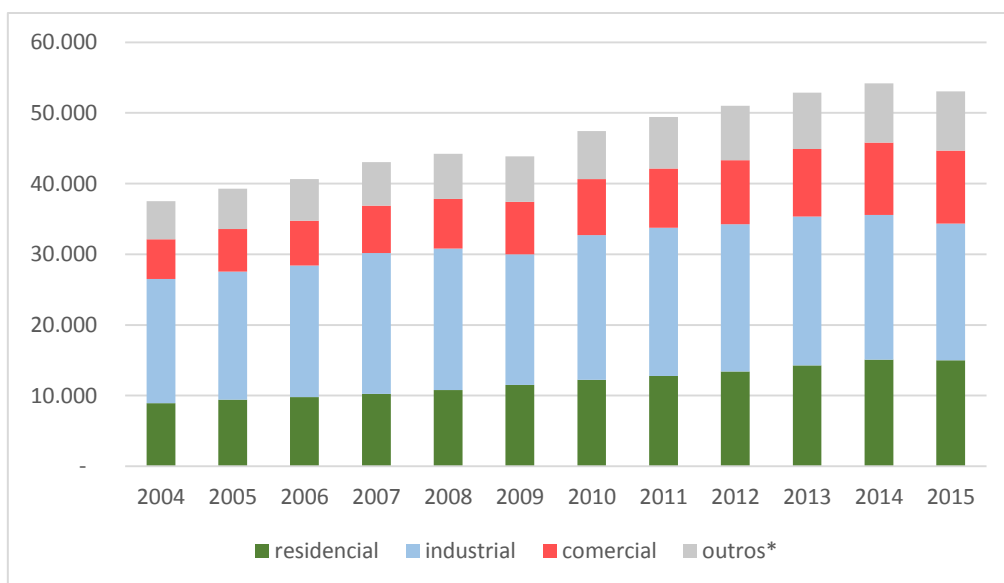


Figura 56 – Consumo do país por classes (MWmed).

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (EPE, 2016).

OBS: A categoria “outros” inclui consumo rural, iluminação pública, serviço público, poder público e consumo próprio. Consumo “industrial” inclui os mercados cativo e livre.

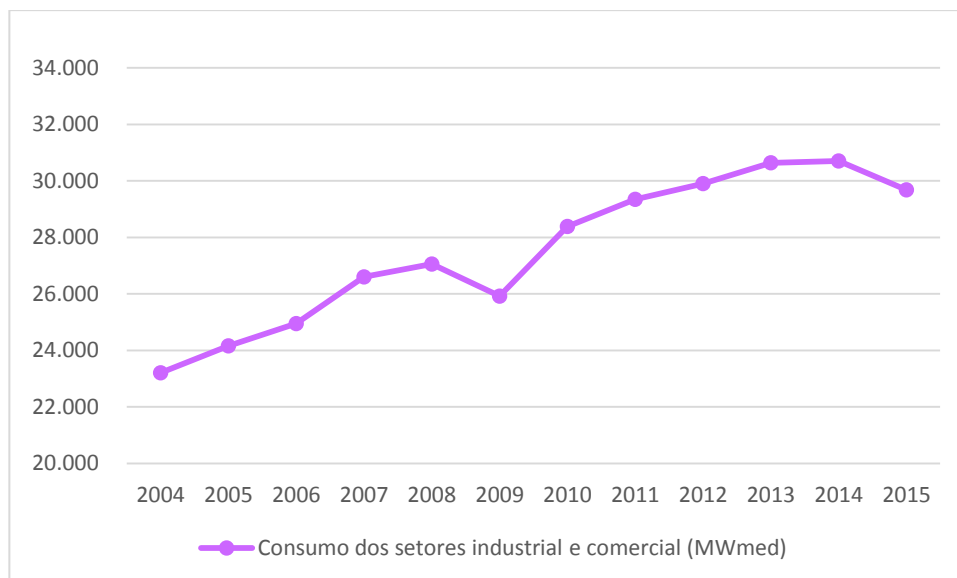


Figura 57 – Critério A7.1: Consumo dos setores industrial e comercial, em MWmed (2004-2015).
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (EPE, 2016).

Um maior consumo per capita de energia é um indicativo de que as atividades econômicas de um país estão crescendo, além de indicar uma melhoria na qualidade de vida da população, pois indica maior acesso a serviços básicos. Economias pouco desenvolvidas apresentam menor consumo per capita de energia total e elétrica, conforme foi mostrado na Tabela 10, portanto um maior consumo per capita indica uma maior segurança econômica e energética. Os dados de consumo foram fornecidos pela EPE, enquanto os dados da população foram fornecidos pelo IBGE. O consumo per capita é mostrado na Figura 58.

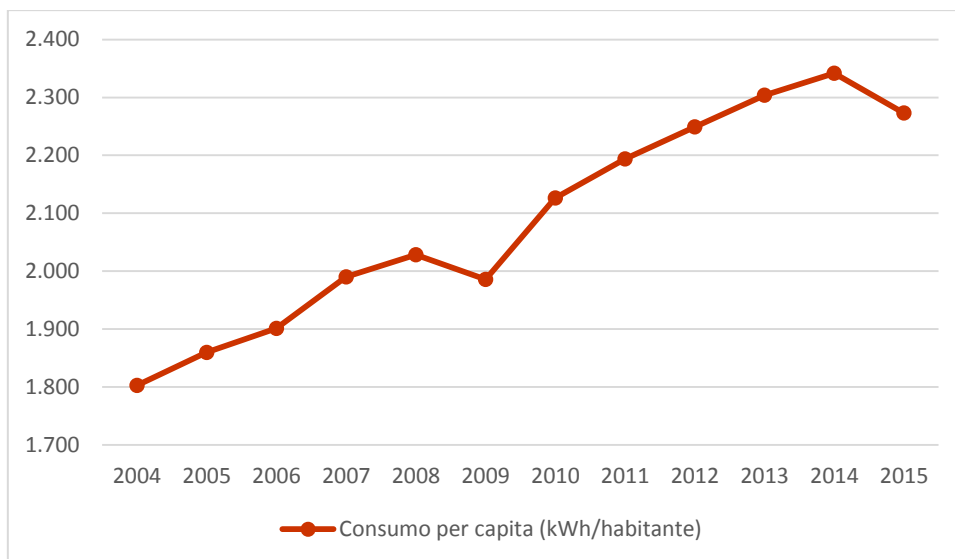


Figura 58 – Critério A7.2: Consumo per capita de energia elétrica, em kWh/habitante (2004-2015).
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (EPE, 2016) e do (IBGE, 2016).

O desempenho econômico de um país está fortemente relacionado com a qualidade da oferta de energia, em função de seu custo e de sua disponibilidade. Existe uma relação direta entre o PIB de um país e seu consumo energético e países com maior consumo de energia per capita possuem um maior PIB. As Figuras Figura 33, Figura 34 e Figura 35 confirmam essas afirmações para o caso brasileiro e mostram o quanto a economia pode ser afetada por crises no setor elétrico, como aconteceu em 2014 e 2015.

A Figura 59 mostra o crescimento anual do PIB brasileiro, calculado com base em dados do IBGE, atualizados pelo deflator implícito para valores de dezembro de 2015. Em 2009, o PIB teve crescimento nulo, influenciado pela crise econômica mundial de 2008. Em 2015, o PIB teve uma taxa de crescimento negativa, diminuindo 5,42% com relação ao ano anterior. Isso mostra que as consequências de uma crise interna podem ser ainda mais graves que as consequências de uma crise mundial.

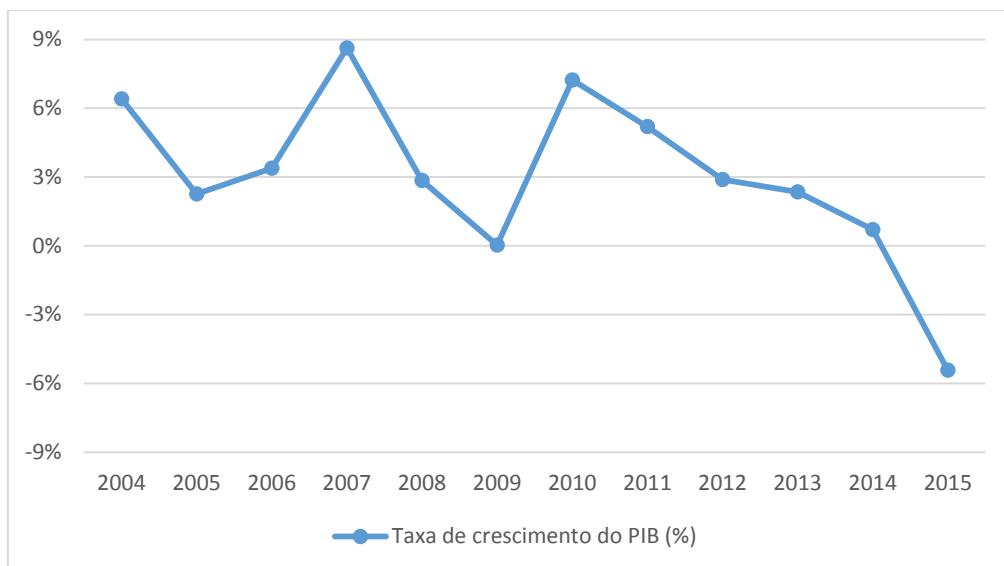


Figura 59 – Critério A7.3: Taxa de crescimento do PIB (2004-2015).
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (IBGE, 2016).

5. APLICAÇÃO DO MODELO

Os dados apresentados no **Capítulo 4 – CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO** são aqui compilados e apresentados de forma mais objetiva. Foram 17 os critérios escolhidos para aplicação do modelo e as diferentes alternativas a serem avaliadas são os anos entre 2004 e 2015.

5.1. Consolidação e normalização dos dados

Os dados coletados referentes a cada indicador e grupo de critérios foram agrupados e são apresentados na

Tabela 16 a seguir, baseada no modelo da Tabela 7.

Para que fosse possível a obtenção de um valor final para a segurança econômica e energética, os dados passaram por um processo de normalização linear, no qual os dados são tratados de modo que todos se encontrem em um mesmo intervalo, no caso entre 0 e 1.

A normalização foi feita empregando-se a fórmula mostrada na Equação I, apresentada no **Capítulo 3 – METODOLOGIA**. O intervalo foi definido de modo que, após a normalização, todos os critérios apresentassem relação direta com o ISEE. O resultado obtido após a normalização dos dados é mostrado na Tabela 17.

Gráficos representativos de cada critério são mostrados no **Apêndice V – Valores normalizados dos critérios analisados**. Ao analisá-los, percebe-se que o formato dos gráficos se manteve, porém, todos os dados se encontram num mesmo intervalo, o que permite sua comparação sem detrimento de escalas ou unidades.

Tabela 16 – Resumo dos critérios obtidos.

Critério:	A1.1	A1.2	A2.1	A2.2	A3.1	A3.2	A4.1	A4.2	A4.3	A5.1	A5.2	A5.3	A6.1	A6.2	A7.1	A7.2	A7.3	
alternativas	2004	96.452.892	4,483	3	5,599	101,282	46,924	3,047	16.443	113,259	4,859	43,796	88,539	8,811	19,43	23.207	1.803	6,410
	2005	98.194.513	1,806	3	5,567	105,834	58,712	3,802	16.609	13,710	4,514	45,496	84,062	10,634	19,69	24.160	1.859	2,262
	2006	101.286.698	3,149	4	4,834	106,304	44,327	3,829	36.739	57,405	4,268	46,204	89,279	7,048	21,09	24.949	1.901	3,388
	2007	103.227.404	1,916	3	4,266	109,999	43,532	1,226	10.029	210,953	3,923	47,942	84,946	-3,627	18,75	26.600	1.990	8,630
	2008	105.323.552	2,031	4	8,131	108,813	46,899	3,472	34.523	77,782	3,984	48,160	88,220	-9,494	19,78	27.055	2.028	2,851
	2009	109.579.170	4,041	4	3,659	107,818	64,029	5,701	23.225	123,208	4,362	46,170	86,978	0,210	20,68	25.919	1.986	0,033
	2010	115.460.979	5,368	4	7,871	109,536	39,891	4,938	30.722	143,483	3,699	47,363	89,101	-3,339	22,69	28.385	2.126	7,233
	2011	120.183.317	4,090	4	5,262	112,879	57,924	3,177	25.267	287,519	3,781	47,023	87,699	-1,265	23,25	29.344	2.194	5,203
	2012	126.631.619	5,365	4	10,394	107,591	30,594	3,016	34.937	53,170	3,798	46,313	88,969	-0,755	21,35	29.901	2.249	2,891
	2013	135.126.030	6,708	4	17,665	99,089	37,742	9,663	23.246	0,031	3,534	44,661	88,191	-18,557	11,51	30.638	2.304	2,353
	2014	140.126.832	3,701	4	22,848	90,632	19,477	7,598	33.805	0,264	3,484	43,912	89,704	2,150	12,08	30.702	2.342	0,710
	2015	145.619.223	3,920	5	22,591	84,283	20,599	2,729	37.164	18,817	3,829	41,793	89,580	31,382	28,66	29.680	2.273	-5,424

Fonte: Elaboração própria.

OBS.: Para uma visualização mais adequada, as tabelas foram apresentadas por critério no **Apêndice IV – Tabelas de critérios**.

OBS2: Cabe lembrar que os critérios A2.2, A5.1, A6.1 e A6.2 são têm relação indireta com o ISEE.

Tabela 17 – Dados normalizados.

Critério:	A1.1	A1.2	A2.1	A2.2	A3.1	A3.2	A4.1	A4.2	A4.3	A5.1	A5.2	A5.3	A6.1	A6.2	A7.1	A7.2	A7.3	
alternativas	2004	0,000	0,546	0,000	0,899	0,594	0,616	0,216	0,236	0,394	0,000	0,315	0,794	0,452	0,538	0,000	0,000	0,842
	2005	0,035	0,000	0,000	0,901	0,754	0,881	0,305	0,242	0,048	0,252	0,582	0,000	0,415	0,523	0,127	0,106	0,547
	2006	0,098	0,274	0,500	0,939	0,770	0,558	0,309	0,984	0,200	0,430	0,693	0,925	0,487	0,441	0,232	0,183	0,627
	2007	0,138	0,023	0,000	0,968	0,899	0,540	0,000	0,000	0,734	0,681	0,966	0,157	0,701	0,578	0,453	0,348	1,000
	2008	0,180	0,046	0,500	0,767	0,858	0,616	0,266	0,903	0,270	0,637	1,000	0,737	0,819	0,518	0,513	0,419	0,589
	2009	0,267	0,456	0,500	1,000	0,823	1,000	0,530	0,486	0,428	0,362	0,687	0,517	0,624	0,465	0,362	0,340	0,388
	2010	0,387	0,727	0,500	0,780	0,883	0,458	0,440	0,763	0,499	0,844	0,875	0,893	0,695	0,348	0,691	0,600	0,901
	2011	0,483	0,466	0,500	0,916	1,000	0,863	0,231	0,562	1,000	0,784	0,821	0,645	0,654	0,315	0,819	0,726	0,756
	2012	0,614	0,726	0,500	0,649	0,815	0,250	0,212	0,918	0,185	0,772	0,710	0,870	0,644	0,426	0,893	0,828	0,592
	2013	0,787	1,000	0,500	0,270	0,518	0,410	1,000	0,487	0,000	0,964	0,450	0,732	1,000	1,000	0,992	0,930	0,553
	2014	0,888	0,387	0,500	0,000	0,222	0,000	0,755	0,876	0,001	1,000	0,333	1,000	0,585	0,967	1,000	1,000	0,436
2015	1,000	0,431	1,000	0,013	0,000	0,025	0,178	1,000	0,065	0,749	0,000	0,978	0,000	0,000	0,864	0,873	0,000	

Fonte: Elaboração própria.

OBS: Após a normalização, todos os critérios tornam-se diretamente proporcionais ao ISEE.

5.2. Resultados parciais

A Tabela 18 e a Figura 60 – Valores associados a cada grupo de critérios. mostram os valores atribuídos a cada grupo de critérios que forma o ISEE após o cálculo das médias aritméticas dos valores dos critérios normalizados. Em seguida, é feita uma breve comparação entre os diferentes grupos de critérios.

Tabela 18 – Resultado atribuído a cada grupo de critérios.

Grupo:	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
2004	0,273	0,449	0,605	0,282	0,369	0,495	0,281
2005	0,018	0,450	0,817	0,198	0,278	0,469	0,260
2006	0,186	0,719	0,664	0,497	0,683	0,464	0,347
2007	0,080	0,484	0,720	0,245	0,601	0,639	0,600
2008	0,113	0,633	0,737	0,480	0,791	0,668	0,507
2009	0,361	0,750	0,912	0,482	0,522	0,545	0,363
2010	0,557	0,640	0,671	0,567	0,871	0,522	0,731
2011	0,474	0,708	0,931	0,598	0,750	0,485	0,767
2012	0,670	0,575	0,532	0,438	0,784	0,535	0,771
2013	0,893	0,385	0,464	0,496	0,715	1,000	0,825
2014	0,637	0,250	0,111	0,544	0,778	0,776	0,812
2015	0,716	0,507	0,013	0,414	0,576	0,000	0,579

Fonte: Elaboração própria.

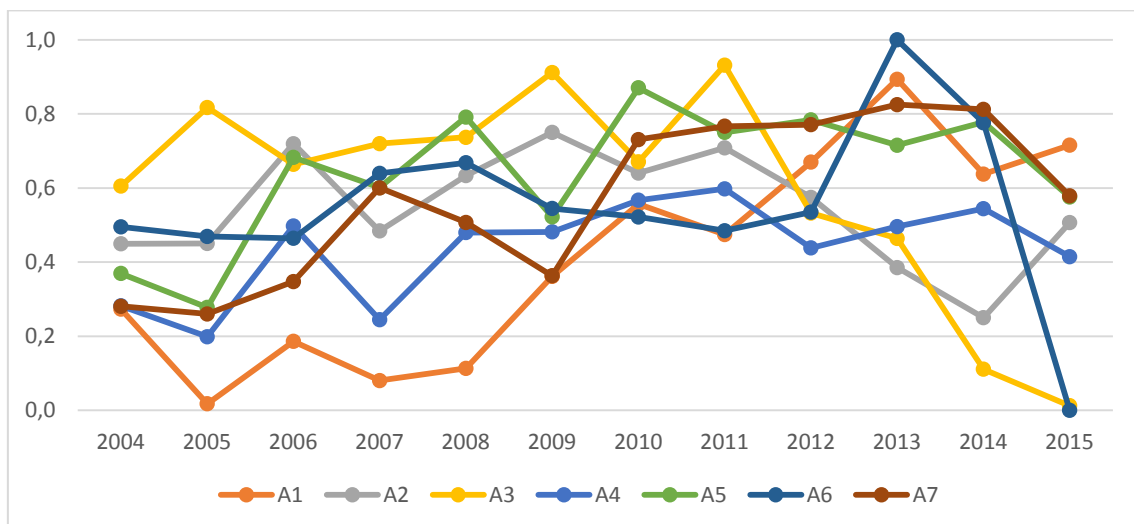


Figura 60 – Valores associados a cada grupo de critérios.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 61 mostra uma comparação dos grupos A1, A2 e A3, que levam em conta um viés físico da geração de energia do SEB. Nota-se que há uma melhoria na expansão do sistema (A1), que, entretanto, não buscou uma diversificação das fontes (A2). Somando-se isto à crescente queda na confiabilidade das hidrelétricas (A3) a partir de 2011, pode-se perceber que a estabilidade do sistema já estava em risco anos antes de a crise de fato se estabelecer. Há uma melhora na diversificação das fontes de energia em 2015, que se deu principalmente por conta do aumento da capacidade instalada eólica, que ultrapassou os 5% da capacidade instalada total do país neste ano (critério A2.1 – ver Tabela 13). Apesar de a capacidade instalada ter aumentado de forma consistente ao longo desses anos, o grupo A1 sofreu queda de 29% em 2014, pois o crescimento percentual da capacidade instalada no ano caiu quase que pela metade neste ano em comparação ao ano anterior.

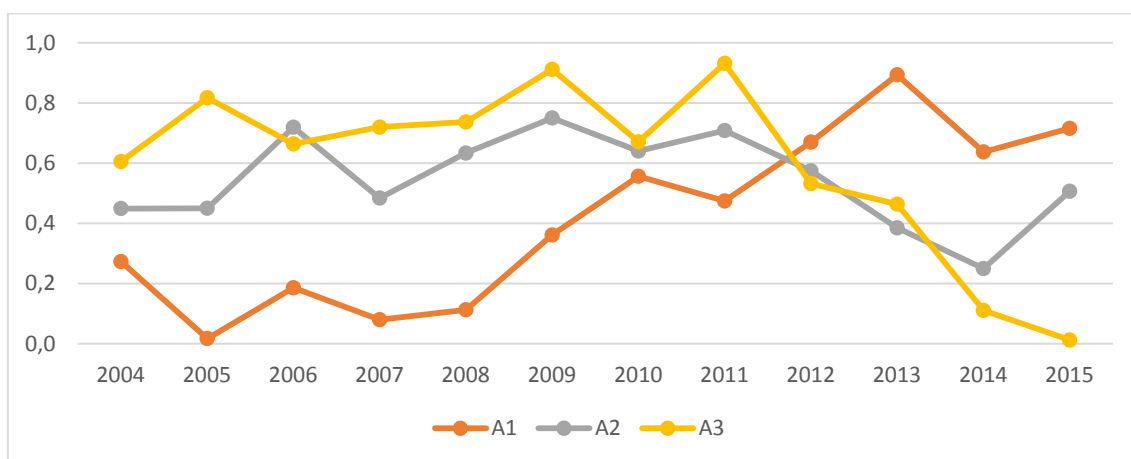


Figura 61 – Comparação entre os grupos A1, A2 e A3.
 Fonte: Elaboração própria.

A Figura 62 mostra uma comparação entre os grupos A4 e A5, que avaliam um aspecto mais relacionado à eficiência do SEB. O sistema de transmissão do SIN (A4) teve uma queda significativa em 2007 em função da de uma redução do crescimento anual da extensão das linhas de 3,8% em 2006 para 1,2% em 2007 e também por conta de uma baixa utilização efetiva das linhas, com o volume de energia transportado tendo sido o mais baixo de toda a série histórica (10.029,46 MWmed). A partir de então houve uma o sistema de transmissão teve uma certa melhora ao longo dos anos, descontando

uma queda de cerca de 26,7% no ano 2012, quando a exportação de energia teve um resultado mais de 5 vezes menor do que no ano anterior (de 287,52MWmed em 2011 para 53,17MWmed em 2012 – ver Figura 49), prejudicando consideravelmente o resultado do grupo de indicadores. Em 2015 também houve uma queda no resultado, desta vez em função da diminuição da taxa de crescimento das linhas de transmissão (de 7,6% em 2014 para 2,7% em 2015 – ver Figura 44). A confiabilidade do sistema (A5) esteve relativamente constante entre 2008 e 2014, com exceção de uma queda em 2009 por conta de pioras em todos os indicadores que, somadas, tiveram grande influência no resultado final. O ano de 2015 apresentou o pior fator de capacidade do parque gerador (critério A5.2 – ver Figura 51) de toda a série, 41,79%, o que explica a queda do resultado de A5 neste ano.

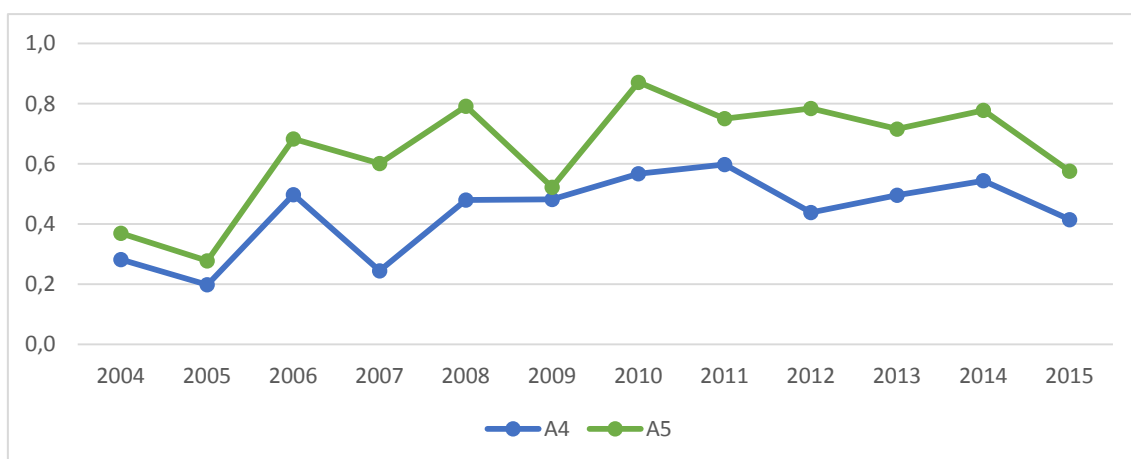


Figura 62 – Comparação entre os grupos A4 e A5.
 Fonte: Elaboração própria.

A Figura 63 mostra os grupos A6 e A7, que apresentam um viés econômico do SEB. O custo da energia (A6), que se manteve num patamar entre 0,464 e 0,668 nos anos de 2004 a 2012, teve uma melhora considerável no desempenho no ano de 2013,

quando apresentou seu melhor resultado da série⁴⁰. Isso se deu com a diminuição da participação dos encargos sobre a receita requerida das distribuidoras (critério A6.2 – ver Figura 55) e a consequente redução das tarifas de energia elétrica para o consumidor final (critério A6.1 – ver Figura 54). Esta melhora, todavia, teve consequências desastrosas, pois foi feita de forma arbitrária baixando-se as tarifas (o que estimula o aumento do consumo), sem se levar em consideração a queda na confiabilidade das hidrelétricas (A3), que representam a principal fonte de energia do sistema elétrico brasileiro, a partir de 2011, como foi mostrado acima. Os anos de 2014 e especialmente 2015 sofreram em consequência dessa decisão. Após uma queda de 18,6% nas tarifas em 2013, 2015 viu um aumento de 31,4%, somado a um aumento de 12,08% em 2014 para 28,66% em 2015 dos encargos setoriais cobrados das distribuidoras, o que conferiu a 2015 o pior resultado da série com relação ao custo da energia. A economia é fortemente afetada pelo desempenho do setor energético e o PIB flutua de forma semelhante ao consumo de energia, como foi mostrado na Figura 34. A taxa de crescimento do PIB teve seu pior resultado no ano de 2015, -5,4% (critério A7.3 – ver Figura 59), que foi o principal fator responsável pela queda do desempenho do grupo A7 neste ano. Foi o único ano avaliado na série em que o PIB diminuiu. O consumo industrial e comercial de energia elétrica, bem como o consumo per capita (critérios A7.1 e A7.2 – ver Figuras Figura 57 e Figura 58) também apresentaram uma diminuição em 2015, porém, como estes critérios avaliam valores absolutos, o resultado tendeu a uma melhora no longo prazo. Uma análise mais aprofundada poderia trazer estes dois critérios também em termos relativos, avaliando de forma mais minuciosa a flutuação desses valores.

⁴⁰ Vale lembrar que os dados foram tratados de modo que todos os indicadores apresentassem relação direta com o ISEE. Desta forma, um resultado “melhor” para o custo, neste caso, é indicado por um valor normalizado maior. Ambos os critérios que compõem o grupo A6 eram indiretos, o que pode causar estranhamento numa análise desatenta.

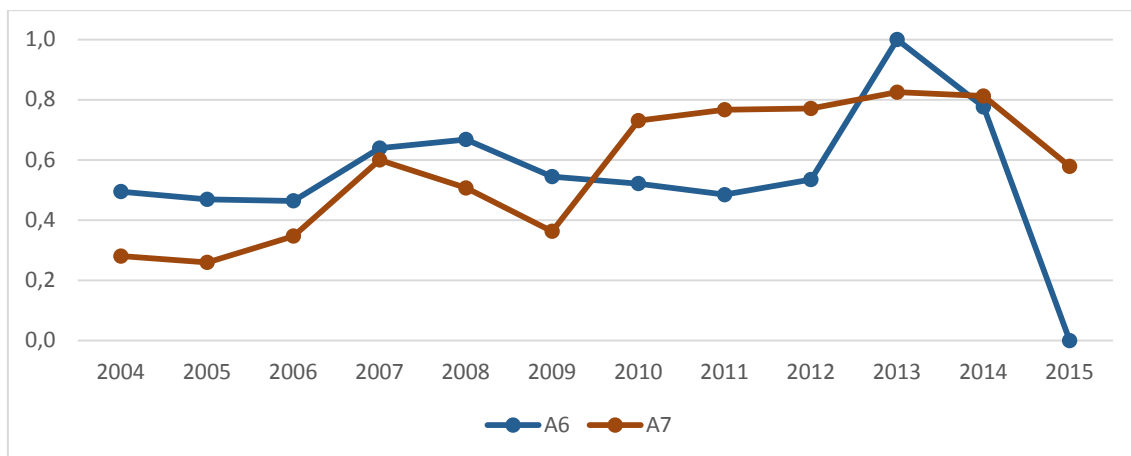


Figura 63 – Comparação entre os grupos A6 e A7.
 Fonte: Elaboração própria.

5.3.Resultado final

O resultado final obtido para o ISEE é mostrado na Tabela 19 e na Figura 64 a seguir.

Tabela 19 – Segurança econômica e energética da matriz elétrica brasileira.

	ISEE
2004	0,394
2005	0,356
2006	0,509
2007	0,481
2008	0,561
2009	0,562
2010	0,651
2011	0,673
2012	0,615
2013	0,683
2014	0,558
2015	0,401

Fonte: Elaboração própria.

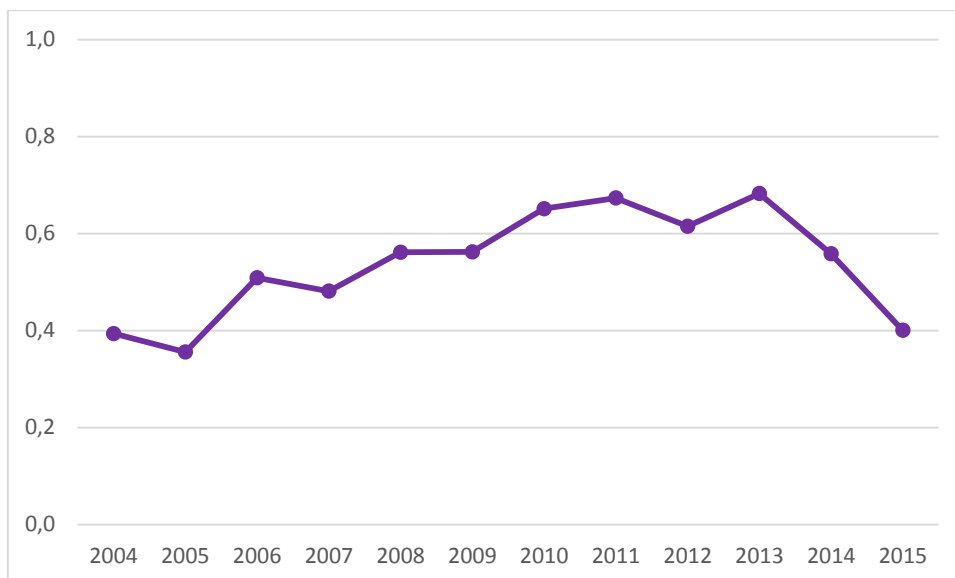


Figura 64 – ISEE: Índice de segurança econômica e energética da matriz elétrica brasileira (2004-2015).

Fonte: Elaboração própria.

Houve uma tendência de melhoria na segurança econômica e energética da matriz elétrica brasileira a partir de 2004, quando da implantação do novo modelo do setor elétrico. A partir deste ano, o índice passou de 0,394 para seu maior valor no ano de 2013, que foi de 0,683.

Entre 2013 e 2015, porém, houve uma queda de mais de 41% no ISEE, que passou de 0,683 para 0,401. O resultado de 2015 foi o terceiro pior da série, tendo sido o pior em 2005, seguido por 2004.

Esta queda foi influenciada por uma piora considerável nos grupos A3 e A6, que avaliam respectivamente a confiabilidade das hidrelétricas e o custo da energia, e por uma queda menos acentuada em A4, A5 e A7, que avaliam o sistema de transmissão, a confiabilidade do sistema e o desempenho da economia, respectivamente.

Os critérios A1 e A2, respectivamente expansão do sistema e diversidade energética, apresentaram uma melhora em 2015 com relação ao ano anterior, porém não foi suficiente para compensar as quedas tão significativas nos resultados parciais dos outros grupos.

A comparação do ISEE com cada grupo de critérios é mostrada nas Figuras Figura 67 a Figura 71.

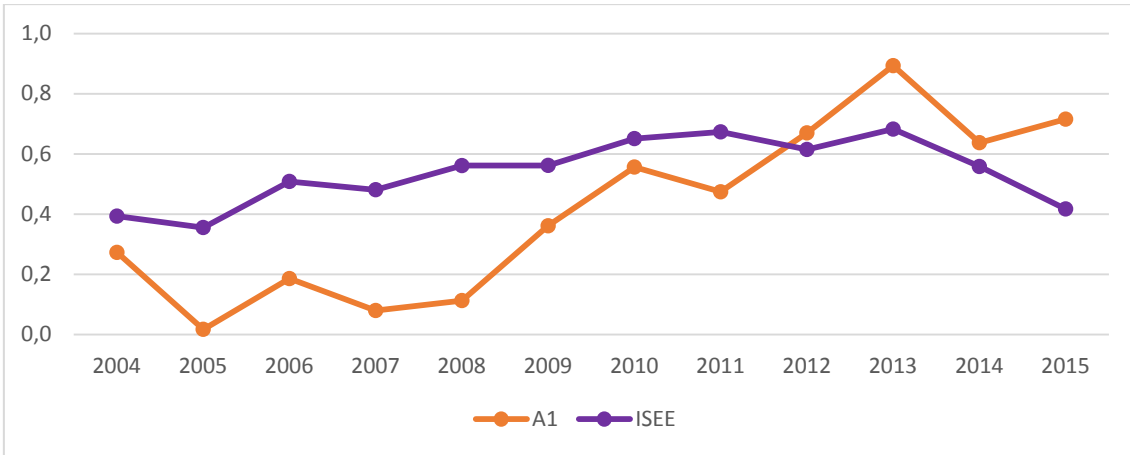


Figura 65 – Grupo A1 em comparação com o ISEE.
 Fonte: Elaboração própria.

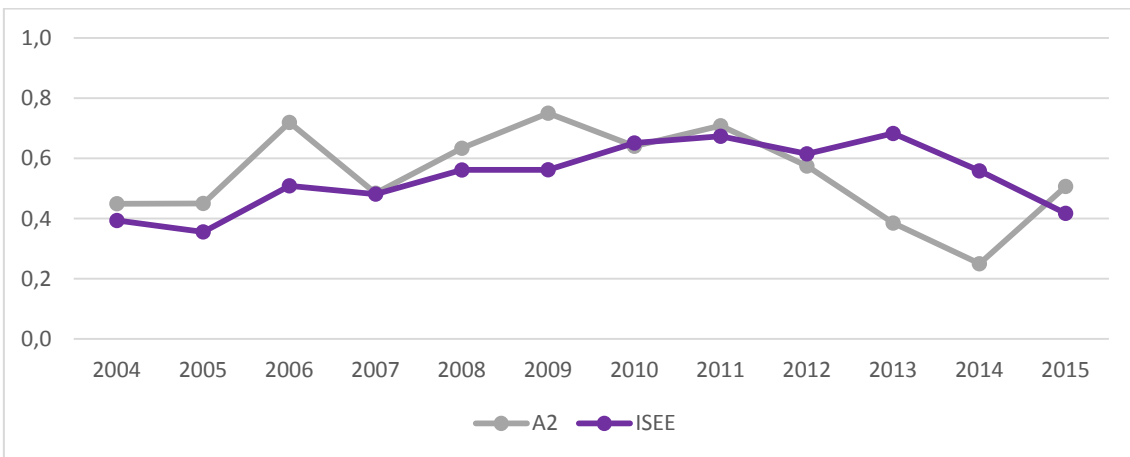


Figura 66 – Grupo A2 em comparação com o ISEE.
 Fonte: Elaboração própria.

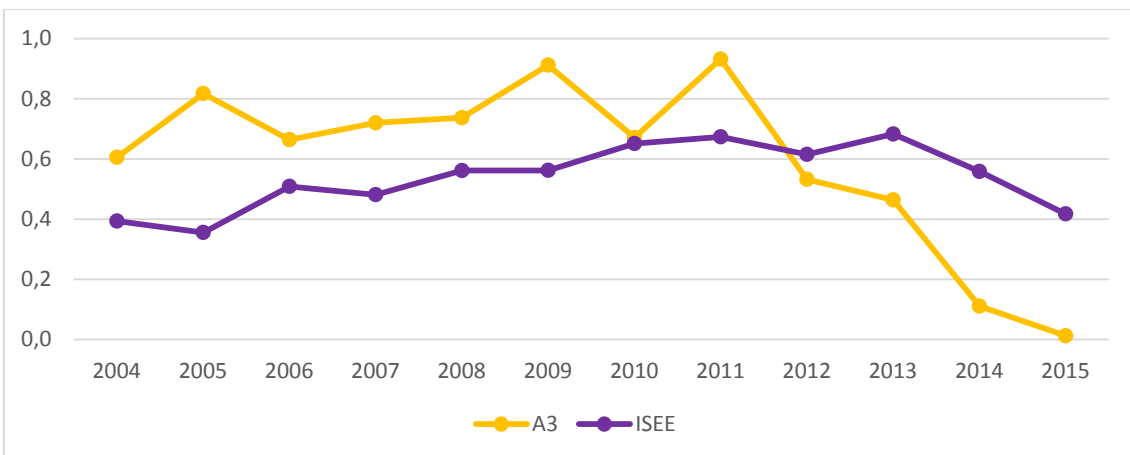


Figura 67 – Grupo A3 em comparação com o ISEE.
 Fonte: Elaboração própria.

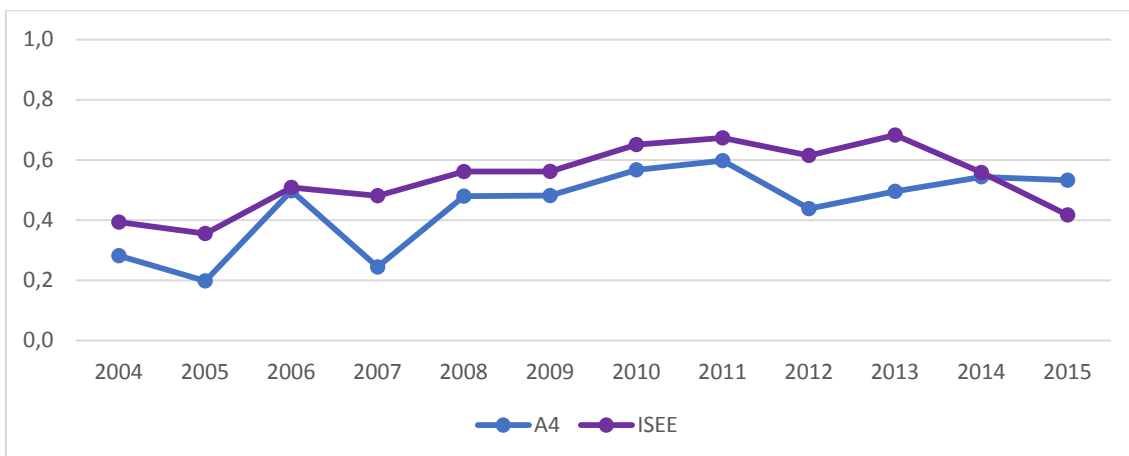


Figura 68 – Grupo A4 em comparação com o ISEE.
 Fonte: Elaboração própria.

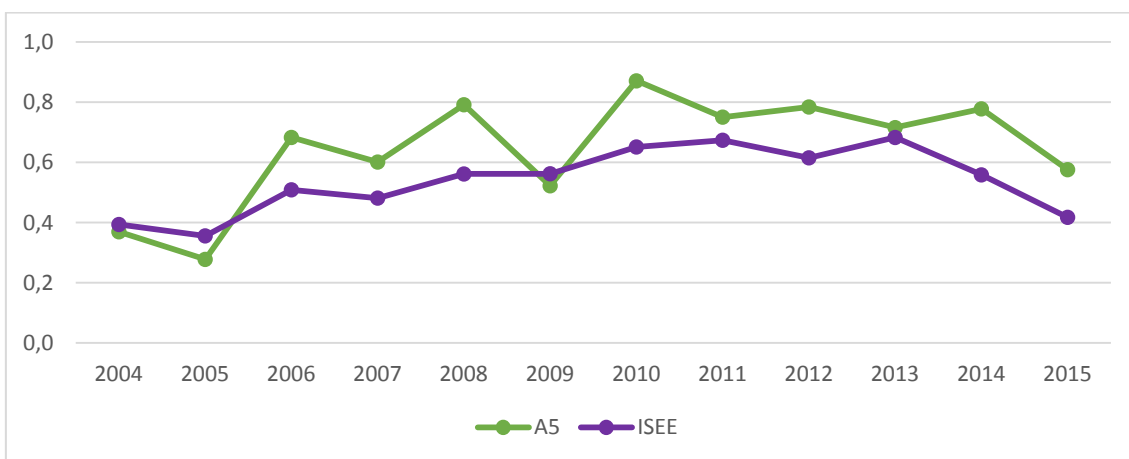


Figura 69 – Grupo A5 em comparação com o ISEE.
 Fonte: Elaboração própria.

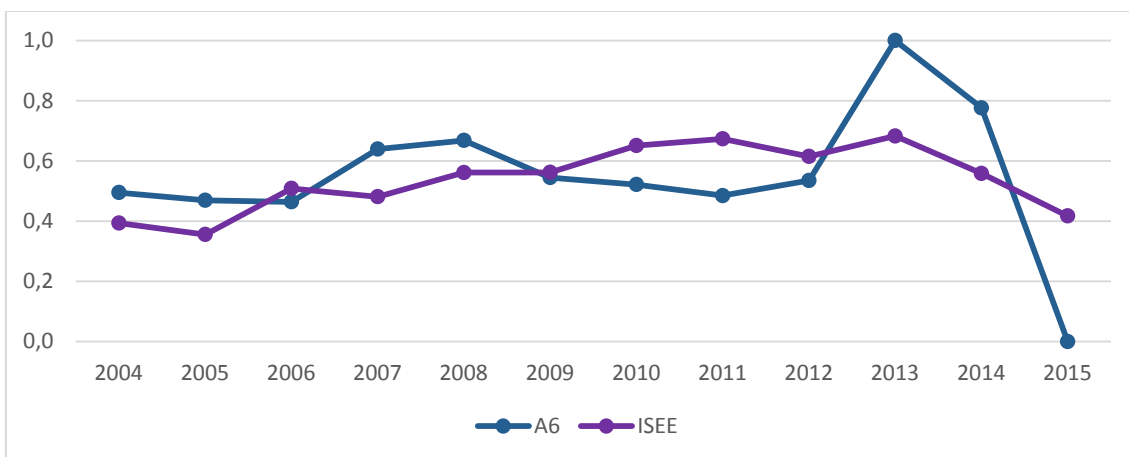


Figura 70 – Grupo A6 em comparação com o ISEE.
 Fonte: Elaboração própria.

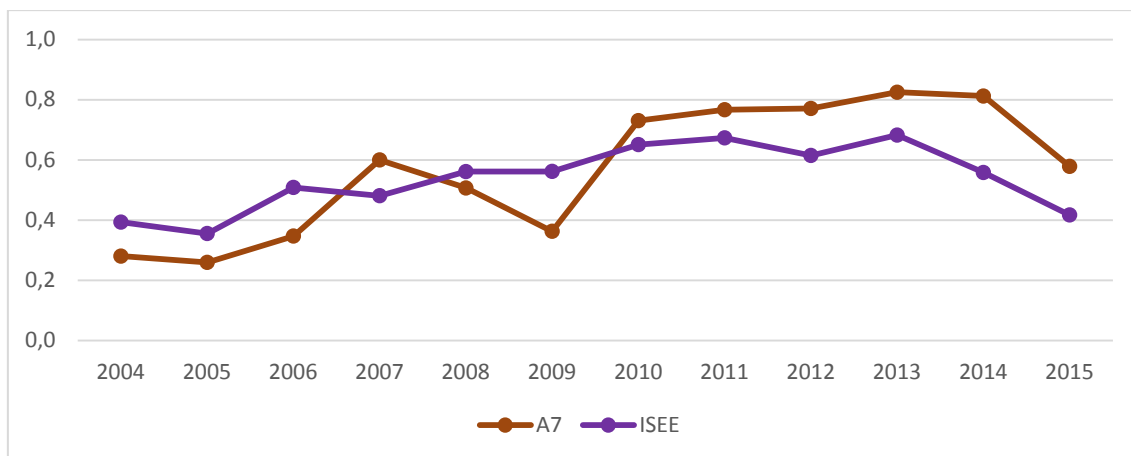


Figura 71 – Grupo A7 em comparação com o ISEE.

Fonte: Elaboração própria.

Como já foi mencionado no **item 2.4. Modelo atual (2003)**, o modelo atual do SEB, que entrou em vigor no ano de 2004, foi proposto pelo governo com o principal intento de recuperar a coordenação centralizada da expansão do parque gerador, através da restauração do papel do Executivo como Poder Concedente, permitindo assim maior intervenção governamental. Seus 4 objetivos principais são:

1. Promover a modicidade tarifária;
2. Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
3. Assegurar a estabilidade do marco regulatório; e
4. Inserção social e universalização de atendimento.

Como já foi discutido, a estabilidade do marco regulatório foi desfeita com a aprovação da MP nº 579/2012, que buscou reduzir as tarifas de energia elétrica, porém com uma visão de curto prazo, não sustentável no longo prazo. Esta redução do custo da energia para a indústria foi adotada como sendo uma das medidas que iria impulsionar o desenvolvimento econômico do país, mas políticas de redução de tarifas provocam o desequilíbrio financeiro do setor, ocultando a tendência real de aumento de custos e a necessidade de conservação de energia. Uma política de redução de tarifas já havia se mostrado falha na contenção da inflação durante as décadas de 1970 e 1980, e mostrou-se falha novamente, além de causar uma desestruturação e endividamento do setor.

Com exceção deste, os outros objetivos do modelo institucional do SEB podem ser relacionados com um ou mais grupos de critérios do ISEE, como é visto na Tabela 20 a seguir.

Tabela 20 – Objetivos do SEB relacionados com grupos de critérios do ISEE.

Objetivo do SEB	Grupo de critérios do ISEE
Modicidade tarifária	A6
Segurança de suprimento	A1, A2, A3, A4 e A5
Inserção social	A6 e A7

Fonte: Elaboração própria.

Com relação à modicidade tarifária, houve uma tentativa explícita de melhora neste quesito, com a aprovação da MP nº 579/2012, o que de fato trouxe um aumento de 0,535 em 2012 para 1,000 em 2013 no grupo A6. Isto, porém, teve o alto custo já referido de desestruturação do setor, que fez com que o grupo A6 fosse de seu melhor resultado em 2013 para seu pior resultado da série histórica em apenas 2 anos, mostrando uma total inadequação com o primeiro objetivo do modelo do SEB, que é manter a modicidade tarifária. Já a segurança de suprimento é relacionada com os grupos de critérios A1, A2 e A3, que levam em conta um viés físico da geração de energia do SEB, e A4 e A5, que avaliam um aspecto mais relacionado à sua eficiência. Na crise de 2014 e 2015, apesar de ter havido de fato um risco elevado de falta de energia, não foi oficialmente declarado um racionamento como em 2001. O aumento nas tarifas, porém, fez com que o consumo fosse bem abaixo do esperado em 2015, tanto no setor residencial, quanto industrial. Pode-se considerar, então, que esta crise não foi diretamente causada pela falta de energia, pela real incapacidade de geração. Foi uma crise mais ligada à incapacidade de geração de energia a preços acessíveis, o que leva ao próximo objetivo do SEB, que é a inserção social, relacionada aos grupos A6 e A7 de critérios. Naturalmente, é de se esperar que famílias com menor poder aquisitivo se beneficiem de baixas tarifas. Além disso, o grupo A7 engloba o consumo per capita de energia elétrica, que caiu cerca de 13% em 2015 com relação a 2014. Um maior consumo per capita de energia também é um indicador da disponibilidade de serviços essenciais à população, como tratamento de esgoto, tratamento de resíduos, saúde,

educação, etc., portanto sua queda representa uma queda na qualidade de vida da população brasileira.

Com a queda do ISEE a partir de 2013, pode-se perceber que o índice retornou ao patamar inicial, após uma modesta melhora, o que significa que não houve um aperfeiçoamento do modelo ao longo desses 12 anos, visando adaptá-lo às novas condições físicas e estruturais do SEB. Isso implica numa necessidade de revisão do modelo do setor elétrico, como já foi mencionado no **Capítulo 2 – O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**.

6. CONCLUSÃO

Nesta dissertação foi elaborado o Índice de segurança econômica e energética (ISEE) da matriz elétrica brasileira. Ele é composto por 17 critérios organizados em 7 grupos, que avaliam os seguintes aspectos da matriz elétrica brasileira:

- A1 – Expansão do sistema:
- A2 – Diversidade energética:
- A3 – Confiabilidade das hidrelétricas:
- A4 – Sistema de transmissão:
- A5 – Confiabilidade do sistema:
- A6 – Custo da energia:
- A7 – Desempenho da economia:

Os dados referentes a estes 17 critérios foram coletados e tratados e, assim foi obtido o resultado final do ISEE mostrado na Tabela 19 e na Figura 64 no capítulo anterior. Com base nos resultados, pode-se concluir que houve uma tendência de melhoria na segurança econômica e energética da matriz elétrica brasileira a partir de 2004, quando da implantação do novo modelo do setor elétrico. O índice passou de 0,394 em 2004 para seu maior valor no ano de 2013, que foi de 0,683. Entre 2013 e 2015, porém, houve uma queda de quase 40% na segurança econômica e energética, que atingiu 0,401, o terceiro pior resultado do período em análise. Esta queda foi influenciada por uma piora considerável nos grupos A3 e A6 e por uma queda menos acentuada em A4, A5 e A7.

Ao longo dos 12 anos analisados, nota-se que, após uma modesta melhora, o índice retornou ao seu patamar inicial, o que significa que não houve uma adequação do modelo às condições físicas e estruturais do setor. Isso implica numa necessidade de revisão do modelo do setor elétrico brasileiro (SEB), já que o paradigma no qual as hidrelétricas representam a fonte geradora principal do país e as térmicas atuam apenas como fontes complementares, formalmente estabelecido desde a década de 1960, não está se sustentando, como ficou comprovado pela queda brusca do grupo A3 a partir de 2011. A expansão e a operação ainda não se adaptaram às mudanças estruturais pelas

quais o SEB vem passando no que tange as fontes de geração, o que trouxe riscos crescentes à segurança de fornecimento e à modicidade tarifária.

Neste contexto de incerteza da capacidade de geração, foi aprovada a MP nº 579/2012, que ao reduzir as tarifas de energia elétrica para o consumidor final através da redução de encargos, causou um desequilíbrio financeiro das empresas prestadoras de serviço do setor elétrico. Essa redução artificial de 20% no custo da eletricidade em 2013 ocasionou um aumento inesperado no consumo que, associado a um período de baixas afluências, fez com que os reservatórios do SIN atingissem níveis de armazenamento mais baixos do que em 2001, ano do racionamento. Apesar de um risco elevado de falta de energia, não foi oficialmente declarado um racionamento, ação que, em 2001, buscou mitigar a crise através da gestão da demanda e teve resultados positivos, além de “punir” com aumento de preço apenas aqueles que não cumprissem a meta estabelecida. Já em 2014, não foi sinalizada ao consumidor a necessidade de conservação da energia elétrica, e este foi pego de surpresa. O aumento das tarifas, em função do despacho de termelétricas fora da ordem de mérito, que aumentou os custos de operação do sistema, fez com que o consumo fosse bem abaixo do esperado em 2015, tanto no setor residencial, quanto industrial. Esses custos inesperados seguem sendo repassados a todos os consumidores através de encargos, bandeiras tarifárias e aumentos substanciais nas tarifas, que representaram em 2015 um aumento repentino de cerca de 30% nas tarifas. Uma política de redução de tarifas como esta já havia se mostrado falha na contenção da inflação durante as décadas de 1970 e 1980, e mostrou-se falha novamente.

A reforma de 2004 no modelo do SEB teve como objetivo principal a recuperação da coordenação centralizada da expansão do parque gerador pelo poder Executivo. Existe, porém, uma lentidão inerente a sistemas centralizados (SENNET, 2009), o que fez com que o modelo esquematizado não respondesse em tempo hábil para evitar a instauração da crise.

Medidas devem ser tomadas para que situações como essa sejam evitadas no futuro. Perseguir um portfólio equilibrado de fontes de geração de energia, que levam em consideração não só a eficiência econômica, mas também avanços nos âmbitos sociais e ambientais, permite que um país reduza a gravidade de eventos inesperados

(KRUPA e JONES, 2013). A futura matriz energética deve minimizar os riscos de dependência a uma única fonte energética, e ampliar as vantagens e benefícios de uma oferta dinâmica, que utilize plenamente o potencial de recursos existentes no país (FGV PROJETOS, 2013). Frente a essas mudanças, acredita-se que um novo modelo de contratação e despacho deva ser concebido, já que o modelo atual não tem conseguido cumprir com os seus objetivos.

Uma maior participação de renováveis, como eólica, solar e biomassa, tem sido buscada no Brasil, porém sua intermitência implica que outras fontes de base devem também ser priorizadas, visando a garantia da segurança de fornecimento da energia. Os reservatórios das hidrelétricas poderiam ser mantidos como uma forma de regularização da geração por fontes renováveis intermitentes atuando de forma complementar à geração de base, que poderia ser nuclear – única fonte térmica de base em operação no país atualmente.

6.1.Sugestões para pesquisas futuras

Pretende-se numa próxima etapa aperfeiçoar o modelo do ISEE já desenvolvido através de consultas a especialistas. Será feita primeiramente uma análise de consistência do modelo, conforme questionário apresentado no **Apêndice VI – Questionário de avaliação do modelo**, seguida de consultas referentes aos processos de seleção dos critérios e de atribuição de pesos, tornando o ISEE num índice mais robusto.

O SEB deve garantir a segurança econômica e energética da matriz elétrica, mas é preciso avaliar também até que ponto isso pode ser feito sem trazer danos graves ao meio ambiente. A geração de energia, particularmente, pode causar impactos muito significativos ao meio ambiente (Muela, Schweickardt e Garcés 2007), que devem ser continuamente reduzidos, seguindo-se as novas tendências mundiais de preservação de ecossistemas, por isso faz-se necessária a criação de um modelo que englobe também a segurança ambiental da matriz elétrica brasileira e seus impactos sociais. Portanto, numa segunda etapa, será desenvolvido um índice que englobe também a segurança socioambiental do setor elétrico, levando em consideração critérios como:

- Emissões de gases do efeito estufa por kWh gerado;
- Emissões evitadas por fontes limpas;
- Área ocupada por usinas geradoras;
- Pessoas desalojadas para construção de usinas;
- Capacidade instalada de renováveis na matriz;
- Geração por fontes renováveis;
- Percepção da população sobre a geração de energia no Brasil;
- Geração distribuída;
- Uso de combustíveis;
- Eficácia do licenciamento ambiental;
- Medidas de eficiência energética; e
- Diferenças no consumo por classe social.

Assim, será possível verificar de que forma a segurança econômica e energética e a segurança socioambiental se relacionam no Brasil, e propor formas de melhorias ao setor que sejam simultâneas às duas esferas, encaminhando a matriz elétrica brasileira em direção à sustentabilidade. Esses índices podem ser adaptados para avaliação mensal dos critérios e de forma individualizada para cada subsistema do SIN.

Com base nos resultados e tendências avaliadas a partir dos dois índices, será possível avaliar diferentes cenários futuros, propostos pela EPE e/ou terceiros, e buscar um ponto de equilíbrio para a matriz brasileira, que garanta um bom desempenho em todas as esferas (segurança econômica e energética *versus* segurança socioambiental), traçando assim uma proposta para a matriz elétrica brasileira no futuro. Poderá então ser desenvolvido um ciclo de melhoria contínua do sistema, através das relações encontradas entre os diferentes critérios. Assim, será possível prever que influências mudanças nas tarifas, por exemplo, terão na segurança do setor no futuro, prevenindo-se crises futuras.

Apesar de cada país possuir características muito particulares, pode-se buscar numa pesquisa posterior a adequação dos índices de avaliação desenvolvidos para diferentes países, o que permitirá a identificação de melhores práticas (benchmarking) de forma objetiva.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE. Bandeiras tarifárias, 2016. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/arquivos/bandeiras-tarifarias-2016.zip>>. Acesso em: 18 jul 2016.

ABRADEE. Tarifas de energia elétrica, 2016. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 18 julho 2016.

AHMED, F. Licenciamento ambiental: instrumento de prevenção de lesão ao meio ambiente. In: AHMED, F.; COUTO, R. Curso de Direito Ambiental. Rio de Janeiro, Brasil: Lumen Juris, 2012.

ALFASSI, Z.; BOGER, Z.; RONEN, Y. Statistical treatment of analytical data. Oxford, Reino Unido: Blackwell Science, 2005.

ANDRADE, T. W. D. C.; ALBUQUERQUE, P. H. M. Tomada de decisão usando o Analytic Hierarchy Process (AHP) para a seleção de um curso para concurso público. Tecnologias de Administração e Contabilidade, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.

ANEEL. Cadernos temáticos ANEEL - energia assegurada, Brasília, Brasil, 2005. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf>>. Acesso em: 21 abril 2016.

ANEEL. Resumo geral dos empreendimentos de geração. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração (SFG), Brasil, jun 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>>. Acesso em: 20 jul 2015.

ANEEL. Capacidade de Geração do Brasil. Banco de Informações de Geração (BIG), Brasil, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 16 fevereiro 2016.

ANEEL. Consumidores, Consumo, Receita e Tarifa Média – Empresa, Classe de Consumo e Nível de Tensão. Sistema de Apoio a Decisão (SAD), 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>>. Acesso em: 21 junho 2016.

BARDELIN, C. E. A. Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica, São Paulo, Brasil, 2004.

BID. Study on the development of the renewable energy market in Latin America and the Caribbean, Washington, EUA, 2014. Disponível em: <<http://www.worldwatch.org/system/files/Study-on-the-Development-of-the->

Renewable-Energy-Market-in-Latin-America-and-the-Caribbean_IDB%202014.pdf>.
Acesso em: 13 out 2015.

BOUYSSOU, D. Modelling inaccurate determination, uncertainty, imprecision using multiple criteria, Cergy, França, 1989.

BRASIL. Decreto nº 24.643/1934 - Código de Águas, 1934.

BRASIL ENERGIA. Por um IBAMA mais ágil, 31 ago 2015. Disponível em: <<http://brasilenergia.editorabrasilenergia.com/news/secoes/entrevistas/2015/08/por-um-ibama-mais-agil-450114.html>>. Acesso em: 02 out 2015.

CARDOSO JR, A. F. Licenciamento ambiental de sistemas de transmissão de energia elétrica no Brasil: estudo de caso do sistema de transmissão do Madeira. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil. 2014.

CCEE. Relatórios InfoMercado, Brasil, 2004-2016. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/resultados?_adf.ctrl-state=g0ur8943_4&_afLoop=67894329160873>. Acesso em: 09 março 2016.

CCEE. Coletânea de legislação - setor elétrico brasileiro, 2009. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/bibpublic_juridicoregulatorio/document/s/conteudoccee/ccee_031561.pdf>. Acesso em: 08 fev 2016.

CCEE. Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), 2016. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/mre_contab?_afLoop=924968475884795#%40%3F_afLoop%3D924968475884795%26_adf.ctrl-state%3D179g1qfu44_4>. Acesso em: 06 maio 2016.

CCEE. Setor elétrico - conheça o ambiente em que a CCEE está inserida, 2016. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=7unbwvs4z_4&_afLoop=933918184439880>. Acesso em: 08 fevereiro 2016.

CEBRI. Diversificação da matriz energética brasileira: caminhos para a segurança energética em bases sustentáveis, Rio de Janeiro, Brasil, 2015. Disponível em: <http://midias.cebri.org/arquivo/diversifica%C3%A7%C3%A3o-matriz-energetica_vol1.pdf>. Acesso em: 30 setembro 2015.

CHAMOVITZ, I. Aplicação do modelo de hierarquia Fuzzy Coppe-Cosenza para a avaliação de grupos operativos em fóruns educacionais na internet, Rio de Janeiro, Brasil, 2010.

CIA. The world factbook, 2015. Disponível em: <<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/br.html>>. Acesso em: 11 dez 2015.

CNI. Efeitos do racionamento de energia elétrica na indústria, Rio de Janeiro, Brasil, 2001. Disponível em: <http://arquivos.portaldaindustria.com.br/app/cni_estatistica_2/2001/07/01/123/PesquisaEfeitosdoRacionamento_2001.pdf>. Acesso em: 07 out 2015.

COMASE. Legislação ambiental de interesse do setor elétrico: nível federal, Rio de Janeiro, Brasil, 2007. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/estruturas/sqa_pnla/_arquivos/legislacao.setor.eletrico>. Acesso em: 08 fev 2016.

COSTELLINI, C.; HOLLANDA, L. Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2014. Disponível em: <<http://fgvenergia.fgv.br/artigos/setor-eletrico-da-mp-579-ao-pacote-financeiro>>. Acesso em: 07 jul 2015.

DALKEY, N. C. The Delphi Method: an experimental study of group opinion, Santa Monica, EUA, 1969. Disponível em: <https://www.rand.org/content/dam/rand/pubs/research_memoranda/2005/RM5888.pdf>. Acesso em: 07 outubro 2015.

DIAS LEITE, A. A energia do Brasil. 3a edição. ed. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.], 2014.

ELETROBRAS. A Conesp e a compra da Amforp. História da Eletrobras, 2008. Disponível em: <[http://www.eletrobras.gov.br/Em_Biblioteca_40anos/interno_62-66.asp?id=7&descricao=Henry%20Sargent,%20presidente%20da%20American%20and%20Foreign%20Power%20Company%20\(o%20primeiro%20sentado,%20E0%20direita\),%20com%20o%20ministro%20das%20Rela%E7%F5es%20Ext](http://www.eletrobras.gov.br/Em_Biblioteca_40anos/interno_62-66.asp?id=7&descricao=Henry%20Sargent,%20presidente%20da%20American%20and%20Foreign%20Power%20Company%20(o%20primeiro%20sentado,%20E0%20direita),%20com%20o%20ministro%20das%20Rela%E7%F5es%20Ext)>. Acesso em: 05 maio 2016.

ELETROBRAS. Mapa SIPOT, Rio de Janeiro, Brasil, 2014. Disponível em: <<https://www.eletrobras.com/elb/services/eletrobras/ContentManagementPlus/Download.ThrSvc.asp?DocumentID=>

ELETROBRAS. Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica. Diretoria de Geração, Rio de Janeiro, Brasil, nov 2014. Disponível em: <<http://www.eletrobras.com.br/ELB/services/eletrobras/ContentManagementPlus/Download.ThrSvc.asp?DocumentID=>

EPE. Metodologia de cálculo da garantia física das usinas, Rio de Janeiro, Brasil, 2008. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_26/NT%20-%20metodologia%20de%20c%20A%20lculo%20da%20GF%20para%20novas%20usinas.pdf>. Acesso em: 24 out 2016.

EPE. Cálculo da Garantia Física da UHE Belo Monte, Rio de Janeiro, Brasil, 2010. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%20A3o%20Belo%20Monte/NT%20-%20Garantia%20F%20C%20ADsica%20Belo%20Monte.pdf>>. Acesso em: 11 jan 2016.

EPE. Nota técnica DEA 13/14 - Demanda de Energia 2050, Rio de Janeiro, Brasil, 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%2013-14%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>>. Acesso em: 12 mar 2015.

EPE. Consumo mensal de energia elétrica por classe (regiões e subsistemas) – 2004-2015, Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Consumomensaldeenergiael%20C%20A9tricaporclasse\(regi%20B5esesubsistemas\)%E2%80%932011-2012.aspx?CategoriaID=>](http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Consumomensaldeenergiael%20C%20A9tricaporclasse(regi%20B5esesubsistemas)%E2%80%932011-2012.aspx?CategoriaID=>)>. Acesso em: 31 maio 2016.

FGV ENERGIA. Caderno Energia Nuclear, Rio de Janeiro, Brasil, 2016. Disponível em: <<http://fgvenergia.fgv.br/publicacao/caderno-de-energia-nuclear>>. Acesso em: 19 maio 2016.

FGV PROJETOS. O futuro energético e a geração nuclear, São Paulo, Brasil, 2013. Disponível em: <http://fgvprojetos.fgv.br/sites/fgvprojetos.fgv.br/files/miolo_futuro_energetico_web.pdf>. Acesso em: 16 maio 2015.

FUGIMOTO, S. K. Estrutura de tarifas de energia elétrica - análise crítica e proposições metodológicas, São Paulo, Brasil, 2010.

FURNAS. Como tudo começou. Revista FURNAS - Edição Especial 50 anos, 337, 2007. Disponível em: <http://www.furnas.com.br/arqtrab/ddppg/revistaonline/linhadireta/rf337_57-67.pdf>. Acesso em: 30 jan 2016.

GUERRA, S.; GUERRA, S. Curso de Direito Ambiental. São Paulo, Brasil: Editora Fórum, 2013.

IBGE. Censo Demográfico 2010, 2010. Disponível em: <<http://www.censo2010.ibge.gov.br/sinopse/index.php?dados=11&uf=00>>. Acesso em: 11 jan 2016.

IBGE. Projeção da população do Brasil e das Unidades da Federação, 2016. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/>>. Acesso em: 02 junho 2016.

IBGE. Resultados do 1º Trimestre de 2016 - Indicadores de Volume e Valores Correntes, 2016. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/pib/defaulttabelas.shtm>>. Acesso em: 02 junho 2016.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Leilões no setor elétrico brasileiro: análises e recomendações, São Paulo, Brasil, 2012. Disponível em: <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2012_WhitePaperAcendeBrasil_07_Leiloes_Rev2.pdf>. Acesso em: 19 out 2015.

KRUPA, J.; JONES, C. Black Swan Theory: Applications to energy market histories and technologies. Energy Strategy Reviews, 2013.

LEME ENGENHARIA. RIMA Belo Monte, 2009. Disponível em: <http://norteenergiasa.com.br/site/wp-content/uploads/2011/04/NE.Rima_.pdf>. Acesso em: 16 jan 2016.

LOSEKANN, L. D. Reestruturação do setor elétrico brasileiro: coordenação e concorrência, Rio de Janeiro, Brasil, 2003.

MATTAR, C. A. C. Da gênese à implantação dos procedimentos de distribuição - PRODIST: desafios e oportunidades, Itajubá, Brasil, 2010.

MMA. Caderno de licenciamento ambiental, Brasília, Brasil, 2009. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/estruturas/dai_pnc/_arquivos/pnc_caderno_licenciamento_ambiental_01_76.pdf>. Acesso em: 30 jul 2015.

MME. Modelo institucional do setor elétrico, Brasília, Brasil, 2003. Disponível em: <<http://portal3.tcu.gov.br/portal/pls/portal/docs/2064726.PDF>>. Acesso em: 24 ago 2015.

MME. O novo modelo do setor elétrico, Brasília, Brasil, 2004. Disponível em: <http://ucel.eln.gov.br/gse_doc/cartilha.novo%20modelo.pdf>. Acesso em: 04 ago 2015.

MME. Capacidade Instalada de Geração Elétrica - Brasil e Mundo (2014), Brasília, Brasil, 05 mar 2015. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/1138787/0/Capacidade+Instalada+de+EE+2014.pdf/cb1d150d-0b52-4f65-a86b-b368ee715463>>. Acesso em: 24 ago. 2015.

MME. Ranking mundial de energia e socioeconomia, Brasília, Brasil, 2015. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139093/Ranking+Mundial+de+Energia+2015.pdf/f088fe16-e0d2-49ad-b72c-8376f749c661>>. Acesso em: 18 nov 2015.

MOHAMAD, I. B.; USMAN, D. Standardization and its effects on k-means clustering algorithm. Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology, Johor, Malásia, 2013.

MORAES, E. A. D.; SANTALIESTRA, R. Modelo de decisão com múltiplos critérios para escolha de software de código aberto e software de código fechado. XXXI Encontro da ANPAD, set 2007.

MUELA, E.; SCHWEICKARDT, G.; GARCÉS, F. Fuzzy possibilistic model for medium-term power generation planning with environmental criteria. Energy Policy, 2007. Acesso em: 27 jul 2015.

NETO, O. P. V. Projeto, Otimização, Simulação e Predição de propriedades de Nanoestruturas através de técnicas da Inteligência Computacional: Nanotecnologia Computacional Inteligente. Rio de Janeiro, Brasil: PUC-RJ, 2009.

OLIVEIRA, A. D. Mercado elétrico: centralizar a gestão de risco? In: MOTTA, R. S. D.; SALGADO, L. H. Regulação e concorrência no Brasil - governança, incentivos e eficiência. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.], 2007. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livros/Livro_completo20.pdf>. Acesso em: 09 fev 2016.

OLIVEIRA, B. N. D. Modelo de comercialização de energia pela opção de disponibilidade na geração termelétrica, 2008. Rio de Janeiro, Brasil.

ONS. Relatórios anuais, 1999-2015. Disponível em: <http://www.ons.org.br/biblioteca_virtual/publicacoes_relatorios_anuais.aspx>. Acesso em: 27 maio 2016.

ONS. Dados relevantes do SIN, 2001-2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/biblioteca_virtual/publicacoes_operacao_sin.aspx>. Acesso em: 27 maio 2016.

ONS. Plano da operação energética 2013/2017, 2013. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao_operacao_energetica/PEN%202013%20-%20Vol%201%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf>. Acesso em: 17 fevereiro 2016.

ONS. Plano da operação energética 2014/2018, Rio de Janeiro, Brasil, 2014. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/planejamento_eletrico/mensal/RE-3-0166-2014_PEN%202014_SumarioExecutivo.pdf>. Acesso em: 17 fevereiro 2015.

ONS. O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional, 2015. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: 17 dez 2015.

ONS. Histórico da operação, 2016. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/home/>>. Acesso em: 20 maio 2016.

ONS. Mapas do SIN, 2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx>. Acesso em: 29 maio 2016.

ONS. Relacionamentos do ONS, 2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional_linguas/relacionamentos.aspx>. Acesso em: 11 fevereiro 2016.

PIMENTEIRA, C. A. P. Gestão integrada de resíduos sólidos no Rio de Janeiro: impactos das decisões dos gestores nas políticas públicas, Rio de Janeiro, Brasil, 2010.

PREFEITURA DE PAULO AFONSO. Complexo Hidrelétrico do São Francisco, 2016. Disponível em: <<http://www.pauloafonso.ba.gov.br/turismo/internas/atrativos/?id=29>>. Acesso em: 30 janeiro 2016.

REGO, E. E. Proposta de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado: aspectos conceituais, metodológicos e suas aplicações, São Paulo, Brasil, 2012.

RIBEIRO, M. G. C. Análise da sustentabilidade no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, Rio de Janeiro, Brasil, 2011.

ROMEIRO, D. L. Escolha de tecnologias de geração elétrica: o índice custo benefício e a competitividade de termelétricas a gás natural no Brasil. IE/UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil. 2014.

SAATY, T. L. Decision making with the analytic hierarchy process. International Journal of Services Sciences, 2008.

SAATY, T. L. Decision making for leaders: the Analytic Hierarchy Process for decisions in a complex world. 3ª edição. ed. Pittsburg, EUA: RWS Publications, 2012.

SAATY, T. L.; VARGAS, L. G. Models, methods, concepts & applications of the Analytic Hierarchy Process. 2ª edição. ed. Nova Iorque, EUA: Springer, 2012.

SARAIVA, G. J. D. P. Lógica Fuzzy. Revista Militar de Ciência e Tecnologia, Brasil, XVII, 2000. Acesso em: 28 julho 2015.

SENADO FEDERAL. Senado em discussão. Revista em Discussão, Brasília, Brasil, 9, dezembro 2011. Disponível em: <http://www.senado.gov.br/noticias/jornal/emdiscussao/Upload/201105%20-%20dezembro/pdf/em%20discuss%C3%A3o!_dezembro_2011_internet.pdf>. Acesso em: 24 jan 2016.

SENNET, R. A Corrosão do Caráter. 14^a. ed. São Paulo, Brasil: Record, 2009.

SILVA, E. C. Um estudo da inadimplência dos geradores no setor elétrico brasileiro à luz da teoria da regulação. EPGE/FGV. Rio de Janeiro, Brasil. 2015.

SILVA, M. G. D.; GUIMARÃES, L. D. S. Uso do Índice de Desenvolvimento Humano como instrumento de projeção de demanda de energia elétrica. Economia e Energia, 86, 2012.

SILVA, R. C. D.; NETO, I. D. M.; SEIFERT, S. S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 59, 2016.

SOARES, M. R. D. C. ICMS sobre energia elétrica, Brasília, Brasil, 2007. Disponível em: <http://bd.camara.gov.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/1365/icms_energia_soares.pdf?sequence=3>. Acesso em: 05 maio 2016.

TCU. Cartilha de licenciamento ambiental, Brasília, Brasil, 2007. Disponível em: <<http://portal2.tcu.gov.br/portal/pls/portal/docs/2059156.PDF>>. Acesso em: 04 nov. 2015.

TOLMASQUIM, M. T. Geração de energia elétrica no Brasil. 1a. ed. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.], 2005.

WRI. Bridging the gap between energy and climate policies in Brazil: policy options to reduce energy-related GHG emissions, Washington, EUA, 2015. Disponível em: <http://www.wri.org/sites/default/files/bridging-the-gap-energy-climate-brazil_1.pdf>. Acesso em: 22 setembro 2015.

WRIGHT, J. T. C.; GIOVINAZZO, R. A. Delphi - uma ferramenta de apoio ao planejamento prospectivo. Caderno de Pesquisas em Administração, São Paulo, Brasil, 2000. Disponível em: <<http://regeusp.com.br/arquivos/C12-art05.pdf>>. Acesso em: 07 outubro 2015.

Apêndice I – Legislação ambiental brasileira

A Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA) brasileira foi instituída em 1981 pela Lei nº 6.938/1981, regulamentada pelo Decreto nº 99.274/1990. Esta lei constituiu o Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA), formado pelos órgãos responsáveis⁴¹ pela proteção e melhoria da qualidade ambiental (MMA, 2009), e o Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA), órgão consultivo e deliberativo cuja finalidade principal é deliberar sobre padrões de controle da poluição e criar diretrizes das políticas governamentais para o meio ambiente, o que é feito através de resoluções. Outras leis referentes à proteção do meio ambiente podem ser vistas na Tabela 21.

Tabela 21 – Marcos da legislação federal ambiental.

Ano	Acontecimento⁴²
1934	Primeiro Código Florestal do Brasil (Decreto nº 23.793/1934)
1973	Criação da Secretaria Especial de Meio Ambiente (SEMA) no âmbito do Ministério do Interior (Decreto nº 73.030/1973).
1981	Instituída a Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), através da Lei nº 6.938/1981 (regulamentada pelo Decreto 99.274/90) e criado o Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA).
1988	O Artigo 225 da Constituição Federal dispõe sobre a importância da preservação do meio ambiente.
1989	Criação do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) através da Lei n 7.735/1989, que substituiu a SEMA.
1992	Criação do Ministério do Meio Ambiente (MMA), através da Lei nº 8.490/1992.
1997	Instituída a Política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH), através da Lei nº 9.433/1997.
1998	Aprovação da Lei de Crimes Ambientais (Lei nº 9.605/1998).
1999	Aprovação da Lei de Educação Ambiental (Lei nº 9.795/1999).
2000	Criação do Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC), através da Lei nº 9.985/2000.
2009	Instituída a Política Nacional de Mudanças Climáticas (PNMC), através da Lei nº 12.187/2009.
2010	Instituída a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), através da Lei nº 12.305/2010.

⁴¹ O SISNAMA é composto por: órgão superior (Conselho de Governo), órgão consultivo e deliberativo (CONAMA), órgão central (MMA), órgão executor (IBAMA), órgãos seccionais (órgãos ambientais estaduais) e órgãos locais (órgãos ambientais municipais). Estes órgãos possuem atribuições, regras e práticas específicas que se complementam na execução da política ambiental do país.

⁴² Para um estudo mais detalhado da legislação ambiental pertinente ao setor elétrico, consultar (COMASE, 2007).

2011	A Lei Complementar nº 140/2011 define o órgão competente para o licenciamento (regulamentada pelo Decreto nº 8.437/2015).
2012	Novo Código Florestal Brasileiro (Lei nº 12.651/2012).

Fonte: Elaboração própria.

Na PNMA, o meio ambiente é tido como um “patrimônio público” que deve ser assegurado e protegido, tendo em vista o seu uso coletivo. Essa percepção de que o meio ambiente é um bem de uso comum foi então reforçada na Constituição Federal⁴³, que data de 1988 e defende que este deve ser preservado para as presentes e futuras gerações. Como o meio ambiente pertence a toda a população, o Poder Público se torna o responsável por definir seus melhores usos de modo a evitar sua degradação (AHMED, 2012). Isto é feito através do licenciamento ambiental, que consiste no procedimento administrativo através do qual o Poder Público, representado pelo órgão ambiental competente, autoriza e acompanha a localização, construção, instalação, ampliação, modificação e a operação de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras. É importante ressaltar que o licenciamento ambiental não tem como objetivo coibir o desenvolvimento da atividade produtiva, apenas adequá-la a certos padrões de exigência (AHMED, 2012), visando sempre à prevenção do dano ambiental (GUERRA e GUERRA, 2013), para que o país possa se desenvolver de forma sustentável. É uma obrigação legal do empreendedor, sendo este o responsável por buscar o licenciamento desde as etapas iniciais de planejamento.

Algumas das atividades referentes ao setor de energia que devem passar pelo licenciamento ambiental são:

- Perfuração de poços e produção de petróleo e gás natural;
- Produção de energia termoelétrica;
- Empreendimentos hidrelétricos;
- Geração de eletricidade por outras fontes alternativas;
- Linhas de transmissão de energia elétrica;

⁴³ Artigo 225.

As principais diretrizes para a execução do licenciamento estão expressas em Resoluções do CONAMA (Tabela 22). O primeiro passo para obtenção da licença ambiental consiste na Avaliação de Impactos Ambientais (AIA)⁴⁴, que consiste na elaboração de um Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), a serem submetidos à aprovação do órgão ambiental responsável. O EIA é um documento técnico-científico, bem detalhado, que deve apresentar as características do empreendimento, o diagnóstico ambiental do local proposto, os impactos socioambientais do empreendimento e as medidas mitigadoras a serem adotadas para redução do impacto. Já o RIMA é um documento público, que deve ser apresentado de forma mais objetiva, cuja finalidade é tornar compreensível para o público o conteúdo do EIA.

Tabela 22 – Resoluções CONAMA pertinentes ao setor de energia

Resolução CONAMA	Tema
Resolução nº 1/1986	Dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para a avaliação de impacto ambiental.
Resolução nº 6/1986	Dispõe sobre a aprovação de modelos para publicação de pedidos de licenciamento.
Resolução nº 6/1987	Dispõe sobre o licenciamento ambiental de obras do setor de geração de energia elétrica.
Resolução nº 9/1987	Dispõe sobre a realização de Audiências Públicas no processo de licenciamento ambiental.
Resolução nº 23/1994	Institui procedimentos específicos para o licenciamento de atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural.
Resolução nº 237/1997	Dispõe sobre a revisão e complementação dos procedimentos e critérios utilizados para o licenciamento ambiental.
Resolução nº 279/2001	Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental simplificado de empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental.
Resolução nº 281/2001	Dispõe sobre modelos de publicação de pedidos de licenciamento.
Resolução nº 306/2002	Estabelece os requisitos mínimos e o termo de referência para realização de auditorias ambientais.
Resolução nº 350/2004	Dispõe sobre o licenciamento ambiental específico das atividades de aquisição de dados sísmicos marítimos e em zonas de transição.
Resolução nº 462/2014	Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre.

Fonte: Elaboração própria.

⁴⁴ Entende-se por “impacto ambiental” qualquer alteração nas propriedades físico-químicas e biológicas do meio ambiente que possam afetar a saúde e bem-estar da população, bem como a biota.

Os critérios básicos e diretrizes gerais para a AIA estão definidos na Resolução CONAMA nº 001/1986 e na Resolução CONAMA nº 237/1997, que dispõem sobre os procedimentos e critérios do licenciamento ambiental. Ele se dá em três etapas⁴⁵, cada uma vinculada a uma Licença Ambiental, autorização na qual são estabelecidas as condições, restrições e medidas de controle ambiental que deverão ser obedecidas pelo empreendedor para que possa dar continuidade ao projeto. A aprovação de uma das Licenças não necessariamente garante a aprovação em uma etapa seguinte.

- Licença Prévia (LP): Deve ser solicitada na fase preliminar de planejamento (ou em caso de alteração ou ampliação do empreendimento). Sua emissão não significa que o empreendimento está aprovado, apenas atesta a viabilidade ambiental do projeto, autorizando sua localização e concepção tecnológica e estabelecendo requisitos básicos e condicionantes a serem atendidas nas próximas fases. Nesta etapa, deve ser entregue o EIA/RIMA, que constitui um dos instrumentos mais importantes na proteção do meio ambiente (GUERRA e GUERRA, 2013). Conforme o caso, o RIMA pode ser objeto de uma ou mais Audiências Públicas⁴⁶, para que a comunidade interessada seja informada e consultada, podendo, assim, participar do processo de tomada de decisão.
- Licença de Instalação (LI): Uma vez obtida a LP, deve ser solicitada a Licença de Instalação, que autoriza o início da construção do empreendimento e instalação dos equipamentos, de acordo com as especificações dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo medidas de controle ambiental e demais condicionantes.

⁴⁵ A separação do licenciamento em 3 licenças distintas já havia sido determinada pelo Decreto 88.351/1983, posteriormente revogado pelo Decreto 99.274/1990, que regulamentou a PNMA.

⁴⁶ A necessidade de realização de Audiências Públicas é apresentada na Resolução CONAMA nº 009/1987, que define: “Sempre que julgar necessário, ou quando for solicitado por entidade civil, pelo Ministério Público, ou por 50 ou mais cidadãos, o Órgão de Meio Ambiente promoverá a realização de audiência pública”.

- Licença de Operação (LO): Depois da edificação do empreendimento, deve ser solicitada Licença de Operação, que autoriza o funcionamento das instalações. Essa licença tem um prazo de validade máximo de 10 anos⁴⁷ e sua concessão e renovação estão condicionadas a vistorias para verificar se as exigências descritas nas licenças anteriores estão sendo seguidas, podendo ser suspensa ou cancelada a qualquer momento, caso as exigências não sejam cumpridas.

O licenciamento é um compromisso assumido pelo empreendedor de que ele irá atuar conforme o projeto aprovado pelo órgão ambiental (TCU, 2007). Todos os custos envolvidos nas etapas do licenciamento são de sua total responsabilidade. Alguns tipos de atividades devem cumprir exigências específicas, além das apresentadas. Está definido na Resolução CONAMA nº 237/1997 que o processo para obtenção de cada licença deve demorar no máximo 12 meses⁴⁸, contados a partir do envio do requerimento pelo empreendedor. Em alguns casos em que o impacto do empreendimento é considerado menor⁴⁹, existe a possibilidade de realizar um Licenciamento Ambiental Simplificado (LAS), cujos estudos exigidos são mais simples e os prazos de resposta, menores. Vale lembrar que a omissão de informações no processo de licenciamento, assim como a apresentação de informações falsas, proposital

⁴⁷ O órgão ambiental poderá estabelecer prazos específicos para a LO (sempre respeitando o prazo máximo) de empreendimentos ou atividades que, por sua natureza, estejam sujeitos a encerramento ou modificação em prazos inferiores.

⁴⁸ O prazo é de 12 meses nos casos em que houver EIA/RIMA e/ou audiência pública. Quando não houver, o prazo de resposta do órgão ambiental é de 6 meses. A contagem deste prazo é suspensa durante a elaboração dos estudos ambientais complementares ou preparação de esclarecimentos pelo empreendedor.

⁴⁹ A Resolução CONAMA nº 001/1986 lista as atividades consideradas de alto impacto e que devem necessariamente apresentar o EIA/RIMA para passar pelo processo de licenciamento. Algumas dessas atividades referentes ao setor de energia são: portos e terminais de petróleo; oleodutos e gasodutos; linhas de transmissão de energia elétrica acima de 230 kV; obras hidráulicas para exploração de recursos hídricos, tais como barragens para fins hidrelétricos, acima de 10MW; extração de combustível fóssil (petróleo, xisto, carvão); usinas de geração de eletricidade, qualquer que seja a fonte primária, acima de 10MW; complexos petroquímicos; e qualquer atividade que utilizar carvão vegetal, derivados ou produtos similares em quantidade superior a 10 toneladas por dia.

ou não, é crime passível de multa e a pessoa física responsável corre risco de prisão, segundo a Lei de Crimes Ambientais⁵⁰.

Além das exigências feitas pelo órgão ambiental competente, outros órgãos também precisam dar seus pareceres, dependendo da natureza e localização do empreendimento. Esses órgãos estão listados na Tabela 23. Em alguns casos, também podem ser exigidas licenças ambientais específicas (como, por exemplo, quando há necessidade de supressão da vegetação ou a presença de espécies ameaçadas de extinção no local) ou concessão das respectivas agências reguladoras. Além disso, cada estado pode possuir legislação ambiental própria, que também deve ser consultada⁵¹ (TCU, 2007).

Tabela 23 – Órgãos envolvidos no licenciamento ambiental.

Órgão	Competências
IBAMA, órgãos ambientais estaduais ou órgãos ambientais municipais.	Apenas um órgão é o responsável pela execução do processo de licenciamento ambiental, podendo, entretanto, receber colaboração ou delegar a atividade a outro órgão ambiental capacitado.
Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICM-Bio)	Responsável pelo gerenciamento de unidades de conservação federais.
Fundação Nacional do Índio (FUNAI)	Responsável pela fiscalização das ações em atendimento à política indígena brasileira.
Fundação Palmares	Responsável pela preservação do patrimônio cultural quilombola.
Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN)	Responsável pelo gerenciamento do patrimônio cultural arqueológico.
Ministério da Saúde	Responsável por ações que minimizem os impactos dos empreendimentos na saúde humana.
Agência Nacional de Águas (ANA)	Atividades que se utilizam de recursos hídricos necessitam da outorga de direito de uso, fornecida pela ANA ou órgãos estaduais delegados para tal.

Fonte: adaptado de (CARDOSO JR, 2014)

A Lei Complementar nº 140/2011, regulamentada pelo Decreto nº 8.437/2015, veio reforçar algumas das disposições da CONAMA nº 237/1986 (GUERRA e

⁵⁰ Lei 9.605 de 12 de fevereiro de 1998, regulamentada pelo Decreto 6.514/2008.

⁵¹ O processo de licenciamento ambiental exige que as leis municipais e estaduais específicas sejam sempre respeitadas.

GUERRA, 2013), definindo que apenas um órgão será o responsável pelo licenciamento e especificando os casos em que cada nível federativo deve atuar, em função do raio de influência dos impactos ambientais⁵². O IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis), autarquia federal vinculada ao Ministério do Meio Ambiente criada em 1989⁵³, executa, sobretudo, o licenciamento de grandes projetos de infraestrutura que envolvem impactos em mais de um estado e as atividades desenvolvidas no mar territorial e na plataforma continental⁵⁴. O órgão ambiental estadual é responsável pelo licenciamento de atividades localizadas em mais de um município de domínio do estado e o órgão ambiental municipal pelos casos cujo impacto é local⁵⁵. Os diferentes órgãos podem colaborar entre si através de consórcios públicos, convênios, acordos de cooperação técnica e/ou comissões, e é possível também que o órgão responsável delegue a execução do licenciamento para outro que seja capacitado. O objetivo principal do Decreto nº 8.437/2015 é a descentralização do licenciamento, visando uma maior participação dos órgãos ambientais estaduais e municipais, para que o IBAMA não fique sobrecarregado (BRASIL ENERGIA, 2015), podendo assim dedicar-se a projetos de maior relevância nacional.

No setor elétrico, a competência pelo licenciamento ambiental varia de acordo com características específicas de cada empreendimento, podendo ser municipal, estadual ou federal. No caso de grandes empreendimentos, como sistemas de geração e transmissão de usinas térmicas ou hidrelétricas com capacidade instalada maior ou igual a 300MW, de usinas eólicas *offshore* e na transição terra-mar e de usinas nucleares, o licenciamento é feito necessariamente pelo IBAMA.

A Resolução CONAMA nº 006/1987 dispõe sobre as regras de licenciamento para empreendimentos de geração de energia elétrica, que segue as mesmas linhas do descrito na CONAMA nº 001/1986. Já os empreendimentos elétricos com pequeno

⁵² A nova norma vale apenas para processos de licenciamento iniciados após a publicação do decreto, portanto processos que estavam então em andamento não foram afetados pela mudança.

⁵³ Lei 7.735 de 22 de fevereiro de 1989.

⁵⁴ A “plataforma continental” de um país compreende o leito e o subsolo das áreas submarinas sob a área de seu mar territorial.

⁵⁵ Caso não haja no município órgão ambiental capacitado, o estadual deve atuar em caráter supletivo, da mesma forma que inexistindo órgão estadual, o órgão federal deve substituí-lo.

potencial de impacto – sejam hidrelétricas, termelétricas, ou sistemas de transmissão⁵⁶ – são regulados pela Resolução CONAMA nº 279/2001 (que instituiu o LAS). Esta resolução foi aprovada durante a crise de fornecimento de energia elétrica em 2001 visando simplificar o licenciamento de empreendimentos de menor impacto, cujo prazo máximo é de 4 meses⁵⁷. A energia eólica, que antes se enquadrava na categoria de baixo impacto, ganhou uma resolução própria, a CONAMA nº 462/2014, que definiu alguns casos em que um empreendimento eólico não deve ser considerado de baixo impacto e deve passar pelo processo comum de licenciamento⁵⁸. Nos outros, o licenciamento segue os moldes do licenciamento ambiental simplificado.

No IBAMA, o licenciamento de empreendimentos relacionados à energia elétrica é feito pela Coordenação Geral de Infraestrutura de Energia Elétrica (CGENE), que é dividida entre a Coordenação de Energia Hidrelétrica e Transposições (COHID) e a Coordenação de Energia Elétrica, Nuclear e Dutos (COEND).

O licenciamento ambiental dos empreendimentos de transmissão é feito de forma separada dos de geração. Para participar dos leilões de geração, os projetos já devem possuir a LP, o que reduz o risco de atraso na execução da obra. Para os empreendimentos de transmissão, entretanto, não é necessário apresentar a LP para a inscrição do projeto nos leilões. Como resultado, muitas linhas de transmissão atrasam a entrega do projeto, fazendo com que plantas de geração prontas para fornecer energia ao sistema não tenham meios de escoá-la.

A transmissão se tornou um dos gargalos do sistema nos últimos anos e é fundamental que sua expansão esteja sincronizada com a expansão do parque gerador

⁵⁶ Segundo a Portaria 422/2011 do MMA, um sistema de transmissão de energia elétrica é considerado de baixo impacto quando não implica simultaneamente em: remoção de população, afetação de unidades de conservação, intervenção em área indígena ou quilombola, entre outros. Também são consideradas de baixo impacto as linhas de transmissão implantadas ao longo de rodovias, ferrovias, ou outros empreendimentos lineares pré-existentes.

⁵⁷ O empreendedor deve entregar apenas um Relatório Ambiental Simplificado (RAS) no lugar do EIA/RIMA. O prazo máximo para obtenção da LP e LI é de 60 dias a partir da data de requerimento e outros 60 dias são contados para obtenção da LO (caso sejam cumpridas todas as condicionantes).

⁵⁸ Quando ocorre em formações dunares, planícies fluviais, no bioma Mata Atlântica, Zona Costeira, área de rota de aves migratórias ou quando haja ocorrência de espécies ameaçadas de extinção, entre outros.

(INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012). Está em tramitação o Projeto de Lei do Senado nº 378/2013 que obriga a apresentação da LP no leilão também para os projetos de transmissão. Também sugere que a LP dos projetos de transmissão seja obtida pela EPE, já que o traçado das linhas é pré-definido pelo órgão, não sendo responsabilidade do empreendedor. Os leilões de transmissão realizados em 2015 não tiveram o interesse necessário por parte dos investidores, o que levou a ANEEL a alterar algumas exigências, visando minimizar o risco do empreendedor na construção e na operação das linhas. Atrasos na construção que venham a ocorrer por conta do processo de licenciamento ambiental e que comprovadamente não sejam de responsabilidade da empresa, poderão ocasionar em alteração dos prazos previstos no cronograma. Além disso, acredita-se que a redução dos riscos ambientais permitirá que os empreendedores apresentem lances menores durante o leilão.

Apêndice II – Marcos do setor elétrico

Tabela 24 – Marcos do setor elétrico brasileiro

Ano	Acontecimento ⁵⁹
1883	Inauguração da primeira usina termelétrica do Brasil e da América do Sul, na cidade de Campos/RJ, com capacidade instalada de 52 kW.
1889	Inauguração da primeira usina hidrelétrica do Brasil e da América do Sul, a usina de Marmelos, localizada na cidade de Juiz de Fora/MG, com capacidade instalada de 250 kW.
1892	Primeira linha de bondes elétricos do país, no Rio de Janeiro/RJ.
1934	Constituição Federal de 1934.
1934	Criação do Código de Águas (Decreto nº 24.643/1934), primeira regulação federal para a indústria hidrelétrica.
1937	O Brasil atinge a capacidade instalada de 1.000 MW.
1937	Constituição Federal de 1937.
1939	Criação do CNAEE (Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica), diretamente subordinado à Presidência da República, através do Decreto-lei nº 1.285/1939, posteriormente alterado pelo Decreto nº 1.699/1939. Era responsável por regulamentar o Código das Águas.
1945	Fundação da CHESF (Companhia Hidrelétrica do São Francisco), primeira estatal federal atuante no setor elétrico, através do Decreto-lei nº 8.031/1945.
1946	Constituição Federal de 1946. Prevê a criação de um imposto sobre a energia elétrica.
1954	Criação do Fundo Federal de Eletrificação (Lei nº 2.308/1954), alimentado pelo Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE).
1956	Lei nº 2.944/1956 dispõe sobre a aplicação e distribuição do IUEE.
1956	Criação da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), através do Decreto nº 40.110/1956, subordinada à Presidência da República.
1957	Aprovação do Decreto nº 41.019/1957, regulamentando os serviços de energia elétrica, ainda em vigor.
1957	Fundação da Central Elétrica de Furnas S.A. (FURNAS) através do Decreto 41.066/1957.
1959	Racionamento de grandes proporções em Belo Horizonte/MG, após uma série de racionamentos nos estados de SP, RJ e MG ao longo das décadas de 1940 e 1950.
1960	Criação do Ministério de Minas e Energia (MME) através da Lei nº 3.782/1960.
1961	Criação da Eletrobras (Lei nº 3.890/1961), cujo projeto tramitava no Congresso desde 1954. A ela foram incorporadas CHESF e Furnas.
1962	A Lei nº 4.118/1962 subordina a CNEN ao MME.
1964	A Lei nº 4.454/1964 unifica a frequência das redes de distribuição em todo o país, possibilitando sua futura interligação.
1965	A Eletrobras fica encarregada de gerenciar o Fundo Federal de Eletrificação (Lei nº 4.676/1965).
1965	Lei nº 4.904/1965 reestrutura o MME, ao qual ficou vinculado o CNAEE e o recém-criado Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE).

⁵⁹ Para um estudo mais detalhado da legislação pertinente ao setor elétrico, consultar (CCEE, 2009).

1967	Constituição Federal de 1967.
1967	Definição do Sistema Nacional de Eletrificação pelo Decreto nº 60.824/1967.
1968	Nova reestruturação do MME (Decreto nº 63.951/1968), que extinguiu o CNAEE. Suas atribuições foram atribuídas ao DNAE, a partir de então denominado DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica).
1971	Iniciam-se as obras da usina nuclear de Angra 1.
1971	É feita a consolidação econômica dos serviços de eletricidade com a aprovação da Lei nº 5.655/1971. O equilíbrio financeiro das empresas durou até 1974.
1973	Primeira crise do petróleo causa aumento dos custos de energia.
1973	Tem início uma política de redução de tarifas de energia elétrica, com o objetivo de conter a inflação, o que causou endividamento do setor.
1974	Decreto-lei nº 1.383/1974 estabelece a progressiva equalização de tarifas em todo o território nacional.
1976	Decreto-lei nº 1.497/1976 reformula critério de distribuição das quotas do IUEE.
1981	Instituída a Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), através da Lei nº 6.938/1981 (regulamentada pelo Decreto 99.274/90) que exige o licenciamento ambiental de empreendimentos com potencial de causar impactos ambientais e cria o Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA)
1984	Inauguração das hidrelétricas Itaipu, com 14.000MW, e Tucuruí, com 4.000MW (posteriormente ampliada para 8.370MW).
1985	Inauguração da primeira usina nuclear do Brasil, Angra 1, na cidade de Angra dos Reis/RJ, com capacidade instalada de 640 MW.
1985	É lançado o Plano de Recuperação do Setor Elétrico.
1985	Criação do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), executado pela Eletrobras.
1986	Plano Cruzado (Decreto-lei nº 2.284/1986) congela preços, inclusive das tarifas de energia elétrica.
1988	Constituição Federal de 1988. É extinto o IUEE. O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é criado.
1990	MME é desfeito (Lei nº 8.028/1990) e suas competências são transferidas ao Ministério da Infraestrutura.
1990	A Lei nº 8.031/1990 cria o Programa Nacional de Desestatização.
1992	MME é refeito (Lei nº 8.422/1992)
1992	Inauguração do primeiro gerador eólico do Brasil, em Fernando de Noronha/PE, com capacidade instalada de 75 kW.
1993	Aprovação da Lei nº 8.631/1993 que modificou o sistema tarifário do setor elétrico.
1993	Decreto nº 915/1993 autoriza a formação de consórcios para geração de energia elétrica.
1993	Criação do Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel), através do Decreto nº 1.009/1993. Empresas estatais e autoprodutores podiam realizar o intercâmbio de energia.
1994	Início do Plano Real (MP nº 434/1994). As tarifas de energia elétrica passam a ser definidas conforme normas e critérios estabelecidos pelo Ministério da Fazenda.
1995	Alterações no modelo do setor elétrico durante o governo Fernando Henrique Cardoso.
1995	Aprovação da Lei nº 8.987/1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, e da Lei nº 9.074/1995, que trata mais detalhadamente dos serviços de energia elétrica.
1995	Aprovação da Lei nº 9.069/1995, que dispõe sobre o Plano Real.
1996	Decreto nº 2.003/1996 regulamenta a produção de energia por produtor

	independente de energia (PIE) e autoprodutor.
1996	Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da Lei nº 9.427/1996, que extinguiu o DNAEE.
1996	Brasil assina com a Bolívia o contrato de compra de gás natural, com vencimento em 2019.
1997	Instituída a Política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH), através da Lei nº 9.433/1997.
1997	Aprovada a Lei nº 9.478/1997 que dispõe sobre a política energética nacional e cria o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP).
1998	Lei nº 9.648/1998 reestrutura a Eletrobras e determina a separação entre preços de geração e transmissão. Cria o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).
1998	Aprovado o Decreto nº 2.655/1998, que regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e define regras de organização do ONS. Define o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).
2000	É instituído o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), visando à implantação de usinas termelétricas (Decreto nº 3.371/2000).
2000	Criação da Agência Nacional de Águas (ANA) através da Lei nº 9.984/2000.
2001	Entrada em operação da segunda usina nuclear do país, Angra 2, em fevereiro de 2001, com capacidade instalada de 1350 MW.
2001	Em maio de 2001, é decretado o racionamento de energia elétrica nos subsistemas SE/CO e NE. Criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) através da MP nº 2.148/2001.
2001	Conforme estabelecido na MP nº 2.148/2001, o CONAMA cria o Licenciamento Ambiental Simplificado (LAS) para usinas de geração e sistemas de transmissão considerados de baixo impacto ambiental (Resolução CONAMA nº 279/2001).
2001	Criação da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), através do Decreto nº 3.900/2001, com o objetivo de viabilizar o aumento da capacidade de geração a curto prazo. O Decreto já definia que a CBEE seria extinta em 2006.
2002	No mês de março de 2002, o racionamento de energia é finalizado.
2002	Lei nº 10.438/2002 cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).
2003	Criação do Programa Luz Para Todos (Decreto nº 4.873/2003)
2004	Criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), através da Lei nº 10.847/2004 e Decreto nº 5.184/2004.
2004	Lei nº 10.848/2004 dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e cria a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Introduz os leilões de energia.
2004	Decreto nº 5.163/2004 regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Estabelece o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD).
2004	Constituição do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), através do Decreto nº 5.175/2004.
2004	Reestruturação do MME (Decreto nº 5.267/2004).
2005	Realização do primeiro leilão de energia nova em dezembro de 2005.
2007	Criação do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), através da Lei nº 11.488/2007.
2007	Primeiro Leilão de Fontes Alternativas (LFA) em junho de 2007.
2007	Leilão estruturante para construção da UHE Santo Antônio no Rio Madeira em

	dezembro de 2007 (Resolução CNPE nº 4/2007).
2008	Decreto nº 5.363/2008 regulamenta a contratação de energia de reserva.
2008	Leilão estruturante para a construção da UHE Jirau, no Rio Madeira, em maio de 2008 (Resolução CNPE nº 1/2008).
2008	Primeiro Leilão de Energia de Reserva (LER).
2009	Instituição da Política Nacional de Mudanças Climáticas (PNMC), através da Lei nº 12.187/2009. Inclui planos para redução de emissões na geração e distribuição de energia elétrica.
2010	Leilão estruturante para construção da UHE Belo Monte no Rio Xingu, em abril de 2010 (Resolução CNPE nº 5/2009).
2011	Decreto nº 7.583/2011 regulamenta a aplicação da Tarifa Social de Energia Elétrica.
2012	MP nº 579/2012, regulamentada pelo Decreto nº 7.805/2012, visa reduzir o custo da energia elétrica para o consumidor brasileiro. Posteriormente alterada pela MP nº 591/2012.
2012	Nova reestruturação do MME (Decreto nº 7.798/2012).
2013	MP nº 579/2012 é convertida na Lei nº 12.783/2013.
2014	Criação da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (Conta-ACR) através do Decreto nº 8.221/2014.
2015	Implantação do sistema de bandeiras tarifárias

Fonte: Elaboração própria a partir de **(LOSEKANN, 2003)** **(TOLMASQUIM, 2005)**, **(SOARES, 2007)**, **(FURNAS, 2007)**, **(MATTAR, 2010)**, **(ROMEIRO, 2014)**, **(DIAS LEITE, 2014)**, **(SILVA, 2015)** e legislação supracitada.

Apêndice III – Fichas referentes aos critérios

A seguir são apresentadas as fichas a serem utilizadas na fuzzificação futura do modelo utilizado no presente trabalho. O nível de importância de cada critério, bem como a faixa de valores relativos a cada conceito, deve ser definido com base na opinião de diversos especialistas do setor, conforme discutido no **Capítulo 3 – METODOLOGIA**. Os critérios aqui apresentados são discutidos de forma mais aprofundada e sua escolha é justificada no **Capítulo 4 – CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO**.

Expansão do sistema (A1)

Critério	Capacidade instalada total	
Grupo	A – Segurança econômica e energética	
Subgrupo	A1 – Expansão do sistema	
Código	A1.1	
Fonte de dados	BIG/ANEEL	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	kW	
Considerações gerais	A capacidade instalada total representa uma medida do potencial de geração do parque elétrico do país.	
Parâmetro adotado	A segurança econômica e energética aumenta quanto maior for a capacidade instalada no país.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Critério	Crescimento percentual da capacidade instalada no ano	
Grupo	A – Segurança econômica e energética	
Subgrupo	A1 – Expansão do sistema	
Código	A1.2	
Fonte de dados	BIG/ANEEL	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	%	
Considerações gerais	O crescimento percentual da capacidade instalada de um ano em comparação com o ano anterior mostra a celeridade com a qual a expansão do sistema está sendo feita.	
Parâmetro adotado	A segurança econômica e energética aumenta quanto maior for o crescimento percentual da capacidade instalada no ano.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Diversidade energética (A2)

Critério	Número de fontes que representam mais de 5% da capacidade instalada	
Grupo	A – Segurança econômica e energética	
Subgrupo	A1 – Diversidade energética	
Código	A1.1	
Fonte de dados	BIG/ANEEL	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	-	
Considerações gerais	A disponibilidade de uma capacidade instalada de diferentes fontes representa um maior leque de opções para o operador, independentemente da quantidade de energia de fato gerada por elas.	
Parâmetro adotado	A segurança econômica e energética aumenta quanto maior for o número de fontes que representam mais de 5% da capacidade instalada.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Critério	Percentual de geração térmica convencional	
Grupo	A – Segurança econômica e energética	
Subgrupo	A1 – Diversidade energética	
Código	A1.2	
Fonte de dados	ONS	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	%	
Considerações gerais	O parque térmico brasileiro é predominantemente flexível e de alto custo operacional. Foi projetado para suprir a geração em determinados períodos, não para operar na base.	
Parâmetro adotado	A segurança econômica e energética diminui quanto maior for o percentual de geração térmica convencional.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Confiabilidade das hidrelétricas (A3)

Critério	GSF: geração das UHE participantes do MRE.	
Grupo	A – Segurança econômica e energética	
Subgrupo	A3 – Confiabilidade das hidrelétricas	
Código	A3.1	
Fonte de dados	CCEE	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	%	
Considerações gerais	O GSF é uma medida da energia produzida em relação à garantia física das usinas participantes do MRE. Caso essa relação seja menor do que 1, significa que as usinas não estão gerando conforme o planejado e energia tem que ser adquirida no mercado de curto prazo.	
Parâmetro adotado	A segurança econômica e energética aumenta quanto maior for o GSF.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Critério	EAR no SIN: pior armazenamento do ano.	
Grupo	A – Segurança econômica e energética	
Subgrupo	A3 – Confiabilidade das hidrelétricas	
Código	A3.2	
Fonte de dados	ONS	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	% do valor máximo	
Considerações gerais	A EAR é uma medida de quanta água está disponível para geração de eletricidade em função da capacidade máxima de armazenamento.	
Parâmetro adotado	A segurança econômica e energética aumenta quanto maior for a EAR mínima do ano.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Sistema de transmissão (A4)

Critério	Crescimento anual da extensão das linhas de transmissão	
Grupo	A – Segurança econômica e energética	
Subgrupo	A4 – Sistema de transmissão	
Código	A4.1	
Fonte de dados	ONS	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	%	
Considerações gerais	A expansão das linhas de transmissão é imprescindível para que a energia gerada em locais afastados possa ser transportada para os centros de carga.	
Parâmetro adotado	A segurança energética aumenta quanto maior for a extensão das linhas de transmissão.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Critério	Volume de energia transportada entre subsistemas	
Grupo	A – Segurança econômica e energética	
Subgrupo	A4 – Sistema de transmissão	
Código	A4.2	
Fonte de dados	ONS	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	MWmed	
Considerações gerais	A existência do SIN aumenta os custos globais do sistema e sua existência só é justificada caso haja de fato uma necessidade de transferência de energia entre os subsistemas.	
Parâmetro adotado	A segurança energética aumenta quanto maior for o volume de energia transportada entre os subsistemas.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Critério	Exportação de energia	
Grupo	A – Segurança econômica e energética	
Subgrupo	A4 – Sistema de transmissão	
Código	A4.3	
Fonte de dados	ONS	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	GWh	
Considerações gerais	Um país com uma ampla capacidade de geração de energia barata pode se beneficiar com a comercialização desta.	
Parâmetro adotado	A segurança energética aumenta quanto maior for a exportação de energia.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Confiabilidade do sistema (A5)

Critério	Índice de perdas globais do sistema	
Grupo	Grupo A – segurança econômica e energética	
Subgrupo	A5 – Confiabilidade do sistema	
Código	A5.1	
Fonte de dados	CCEE	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	%	
Considerações gerais	As perdas globais do sistema representam uma medida da energia que foi gerada, mas não foi consumida. Quanto maior o índice de perdas, maior se torna o custo global do sistema.	
Parâmetro adotado	A segurança econômica e energética diminui quanto maior for o índice de perdas globais do sistema.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Critério	Fator de capacidade médio do parque gerador	
Grupo	Grupo A – segurança econômica e energética	
Subgrupo	A5 – Confiabilidade do sistema	
Código	A5.2	
Fonte de dados	CCEE e ANEEL	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	%	
Considerações gerais	O fator de capacidade representa uma medida da eficiência de geração das usinas.	
Parâmetro adotado	A segurança econômica e energética aumenta quanto maior for o fator de capacidade médio de todas as fontes.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Critério	Indicador de robustez do SIN	
Grupo	Grupo A – segurança econômica e energética	
Subgrupo	A5 – Confiabilidade do sistema	
Código	A5.3	
Fonte de dados	ONS	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	%	
Considerações gerais	O indicador de robustez do SIN indica quantas das perturbações do sistema não causaram interrupção do fornecimento de energia.	
Parâmetro adotado	A segurança econômica e energética aumenta quanto maior for a robustez do sistema.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Custo da energia (A6)

Critério	Crescimento médio anual das tarifas de energia elétrica	
Grupo	A – Segurança econômica e energética	
Subgrupo	A6 – Custo da energia	
Código	A6.1	
Fonte de dados	ANEEL	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	%	
Considerações gerais	O valor das tarifas de energia elétrica está fortemente relacionado com a disponibilidade de oferta e influencia fortemente o consumo.	
Parâmetro adotado	A segurança econômica e energética diminui quanto maior for o crescimento percentual das tarifas.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Critério	Participação de encargos sobre a receita requerida das distribuidoras	
Grupo	A – Segurança econômica e energética	
Subgrupo	A6 – Custo da energia	
Código	A6.2	
Fonte de dados	ABRADEE	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	%	
Considerações gerais	Os encargos são calculados como percentual sobre a receita requerida das distribuidoras e são repassados aos consumidores através das tarifas.	
Parâmetro adotado	A segurança econômica e energética diminui quanto maior for o percentual de encargos na receita requerida das distribuidoras.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Critério	Bandeiras tarifárias	
Grupo	A – Segurança econômica e energética	
Subgrupo	A6 – Custo da energia	
Código	A6.3	
Fonte de dados	ANEEL	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	-	
Considerações gerais	As bandeiras tarifárias foram criadas como uma forma de criar um mecanismo dinâmico de definição do custo de energia em função das condições climáticas.	
Parâmetro adotado	A segurança econômica e energética aumenta quanto maior for o valor atribuído ao critério.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Desempenho da economia (A7)

Critério	Consumo industrial e comercial	
Grupo	A – Segurança econômica e energética	
Subgrupo	A7 – Desempenho da economia	
Código	A7.1	
Fonte de dados	EPE	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	%	
Considerações gerais	O consumo de eletricidade dos setores industrial e comercial é uma medida indireta da prosperidade da economia de um país.	
Parâmetro adotado	A segurança econômica e energética aumenta quanto maior a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Critério	Consumo per capita de energia elétrica	
Grupo	A – Segurança econômica e energética	
Subgrupo	A7 – Desempenho da economia	
Código	A7.2	
Fonte de dados	EPE e IBGE	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	kWh/hab	
Considerações gerais	Um maior consumo per capita de energia é um indicativo de que as atividades econômicas de um país estão crescendo, além de indicar uma melhoria na qualidade de vida da população.	
Parâmetro adotado	A segurança econômica e energética aumenta quanto maior for o consumo per capita de eletricidade.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Critério	Taxa de crescimento do PIB	
Grupo	A – Segurança econômica e energética	
Subgrupo	A7 – Desempenho da economia	
Código	A7.3	
Fonte de dados	IBGE	
Nível de importância	A ser definido com base na opinião de especialistas	
Unidade de medida	%	
Considerações gerais	O desempenho econômico de um país está fortemente relacionado com a qualidade da oferta de energia, em função de seu custo e de sua disponibilidade.	
Parâmetro adotado	A segurança econômica e energética aumenta quanto maior for a taxa de crescimento do PIB.	
Conceito	Valor	Faixa de graus (valores)
Bom	3	A ser definido com base nos dados
Regular	2	A ser definido com base nos dados
Fraco	1	A ser definido com base nos dados

Apêndice IV – Tabelas de critérios

		direto	direto
Grupo:		A1. Expansão do sistema	
Critério:		A1.1	A1.2
		Capacidade instalada total	Crescimento percentual da capacidade instalada no ano
Unidade:		kW	%
alternativas	2004	96.452.892	4,483
	2005	98.194.513	1,806
	2006	101.286.698	3,149
	2007	103.227.404	1,916
	2008	105.323.552	2,031
	2009	109.579.170	4,041
	2010	115.460.979	5,368
	2011	120.183.317	4,090
	2012	126.631.619	5,365
	2013	135.126.030	6,708
	2014	140.126.832	3,701
	2015	145.619.223	3,920

		direto	indireto
Grupo:		A2. Diversidade energética	
Critério:		A2.1	A2.2
		Número de fontes que representam mais de 5% da capacidade instalada	Percentual de geração térmica convencional
Unidade:		#	%
alternativas	2004	3	5,599
	2005	3	5,567
	2006	4	4,834
	2007	3	4,266
	2008	4	8,131
	2009	4	3,659
	2010	4	7,871
	2011	4	5,262
	2012	4	10,394
	2013	4	17,665
	2014	4	22,848
	2015	5	22,591

	direto	direto	
Grupo:	A3. Confiabilidade das hidrelétricas		
Critério:	A3.1	A3.2	
	GSF: geração das UHE participantes do MRE	EAR no SIN: pior armazenamento do ano	
Unidade:	%	% do máx	
alternativas	2004	101,28	46,92
	2005	105,83	58,71
	2006	106,30	44,33
	2007	110,00	43,53
	2008	108,81	46,90
	2009	107,82	64,03
	2010	109,54	39,89
	2011	112,88	57,92
	2012	107,59	30,59
	2013	99,09	37,74
	2014	90,63	19,48
2015	84,28	20,60	

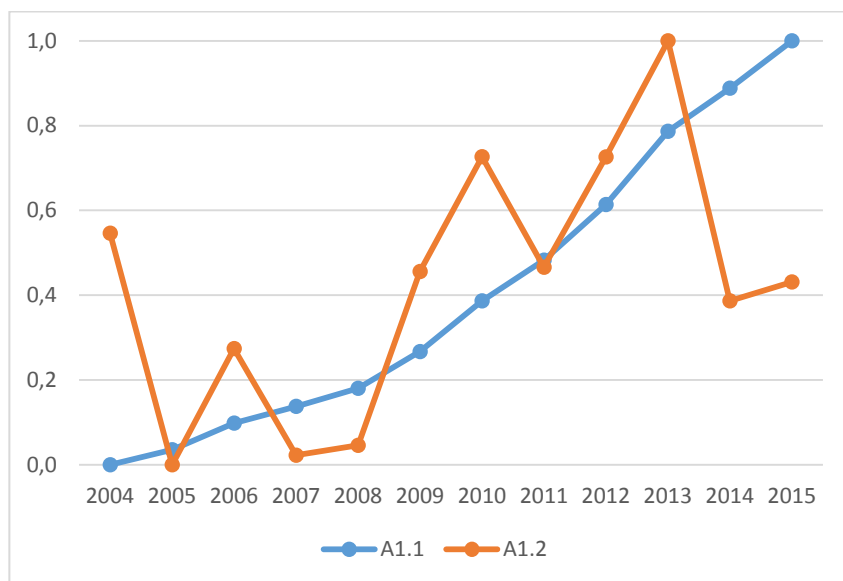
	direto	direto	direto	
Grupo:	A4. Sistema de transmissão			
Critério:	A4.1	A4.2	A4.3	
	Crescimento anual da extensão das linhas de transmissão	Energia transportada entre subsistemas	Exportação de energia	
Unidade:	%	MWmed	MWmed	
alternativas	2004	3,047	16.443,10	113,26
	2005	3,802	16.609,40	13,71
	2006	3,829	36.738,92	57,40
	2007	1,226	10.029,46	210,95
	2008	3,472	34.522,96	77,78
	2009	5,701	23.224,61	123,21
	2010	4,938	30.722,00	143,48
	2011	3,177	25.267,13	287,52
	2012	3,016	34.937,03	53,17
	2013	9,663	23.246,33	0,03
	2014	7,598	33.804,57	0,26
2015	2,729	37.163,90	18,82	

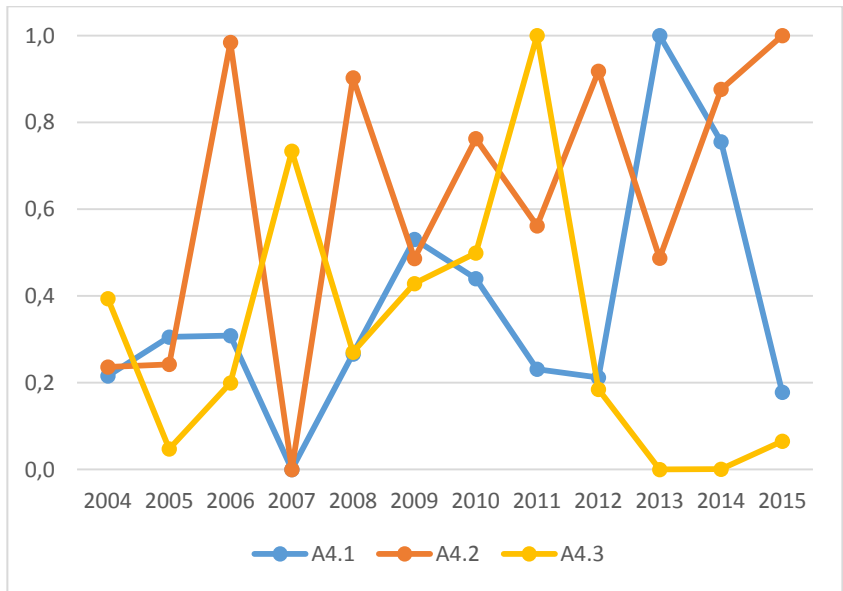
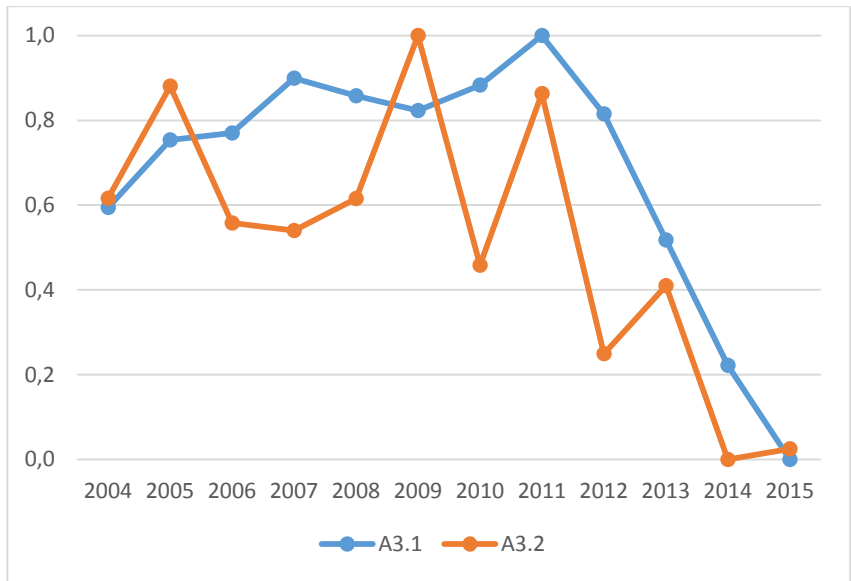
	índice	índice	índice	
Grupo:	A5. Confiabilidade do sistema			
Critério:	A5.1	A5.2	A5.3	
	Índice de perdas globais do sistema	Fator de capacidade médio do parque gerador	Indicador de robustez do SIN	
Unidade:	%	%	%	
alternativas	2004	4,859	43,80	88,54
	2005	4,514	45,50	84,06
	2006	4,268	46,20	89,28
	2007	3,923	47,94	84,95
	2008	3,984	48,16	88,22
	2009	4,362	46,17	86,98
	2010	3,699	47,36	89,10
	2011	3,781	47,02	87,70
	2012	3,798	46,31	88,97
	2013	3,534	44,66	88,19
	2014	3,484	43,91	89,70
	2015	3,829	41,79	89,58

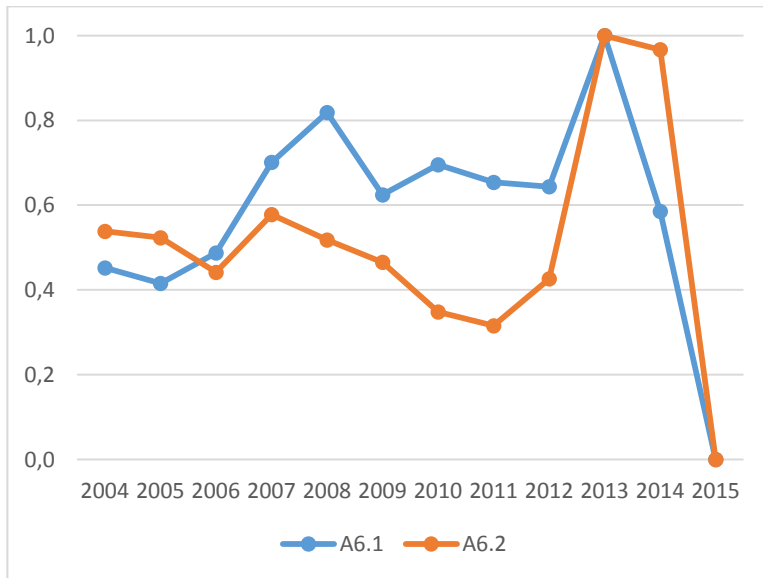
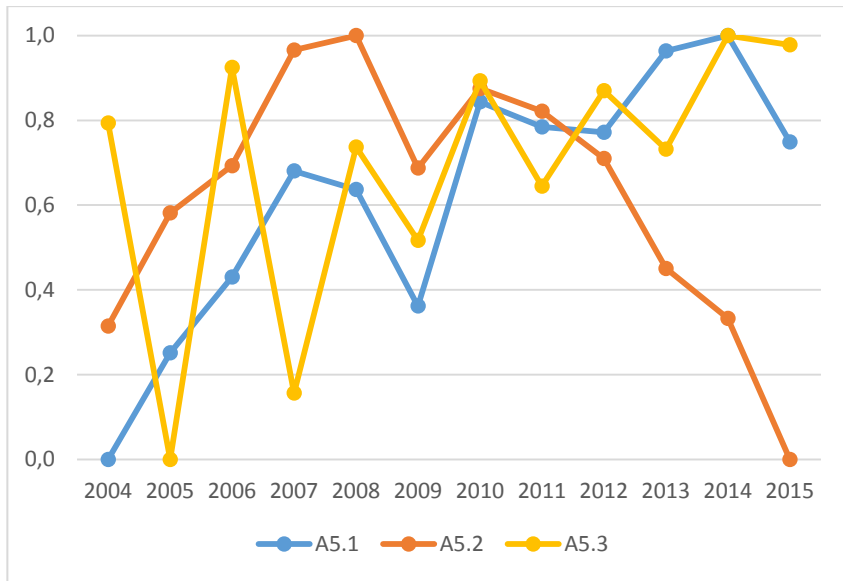
	índice	índice	
Grupo:	A6. Custo da energia		
Critério:	A6.1	A6.2	
	Crescimento médio anual das tarifas de energia elétrica	Participação de encargos sobre a receita requerida das distribuidoras	
Unidade:	%	%	
alternativas	2004	8,811	19,43
	2005	10,634	19,69
	2006	7,048	21,09
	2007	-3,627	18,75
	2008	-9,494	19,78
	2009	0,210	20,68
	2010	-3,339	22,69
	2011	-1,265	23,25
	2012	-0,755	21,35
	2013	-18,557	11,51
	2014	2,150	12,08
	2015	31,382	28,66

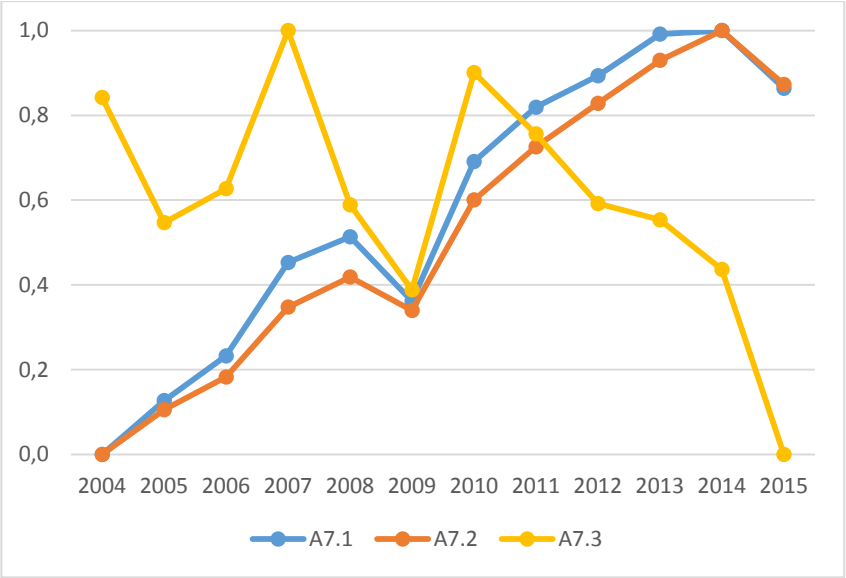
	direto	direto	direto	
Grupo:	A7. Desempenho da economia			
Critério:	A7.1	A7.2	A7.3	
	Consumo industrial e comercial	Consumo per capita de energia elétrica	Taxa de crescimento do PIB	
Unidade:	MWmed	kWh/hab	%	
alternativas	2004	23.206,83	1.802,55	6,410
	2005	24.160,33	1.859,48	2,262
	2006	24.948,53	1.901,03	3,388
	2007	26.599,97	1.990,00	8,630
	2008	27.054,53	2.028,23	2,851
	2009	25.919,32	1.985,63	0,033
	2010	28.384,51	2.126,28	7,233
	2011	29.344,41	2.193,72	5,203
	2012	29.901,09	2.249,04	2,891
	2013	30.637,95	2.303,82	2,353
	2014	30.701,61	2.341,70	0,710
	2015	29.679,84	2.273,04	-5,424

Apêndice V – Valores normalizados dos critérios analisados









Apêndice VI – Questionário de avaliação do modelo

O modelo elaborado no presente trabalho será apresentado a profissionais do setor para que fosse avaliado de acordo com a escala Likert. Uma lista de perguntas foi elaborada com este fim.

1. A seleção de critérios realizada para a elaboração do ISEE (índice de segurança econômica e energética) da matriz elétrica brasileira foi satisfatória.

1.Discordo totalmente	2.	3.	4.	5.Concordo totalmente
-----------------------	----	----	----	-----------------------

2. A pesquisa poderia se beneficiar com a retirada de alguns dos critérios utilizados.

1.Discordo totalmente	2.	3.	4.	5.Concordo totalmente
-----------------------	----	----	----	-----------------------

Quais?

3. A pesquisa poderia se beneficiar com a inclusão de outros critérios não utilizados.

1.Discordo totalmente	2.	3.	4.	5.Concordo totalmente
-----------------------	----	----	----	-----------------------

Quais?

4. O agrupamento dos critérios em 7 grupos foi adequado.

1.Discordo totalmente	2.	3.	4.	5.Concordo totalmente
-----------------------	----	----	----	-----------------------

5. A rota metodológica mais adequada para o aperfeiçoamento deste modelo é a Lógica Fuzzy.

1.Discordo totalmente	2.	3.	4.	5.Concordo totalmente
-----------------------	----	----	----	-----------------------

Anexo I – Balanços anuais de energia entre os subsistemas do SIN

Adiante estão os gráficos disponibilizados pelo ONS em seus relatórios anuais (ONS, 1999-2015) que resumem os intercâmbios de energia entre os subsistemas do SIN e com o exterior.

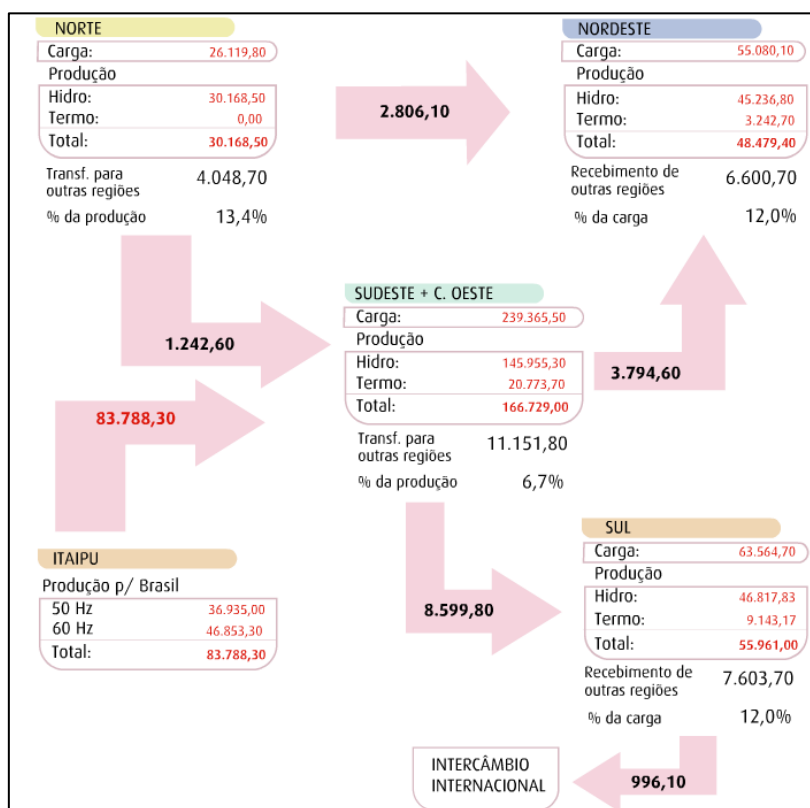


Figura 72 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2004.

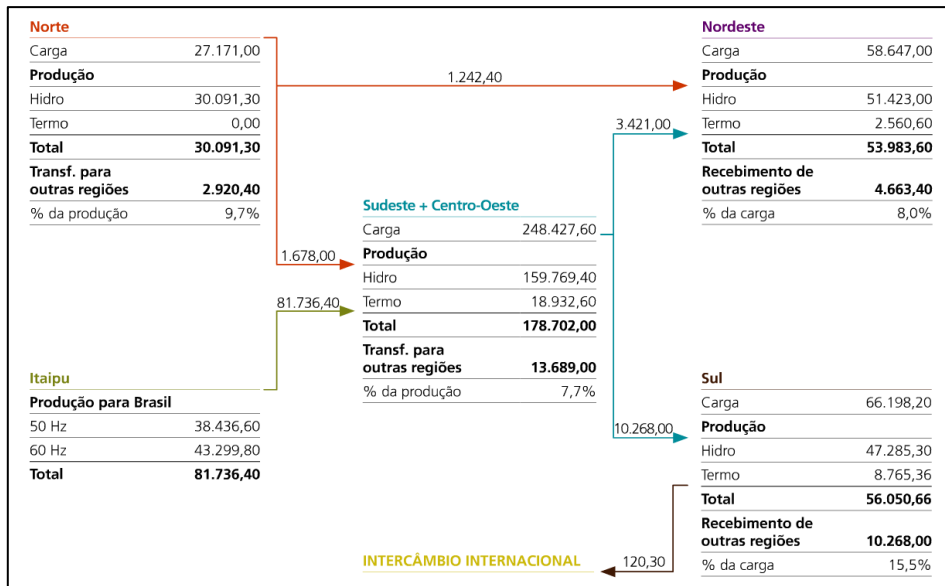


Figura 73 – Balço de Energia no SIN (GWh), 2005.

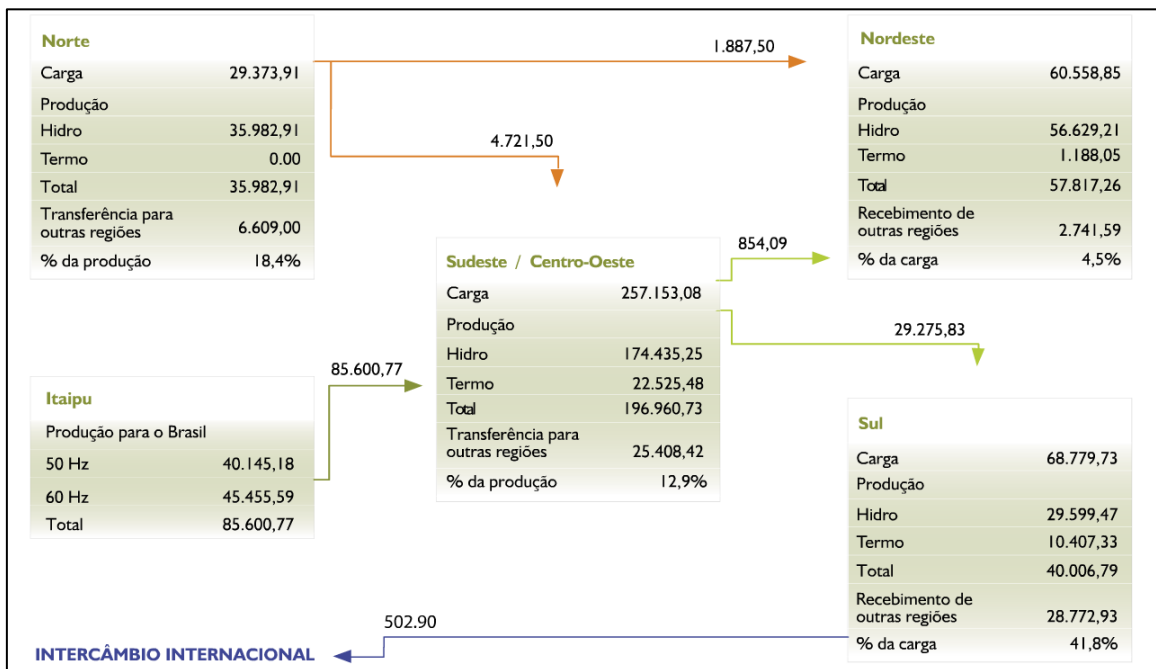


Figura 74 – Balço de Energia no SIN (GWh), 2006.

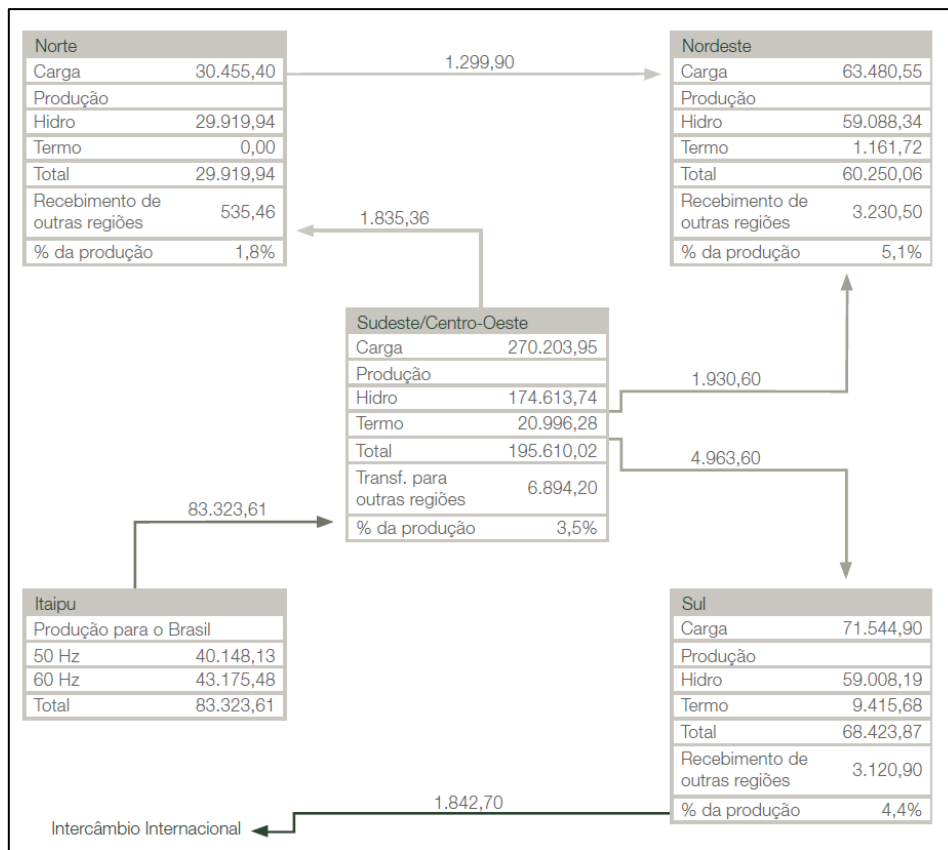


Figura 75 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2007.

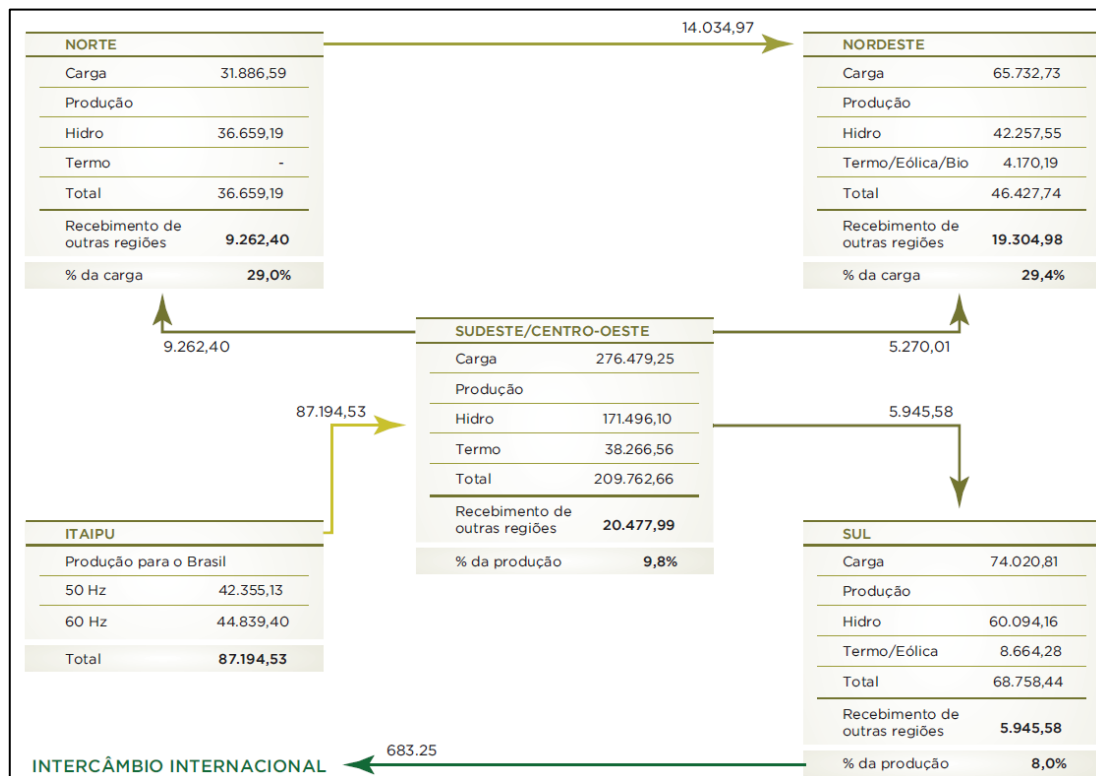


Figura 76 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2008.

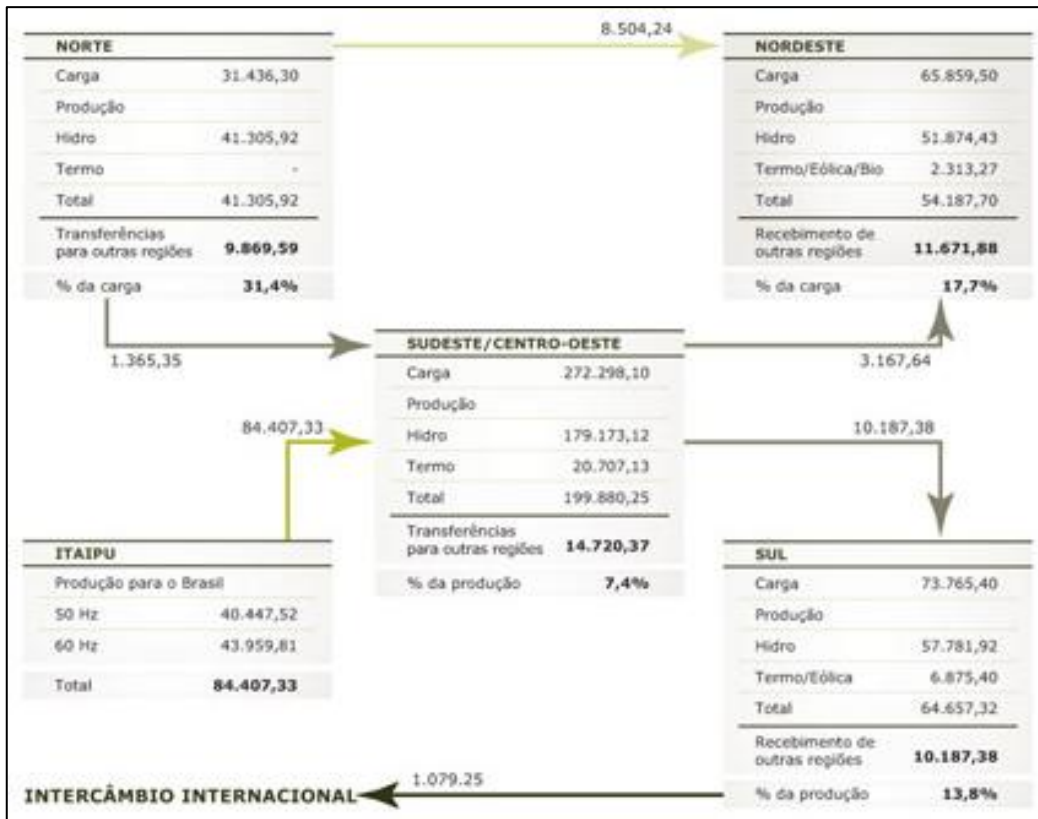


Figura 77 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2009.

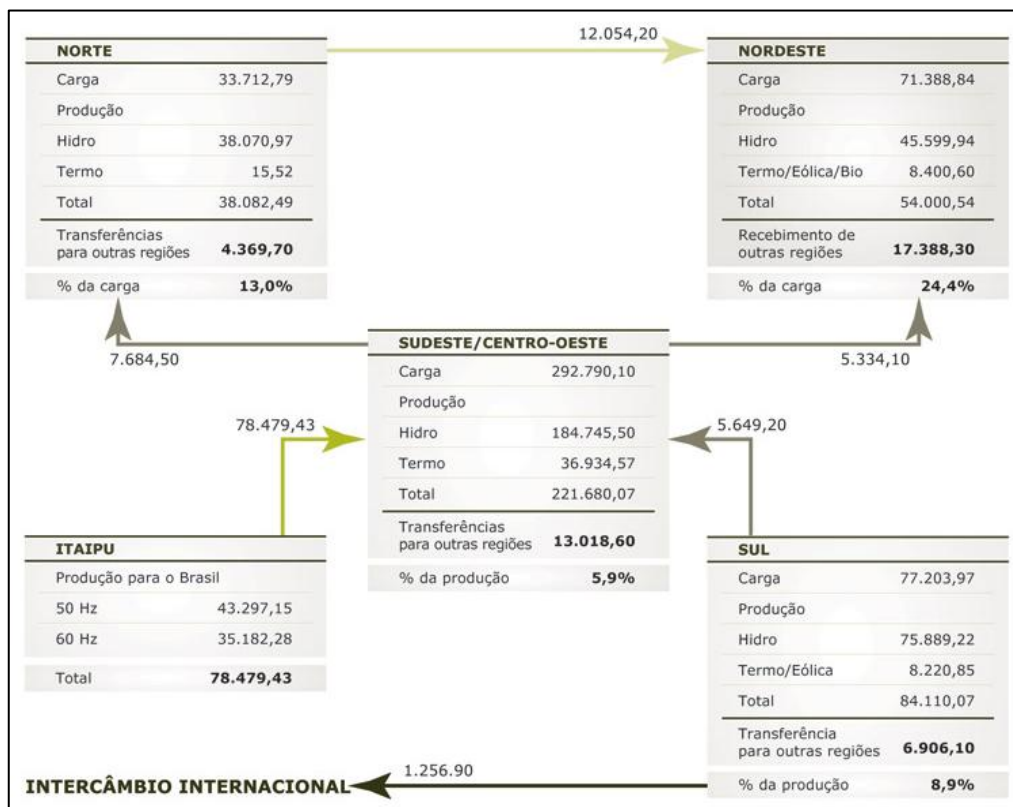


Figura 78 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2010.

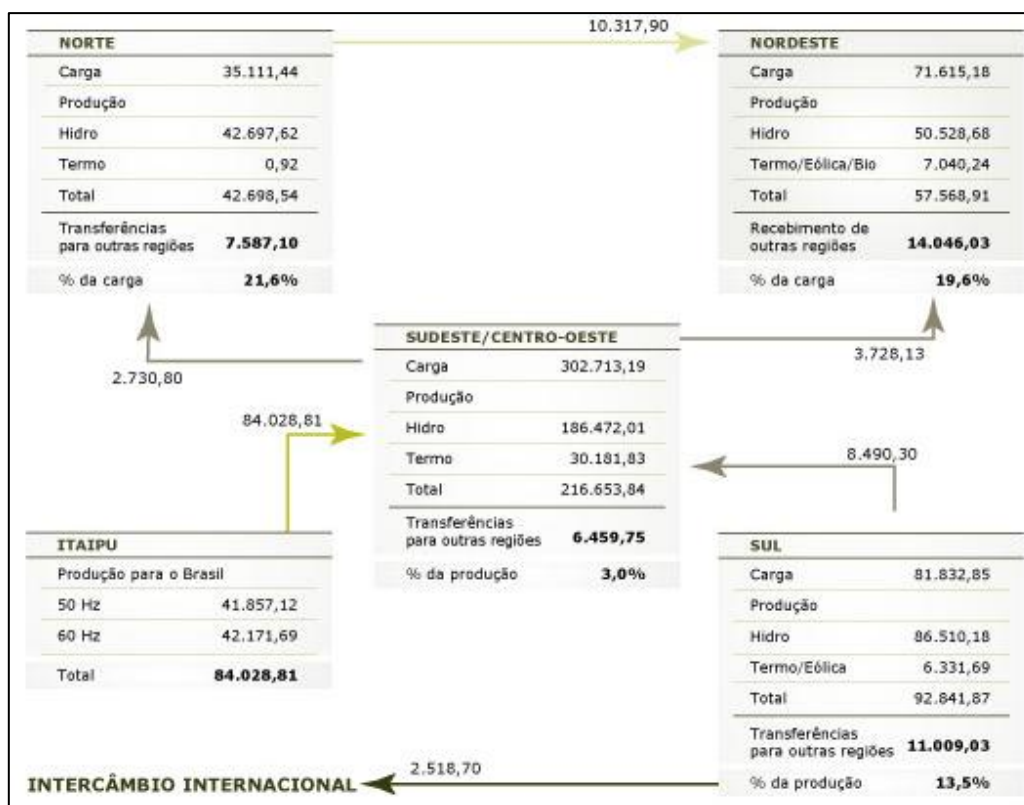


Figura 79 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2011.

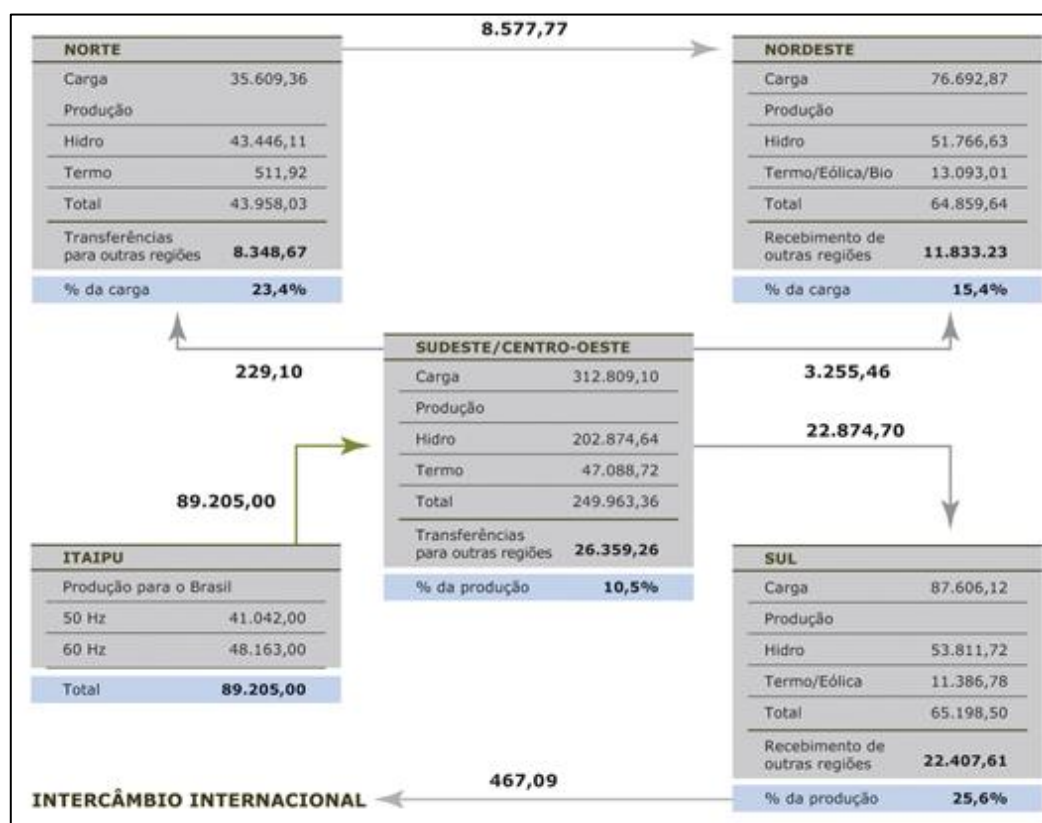


Figura 80 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2012.

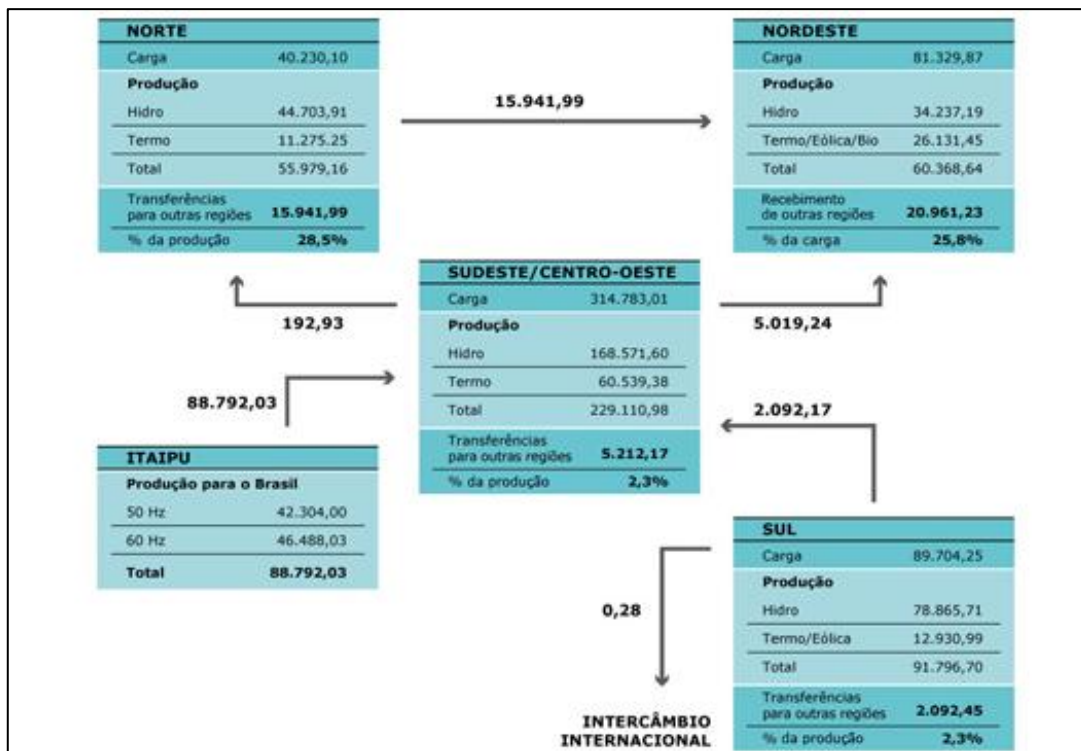


Figura 81 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2013.

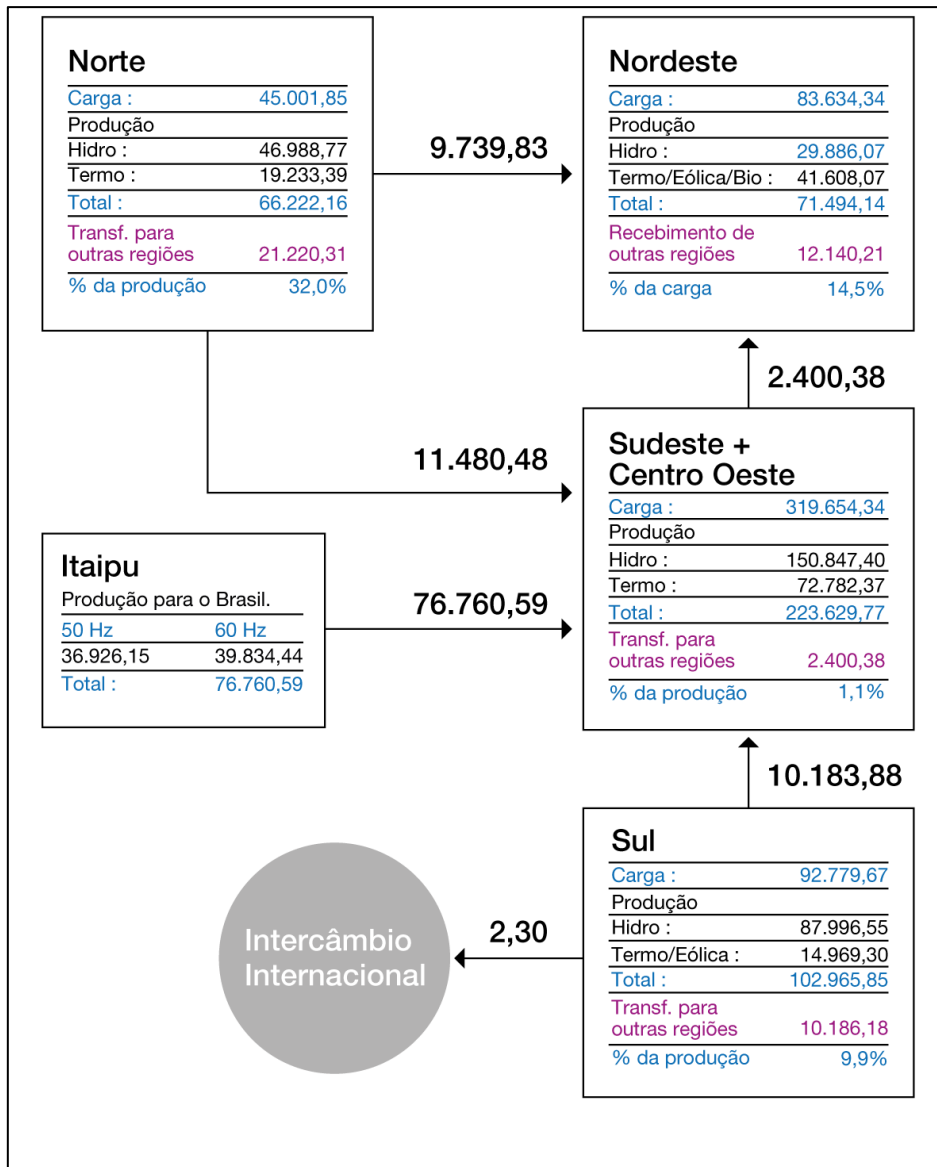


Figura 82 – Balanço de Energia no SIN (GWh), 2014.