

Universidade Federal de Juiz de Fora  
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Mestrado em Engenharia Elétrica

**Rafael de Oliveira Gomes**

**ESTUDO DO IMPACTO DA INCORPORAÇÃO DE USINAS  
HIDRELÉTRICAS A FIO D'ÁGUA NO SISTEMA INTERLIGADO  
NACIONAL**

Juiz de Fora  
2012

Rafael de Oliveira Gomes

**ESTUDO DO IMPACTO DA INCORPORAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS A  
FIO D'ÁGUA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. André Luís Marques Marcato

Juiz de Fora

Agosto de 2012

Rafael de Oliveira Gomes

Gomes, Rafael de Oliveira.

Estudo do impacto da incorporação de usinas hidrelétricas a fio d'água do sistema interligado nacional / Rafael de Oliveira Gomes. – 2012.

123 f. : il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)—Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2012.

1. Recursos energéticos. 2. Geração de energia elétrica. I. Título.

CDU 620.91

**ESTUDO DO IMPACTO DA INCORPORAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS A  
FIO D'ÁGUA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Aprovada em 02 de Agosto de 2012

**BANCA EXAMINADORA**

---

**Prof. André Luís Marques Marcato, D.Sc. (Orientador)**  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

**Prof. Bruno Henriques Dias, D.Sc.**  
Universidade Federal Fluminense

---

**Prof. Ivo Chaves da Silva Junior, D.Sc.**  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

**Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc.**  
Universidade Federal de Juiz de Fora

Aos mestres; na academia, na arte, na vida...

## **AGRADECIMENTOS**

Acima de tudo agradeço a Deus, que me concedeu força e perseverança para continuar caminhando sempre em busca de meus sonhos, tornando possível aquilo que por tantas vezes me parecia distante.

Ao Prof. André Luís Marques Marcato, pela confiança depositada, na orientação e dedicação dispensadas para a realização deste trabalho.

A todos os professores, amigos e colegas do curso de pós-graduação pela convivência e contribuições para a realização deste trabalho.

Ao amigo Carlos Alberto Sacco Junior pelas considerações e ajuda com as simulações.

Aos Amigos da Bio Energias, Alessandro de Lima Castro e Rafael Zara Garrio pelo auxílio no desenvolvimento do trabalho.

Aos meus pais Sebastião e Terezinha, pelo apoio, e por serem os principais responsáveis por tudo o que conquistei até hoje. À minha irmã Marcele pelo apoio e pela torcida.

A minha esposa Suzana, pelo amor, carinho e compreensão dado em todos os momentos.

## RESUMO

O Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2010) apresenta a expansão da oferta (ainda não contratada) 100% atrelada à geração de energia baseada em fontes renováveis: hidrelétricas, eólicas e termelétricas com queima de biomassa. O incentivo a uma maior participação de fontes renováveis na matriz energética é uma atitude louvável do governo brasileiro que, de alguma forma, tenta minimizar a expansão contratada nos leilões de energia nova até o ano de 2008, fortemente baseada em termelétricas a óleo combustível. A maioria das hidrelétricas viáveis para o período está localizada na Região Amazônica e devido a restrições socioambientais não há previsão de implantação de usinas com reservatórios de regularização das vazões afluentes.

A maior participação de hidrelétricas de grande porte sem reservatórios implica em consequências diversas para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), tais como: menor manobra para controle de cheias; maior exigência dos reservatórios; e maior despacho termelétrico para atender às exigências sazonais da carga. Além disso, impactos comerciais podem ser vislumbrados, como maior volatilidade do Preço de Liquidação de Diferenças, aumento dos riscos hidrológicos de usinas participantes do MRE e maior despacho de usinas termelétricas por ordem de mérito econômico.

O presente trabalho analisa problemas como a diminuição da capacidade de regularização plurianual dos reservatórios e a necessidade do aumento da participação térmica a fim de conservar a segurança energética do SIN. Utiliza o modelo NEWAVE para examinar diversos cenários de vazões afluentes, baseadas em séries hidrológicas históricas e sintéticas, analisando panoramas futuros e desdobramentos do mercado de energia. Ademais, realiza estudos quanto à opção da expansão da oferta de energia por grandes hidrelétricas a fio d'água em detrimento de usinas com reservatórios de regularização, para isso realiza simulações modificando as características físicas da UHE Jirau de forma a comparar os resultados entre as alternativas.

Palavras-chave: Custo Marginal de Operação, Segurança Energética, Preço de Liquidação de Diferenças, Expansão da Geração de Energia, Capacidade de Armazenamento, Grau de Regularização.

## ABSTRACT

The Ten-year Plan for Expansion of Energy (EPE, 2010) presents the expansion of offer (not auctioned) 100% tied to power generation based on renewable sources: hydro, wind and thermal power plants with biomass burning. Encouraging greater participation in renewable energy sources is a commendable attitude of the Brazilian government that somehow tries to minimize the expansion contracted in the auctions of new energy by the year 2008, based heavily on fuel oil fired plants. Most hydroelectric ventures considered viable for the period is located in the Amazon region and due to social and environmental restrictions there is no provision for deployment of power plants with reservoirs of regularization of inflows.

The high participation of large hydroelectric without reservoirs implies in several consequences for the operation of the National Interconnected System (SIN), such as reduced availability of maneuvers for flood control; a higher demand of the existing reservoirs; and order more frequently thermoelectric power plants to achieve the seasonal demands of the load. Moreover, trade impacts can be envisioned, such as increased volatility of the Settlement Price Differences, increased risks of hydrological plants participating in the MRE and higher order of power plants in order of economic merit.

This paper analyzes problems such as decreased ability to multi-annual adjustment of the reservoirs and the need for increased participation in order to conserve thermal energy security of the SIN. Uses NEWAVE model to examine different scenarios of inflows based on historical hydrological series and synthetic overviews analyzing future market developments and energy. Moreover, studies carried out on the option of expanding the supply of energy by large dams to trickle over plants with reservoirs of regularization, for it carries out simulations by modifying the physical characteristics of UHE Jirau in order to compare the results among the alternatives.

Keywords: Marginal Cost of Operation, Energy Security, Price Settlement of Differences, Expansion of Power Generation, Storage Capacity, Degree of Adjustment.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Capacidade Instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN). PEN 2010. ...	23
Figura 2 – Oferta Interna de Energia Elétrica por fonte – 2010. BEN 2010. ....	24
Figura 3 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte): Potencial Hidrelétrico. SIPOT 2011. ....	25
Figura 4 – Potencial Hidrelétrico [GW] e [%] do SIN e Subsistemas. SIPOT 2011. ....	26
Figura 6 – Modificações do Projeto Original da UHE Belo Monte (Fonte: EPE). ....	29
Figura 7 – Produção de Energia Mensal da Usina de Belo Monte (MW). ....	30
Figura 7 – Volatilidade do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) [R\$/MWh]. ....	36
Figura 6 – O Dilema do Operador. Fonte: ONS. ....	44
Figura 7 – Representação dos Reservatórios Equivalentes de Energia e Principais Troncos de Transmissão entre os Subsistemas. ....	49
Figura 8 – Representação Esquemática de Estudo de Médio Prazo com Períodos Pré e Pós-Estudo. ....	50
Figura 9 – Representação da Penalidade por Violação da CAR. (CCEE, 2011). ....	51
Figura 10 – Fluxo de Processos do Modelo Computacional NEWAVE (CCEE, 2011). ....	51
Figura 11 – Representação dos Reservatórios Equivalentes de Energia a Usinas Individualizadas e Principais Troncos de Transmissão e Subtransmissão entre os Subsistemas e Usinas. ....	53
Figura 12 – Fluxo de Processos do Modelo Computacional DECOMP (CCEE, 2011). ....	54
Figura 13 – Produto Interno Bruto – PIB (taxas médias no período). PDEE 2020. ....	58
Figura 14 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte): Perdas de Energia (%). ....	60
Figura 15 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte): Carga de Energia (GW.Médio). ....	61
Figura 16 – Brasil. Consumo de Eletricidade na Rede (TWh). ....	62
Figura 17 – Projeção do Consumo de Energia Elétrica para o segmento de Autoprodução ....	63
Figura 18 – Energia Contratada nos Leilões de Energia Nova [GW.Médio]. ....	66
Figura 19 - Representação esquemática das interligações do SIN para todo o horizonte de estudo. (a) A interligação entre Manaus e Boa Vista encontra-se em estudo. ....	69

Figura 20 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte): Capacidade Instalada (GW).....	70
Figura 21 – Evolução Percentual da Capacidade Instalada por Fonte de Geração [%].	72
Figura 22 – Expansão das Fontes Alternativas entre 2011 e 2013 (MW).....	74
Figura 23 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte): Capacidade de Armazenamento (MW.Mês). .....	75
Figura 24 – Crescimento da Capacidade Instalada Máxima do Sistema Interligado Nacional (SIN) x Capacidade de Armazenamento Máxima [%]. .....	76
Figura 25 – Balanço Estático de Garantia Física do Sistema Interligado Nacional Considerando a Energia de Reserva (Fonte: EPE). .....	77
Figura 26 – Custo Marginal de Expansão (CME) e Custo Marginal de Operação (CMO) Segregado por Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte). .....	78
Figura 29 – Capacidade de Armazenamento Máxima (GW.Médio) para o SIN. ....	105
Figura 30 – Capacidade de Armazenamento, Energia Armazenável Máxima (EARmax) do Subsistema Sudeste/Centro Oeste (MW.mês) .....	107
Figura 31 – Capacidade de Armazenamento, Energia Armazenável Máxima (EARmax) do Subsistema Sul (MW.mês) .....	107
Figura 32 – Capacidade de Armazenamento, Energia Armazenável Máxima (EARmax) do Subsistema Nordeste (MW.mês) .....	108
Figura 33 – Capacidade de Armazenamento, Energia Armazenável Máxima (EARmax) do Subsistema Norte (MW.mês) .....	108
Figura 34 – Grau de Regularização do Subsistema Sudeste/Centro Oeste. ....	110
Figura 35 – Grau de Regularização do Subsistema Sul.....	111
Figura 36 – Grau de Regularização do Subsistema Nordeste. ....	111
Figura 37 – Grau de Regularização do Subsistema Norte.....	111
Figura 38 – Representação gráfica do Grau de Regularização para o Sistema Interligado Nacional (SIN).....	112
Figura 39 – Custo Marginal de Operação (CMO) separado por Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte) para a alternativa Jirau-P. ....	114
Figura 40 – Custo Marginal de Operação (CMO) separado por Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte) para a alternativa Jirau-M. ....	114
Figura 41 – Volatilidade (% a.a.) do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do Subsistema Sudeste. ....	116

Figura 42 – Risco de Déficit Segregado por Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte) para a alternativa Jirau-P.....	117
Figura 43 – Risco de Déficit Segregado por Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte) para a alternativa Jirau-M. ....	117

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Leilão de Energia A-3 / 2011.....	21
Tabela 2 – Leilão de Energia A-5 / 2011.....	21
Tabela 3 – Disponibilidade hídrica e vazões médias.....	27
Tabela 4 – Cronograma de Realização Leilões de Energia Elétrica do ACR.....	65
Tabela 5 – Legenda para Representação dos Subistemas Considerados: Existentes e com Expansão Licitada ou Planejada (Fonte: EPE).....	69
Tabela 6 – Dados Existentes do PROINFA (MW).....	73
Tabela 7 – Expansão das Fontes Alternativas entre 2011 e 2013 (MW).....	73
Tabela 8 – Dados de Entrada Representativos do Reservatório da UHE Jirau (Caso Jirau-P). .....	83
Tabela 9 – Coeficientes dos Polinômios Cota-Volume, Cota-Área e Jusante da UHE Jirau (Caso Jirau-P). .....	84
Tabela 10 – Coeficientes de Evaporação da UHE Jirau (Caso Jirau-P).....	84
Tabela 11 – Volume Perdido com Evaporação na UHE Jirau (Caso Jirau-P). .....	85
Tabela 12 – Valores Calculados pelos Polinômios da UHE Jirau (Caso Jirau-P).....	87
Tabela 13 – Dados Base para Modificações em Jirau-M – UHE Ilha Solteira, UHE Itumbiara e UHE Jirau-P. ....	89
Tabela 14 - Dados de Entrada Representativos do Reservatório da UHE Jirau (Caso Jirau-M). .....	91
Tabela 15 – Coeficientes dos Polinômios Cota-Volume, Cota-Área e Jusante da UHE Jirau (Caso Jirau-M). .....	92
Tabela 16 – Coeficientes de Evaporação da UHE Jirau (Caso Jirau-M).....	92
Tabela 17 – Volume Perdido com Evaporação na UHE Jirau (Caso Jirau-M). .....	93
Tabela 18 – Valores Calculados pelos Polinômios da UHE Jirau (Caso Jirau-M). .....	93
Tabela 19 – Custo de Operação das Séries Simuladas ( $\$10^6$ ) para Alternativa Jirau-P. 95	
Tabela 20 – Custo de Operação das Séries Simuladas ( $\$10^6$ ) para Alternativa Jirau-M.96	
Tabela 21 – Custos Marginais de Operação ( $\$/MWh$ ) por Subistema para Alternativa Jirau-P.....	97
Tabela 22 – Custos Marginais de Operação ( $\$/MWh$ ) por Subistema para Alternativa Jirau-M. ....	98
Tabela 23 – Risco Anual de Déficit (%) para Alternativa Jirau-P. ....	99

Tabela 24 - Risco Anual de Déficit (%) para Alternativa Jirau-M.....	100
Tabela 25 – Resultados obtidos para a Área Máxima dos Reservatórios e potência (GW) do parque gerador Hidrelétrico Brasileiro.....	102
Tabela 26 – Resultados obtidos para a Área Máxima dos Reservatórios e potência (GW) – considerando apenas as usinas da expansão indicativa e com reservatório. ....	103
Tabela 27 – Resultados obtidos para a potência (GW) – considerando apenas as usinas da expansão indicativa a fio d’água.....	104
Tabela 28 – Evolução da Energia Armazenável (EARmax), SIN e Subsistemas [%].	106
Tabela 29 – Energia Armazenável Máxima (GW.Mês) X Mercado (GW.Médio): Grau de Regularização do Subsistema Sudeste/Centro Oeste.....	109
Tabela 30 – Energia Armazenável Máxima (GW.Mês) X Mercado (GW.Médio): Grau de Regularização do Subsistema Sul.....	109
Tabela 31 – Energia Armazenável Máxima (GW.Mês) X Mercado (GW.Médio): Grau de Regularização do Subsistema Nordeste.....	110
Tabela 32 – Energia Armazenável Máxima (GW.Mês) X Mercado (GW.Médio): Grau de Regularização do Subsistema Norte. ....	110

## LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

<i>ACL</i>	Ambiente de Contratação Livre
<i>ACR</i>	Ambiente de Contratação Regulada
<i>A<sub>i</sub></i>	Coefficiente do Polinômio Cota-Volume (variando entre 0 e 4)
<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>AREAMAX</i>	Área Máxima Alagada da Superfície do Reservatório (km <sup>2</sup> )
<i>AREAMIN</i>	Área Mínima Alagada da Superfície do Reservatório (km <sup>2</sup> )
<i>B<sub>i</sub></i>	Coefficiente do Polinômio Cota-Área (variando entre 0 e 4)
<i>BIG</i>	Banco de Informações de Geração
<i>C<sub>i</sub></i>	Coefficiente do Polinômio Jusante (variando entre 0 e 4)
<i>CANALFUGA</i>	Altura da Cota do Canal de Fuga (m)
<i>CCEE</i>	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
<i>CEPEL</i>	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
<i>CEVAP</i>	Coefficiente de Evaporação da usina (mm).
<i>CME</i>	Custo Marginal de Expansão
<i>CMO</i>	Custo Marginal de Operação
<i>CMSE</i>	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
<i>COTAMAX</i>	Altura Máxima de Cota da Superfície do Reservatório (m)

<i>COTAMIN</i>	Altura Mínima de Cota da Superfície do Reservatório (m)
<i>COTAVOL</i>	Altura da Cota da Superfície do Reservatório (m)
<i>EAR</i>	Energia Armazenada (%)
<i>EAR<sub>MAX</sub></i>	Energia Armazenável Máxima (MW.Mês)
<i>EC</i>	Energia Controlável (MW.Médio)
<i>Eevap</i>	Energia Evaporada (MW.Mês)
<i>Efio</i>	Energia Fio d'água (MW.Médio)
<i>ELETROBRAS</i>	Centrais Elétricas Brasileiras
<i>ENA</i>	Energia Natural Afluente (MW.Médio)
<i>EPE</i>	Empresa de Pesquisa Energética
<i>FCF</i>	Função de Custo Futuro
<i>IBGE</i>	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
<i>QUEDABRUTA</i>	Altura de Queda Bruta (m)
<i>MLT</i>	Média de Longo Termo
<i>MME</i>	Ministério das Minas e Energia
<i>ONS</i>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<i>PAR<sub>(P)</sub></i>	Auto-regressivo Periódico (sigla em inglês)
<i>PD</i>	Programação Dinâmica
<i>PDDE</i>	Programação Dinâmica Dual Estocástica
<i>PDE</i>	Programação Dinâmica Estocástica

<i>PDEE</i>	Plano Decenal de Expansão de Energia
<i>PEN</i>	Plano de Operação Energética
<i>PIB</i>	Produto Interno Bruto
<i>PL</i>	Programação Linear
<i>PLD</i>	Preço de Liquidação de Diferenças
<i>PMO</i>	Programação Mensal da Operação
<i>PNL</i>	Programação Não Linear
<i>SEB</i>	Setor Elétrico Brasileiro
<i>SEE</i>	Sistema Equivalente de Energia
<i>SIN</i>	Sistema Interligado Nacional
<i>VDEP</i>	Vazão Deplecionada do Reservatório (hm <sup>3</sup> )
<i>VEVAP</i>	Volume Evaporado pela usina (hm <sup>3</sup> )
<i>VMAX</i>	Volume Máximo do Reservatório da Usina (hm <sup>3</sup> )
<i>VMIN</i>	Volume Mínimo do Reservatório da Usina (hm <sup>3</sup> )



## SUMÁRIO

Capítulo 1 .....	19
Introdução.....	19
1.1 O Cenário Energético Brasileiro.....	20
1.2 O Potencial Hidrelétrico Brasileiro .....	24
1.3 A Disponibilidade Hídrica e Vazões Médias .....	26
1.4 A UHE Belo Monte e a Fronteira Socioambiental .....	28
1.5 Motivação do Trabalho.....	32
1.6 Organização do Trabalho.....	33
Capítulo 2 .....	35
O Problema da Operação e os Modelos Computacionais.....	35
2.1 O Problema de Otimização Energética.....	36
2.2 O Planejamento Energético Brasileiro .....	38
2.2.1 O Passado do Planejamento Energético .....	38
2.2.2 O Presente do Planejamento Energético.....	41
2.3 O Planejamento da Operação de Curto e Médio Prazo do SIN.....	43
2.3.1 O Planejamento da Operação de Curto Prazo .....	44
2.3.2 O Planejamento da Operação de Médio Prazo .....	45
2.3.3 O Modelo de Despacho a Usinas Individualizadas .....	45
2.3.4 O Modelo de Despacho a Sistemas Equivalentes.....	46
2.4 Os Modelos Computacionais para o Despacho Hidrotérmico .....	48
2.4.1 Modelo NEWAVE .....	49
2.4.2 Modelo DECOMP .....	53
Capítulo 3 .....	56
O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDEE).....	56
3.1 Premissas Básicas .....	57
3.1.1 Cenário Macroeconômico de Referência .....	57
3.1.2 Premissas Demográficas.....	58
3.1.3 Premissas Setoriais .....	58
3.2 Demanda de Energia.....	59
3.2.1 Perdas Elétricas de Energia .....	59
3.2.2 Projeção da Carga de Energia Elétrica .....	61

3.2.3	Projeção de Consumo de Energia Elétrica .....	62
3.3	Geração de Energia Elétrica .....	63
3.3.1	Leilões de Energia Elétrica.....	64
3.3.2	Interligações entre os Subsistemas .....	67
3.3.3	Projeção da Expansão da Geração.....	70
3.3.4	Evolução da Capacidade de Armazenamento .....	74
3.3.5	Balanco Estático da Garantia Física do SIN.....	76
3.3.6	Custos Marginais de Operação (CMO) .....	77
3.3.7	Riscos de Déficit de Energia .....	78
3.3.8	Atendimento à Demanda Máxima.....	79
Capítulo 4	.....	80
Estudo de Caso e Simulações – UHE Jirau Modificada.....		80
4.1	Motivação do Estudo .....	81
4.2	Ajustes Realizados para Simulação.....	82
4.2.1	Alternativa Padrão: Jirau-P.....	83
4.2.2	Alternativa Modificada: Jirau-M.....	88
4.3	Análise de Resultados Alcançados a partir das Simulações.....	94
4.3.1	Custo de Operação das Séries Simuladas .....	94
4.3.2	Custos Marginais de Operação por Subsistema .....	97
4.3.3	Risco Anual de Déficit .....	99
Capítulo 5	.....	101
Considerações e Análise de Resultados.....		101
5.1	O Panorama do Horizonte de Planejamento.....	101
5.1	Expansão da Oferta de Energia .....	102
5.2	Capacidade de Armazenamento .....	105
5.3	Grau de Regularização.....	109
5.4	Custo Marginal de Operação (CMO) .....	113
5.5	Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).....	115
5.6	Segurança Energética .....	116
Capítulo 6	.....	118
Conclusões Finais .....		118
6.1	Conclusões Finais .....	118
6.2	Publicações .....	119
6.3	Sugestões para trabalhos futuros .....	119



# Capítulo 1

## Introdução

O Brasil é um país continental, fato que pode ser explicado por possuir um enorme território e apresentar uma grande diversidade geográfica de solos e climas. De acordo com os dados disponibilizados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a partir do Censo Demográfico de 2010, naquele momento o Brasil apresentava uma população de 190,7 milhões de habitantes, com a concentração de aproximadamente 84% nas regiões Sudeste, Nordeste e Sul (IBGE, 2010). Fazer com que a energia elétrica alcance aos consumidores brasileiros nas mais remotas regiões do país, de forma continuada e com qualidade, é um dos grandes desafios enfrentados pelo governo brasileiro.

O fornecimento de energia elétrica é uma questão de fundamental importância para o desenvolvimento de qualquer nação. Considerando o atual cenário de crescimento econômico brasileiro, a produção de energia pode ser utilizada como um termômetro do aumento da atividade industrial, representando um bom indicativo de desenvolvimento econômico do país. No entanto, enormes desafios econômico-ambientais surgem dentro deste contexto, devendo existir a busca constante por equilibrar uma gestão ambiental sustentável que concilie a geração de energia necessária à atividade humana e a minimização dos impactos sobre o meio ambiente, inerentes ao processo de produção de energia.

Um fato relevante, que denota a importância do planejamento da expansão dos sistemas elétricos, foi a recente interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores indianos, no dia 31 de julho de 2012. Considerado o maior apagão da história global, deixou sem energia elétrica mais de 600 milhões de pessoas na Índia. O blecaute afetou mais da metade do país e demonstrou a falta de capacidade do governo indiano em prover energia elétrica para o atendimento a demanda crescente dos consumidores. A responsabilidade pelo corte de carga é o fracasso no investimento em infraestrutura de um setor de energia terrivelmente ineficiente, que mina as ambições de longo prazo da economia indiana.

## 1.1 O Cenário Energético Brasileiro

No Brasil, a geração de energia elétrica pode ser obtida principalmente por termelétricas ou hidrelétricas. A produção baseada em fonte termelétrica utiliza-se da queima de combustíveis fósseis (gás, óleo e carvão), biomassa <sup>1</sup> (capim elefante, bagaço de cana e cavaco de madeira) ou energia nuclear (combustíveis fósseis como o urânio). Por outro lado, a produção de energia elétrica a partir do aproveitamento hidráulico, pela energia cinética de desníveis geográficos e quedas d'água (usinas hidrelétricas), apresenta-se como uma fonte de energia limpa e renovável.

Ademais, existem outras fontes alternativas de geração de energia elétrica. Fontes estas que atualmente possuem menor relevância na matriz energética brasileira, mas que em uma análise com cenários de longo prazo é observado o planejamento de seu desenvolvimento. A saber, são estas a geração por fonte eólica e por fonte fotovoltaica.

A energia eólica é produzida através da utilização de um aerogerador, que realiza a conversão da energia cinética (contida nos ventos) incidente nas pás da turbina em energia elétrica. Já na energia fotovoltaica é realizada a disposição de painéis contendo células fotovoltaicas que sob incidência do sol realizam a conversão de energia solar em energia elétrica.

No Brasil a energia solar ainda é utilizada somente em pequenas instalações isoladas e de cogeração, isto devido à ainda enfrentar grandes desafios tecnológicos que impedem o desenvolvimento de instalações de maior porte. Com a intenção de alavancar estudos e pesquisas que comprovem a viabilidade desta fonte no Brasil foi publicado em agosto de 2011 a Chamada de Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Estratégico 013/2011 – “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”. A partir dos resultados deste P&D, pode ser esperada para os anos seguintes uma maior participação desta fonte na matriz energética brasileira, como o que vem gradativamente acontecendo com a fonte eólica

---

<sup>1</sup> É definida como qualquer matéria orgânica que possa ser transformada em energia elétrica através de processos térmicos ou mecânicos. Pode ser de origem florestal (madeira), agrícola (cana-de-açúcar, capim elefante, etc.), pela reutilização de resíduos urbanos (lixo) ou industriais.

de energia, que foi a vencedora nos quesitos de potência instalada e quantidade de projetos contratados dos leilões de energia A-3 <sup>2</sup> e A-5 <sup>3</sup> de 2011, como pode ser visualizado logo a seguir através das Tabela 1 e Tabela 2.

**Tabela 1 – Leilão de Energia A-3 / 2011**

Fonte	Projetos Contratados	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW.médio)	Preço Médio (R\$/MWh)
Eólica	44	1.068	484	99,58
Biomassa	4	198	92	102,41
Hídrica	1	450	209	102,00
Gás Natural	2	1.029	901	103,26
<b>TOTAL</b>	<b>51</b>	<b>2.745</b>	<b>1.686</b>	<b>102,07</b>

**Tabela 2 – Leilão de Energia A-5 / 2011**

Fonte	Projetos Contratados	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW.médio)	Preço Médio (R\$/MWh)
Eólica	39	977	479	105,12
Biomassa	2	100	43	103,06
Hídrica	1	135	91	91,20
<b>TOTAL</b>	<b>42</b>	<b>1.212</b>	<b>613</b>	<b>102,18</b>

No entanto, mesmo com a expansão das fontes alternativas, a fonte energética dominante e de maior relevância no planejamento da expansão da geração de energia elétrica brasileira continuará sendo a hidráulica, representando aproximadamente 64% da expansão indicativa do Sistema Interligado Nacional (SIN) para os próximos 10 anos

<sup>2</sup> Leilão para aquisição de energia de novos empreendimentos de Geração, no terceiro ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A-3”), tendo como fontes biomassa, eólica, gás natural e hidroeletricidade, destinada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

<sup>3</sup> Leilão para aquisição de energia de novos empreendimentos de Geração, no quinto ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A-5”), tendo como fontes biomassa, eólica, gás natural e hidroeletricidade, destinada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

(EPE, 2011c). As usinas hidrelétricas, de forma geral, podem ser classificadas como usinas a fio d'água ou usinas com reservatório de acumulação:

- As usinas a fio d'água geram energia elétrica a partir do fluxo de água dos rios, com pouca ou nenhuma capacidade de regularização. As usinas a fio d'água com represamento possuem capacidade de regular a vazão de curto prazo, em base diária ou semanal.
- As usinas com reservatório de acumulação geram energia elétrica a partir da água acumulada. Os reservatórios têm a função de regularizar a vazão do rio, de forma a equilibrar as gerações das usinas à jusante do reservatório (acumulando água durante os períodos úmidos e garantindo fluxo de água para geração nos períodos secos).

A responsabilidade pela elaboração do Plano da Operação Energética (PEN) é do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O PEN é elaborado com periodicidade anual, no entanto, é sujeito a revisões quando da ocorrência de fatos que possuam relevância, tem o objetivo de analisar os cenários previstos de oferta e demanda de energia elétrica em um horizonte de cinco anos à frente (ONS, 2010a).

O PEN é o instrumento de planejamento da operação energética do ONS, que baseado em seus critérios de atendimento ao mercado de energia elétrica, serve como recomendação para o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgãos coordenados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), nas decisões de planejamento da expansão dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica (ONS, 2010a).

Segundo dados divulgados pelo ONS, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) apresentava em dezembro de 2009 uma demanda de energia de 52,2 GW.Médio, para uma capacidade instalada de 103,6 GW, sendo 77,9% da capacidade proveniente de usinas hidrelétricas, 14,8% de usinas termelétricas convencionais e nucleares e os 7,3% restantes, compostos por Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), Pequenas Centrais Térmicas (PCTs) e Centrais Eólicas (ONS, 2010a).

A Figura 1 apresenta os dados sobre a capacidade instalada do SIN divulgado pelo PEN e segregado pelas diversas fontes energéticas que compõem a matriz energética brasileira (ONS, 2010a). Importante destacar a representatividade das fontes renováveis na matriz brasileira, responsáveis por aproximadamente 85% de toda a capacidade instalada no SIN.

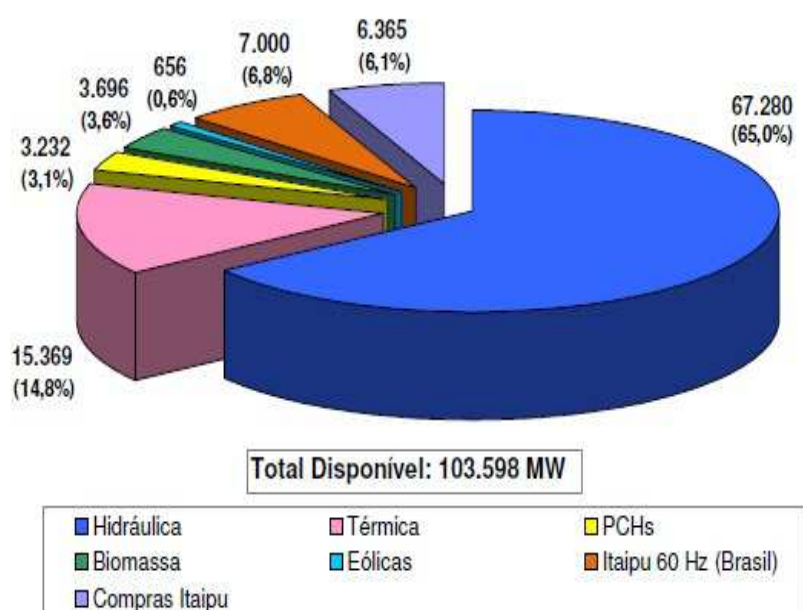


Figura 1 – Capacidade Instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN). PEN 2010.

A partir dos dados do Balanço Energético Nacional (BEN), divulgado em outubro de 2011 pela EPE, o Brasil apresentava em 2010 uma oferta interna de energia elétrica de 545,1 TWh (8,4% superior ao ano anterior), sendo 86% desta oferta proveniente de fontes renováveis, nos quais 74% deste montante correspondem a geração interna hidráulica (EPE, 2011a). A Figura 2 apresenta a oferta interna de energia elétrica divulgada a partir de informações advindas do BEN (EPE, 2011a) dividida pelas fontes de energia que participam da matriz energética brasileira.



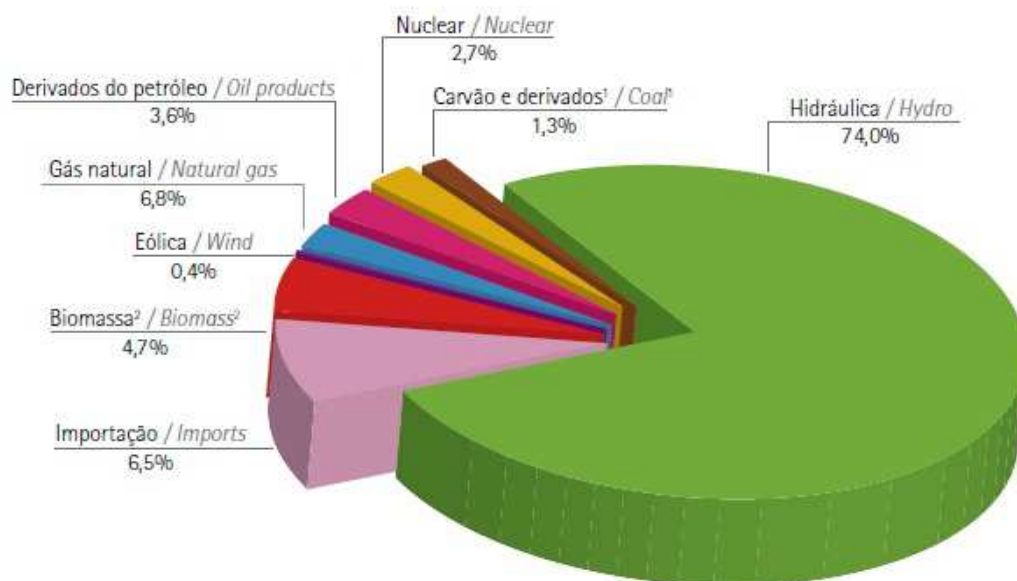


Figura 2 – Oferta Interna de Energia Elétrica por fonte – 2010. BEN 2010.

O Brasil é um país detentor de uma posição privilegiada quanto aos recursos energéticos que possui. Com uma matriz elétrica predominantemente hidráulica vem ao longo dos anos investindo na diversificação de suas fontes de geração, estratégia que auxilia na manutenção do nível dos reservatórios quando do enfrentamento de períodos secos e que aumenta a segurança energética no fornecimento de energia.

## 1.2 O Potencial Hidrelétrico Brasileiro

De acordo com os dados disponibilizados pelo Sistema de Informação do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT (ELETROBRAS, 2011a), o Brasil apresenta um potencial hidrelétrico em torno de 146,1 GW. Atualmente, cerca de 48,3% deste potencial apresenta-se em operação, 1,6% em construção, 35% estudado e 15,1% estimado.

A Figura 3 extraída do SIPOT (ELETROBRAS, 2011a) apresenta o mapa do território brasileiro segregado por subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte), onde se pode observar a distribuição do Potencial Hidrelétrico de todas as regiões que compõem o SEB. A partir dos percentuais informados, destaca-se a Região Norte por

possuir o maior potencial inexplorado, caracterizando-a como a próxima fronteira da expansão hidráulica brasileira.

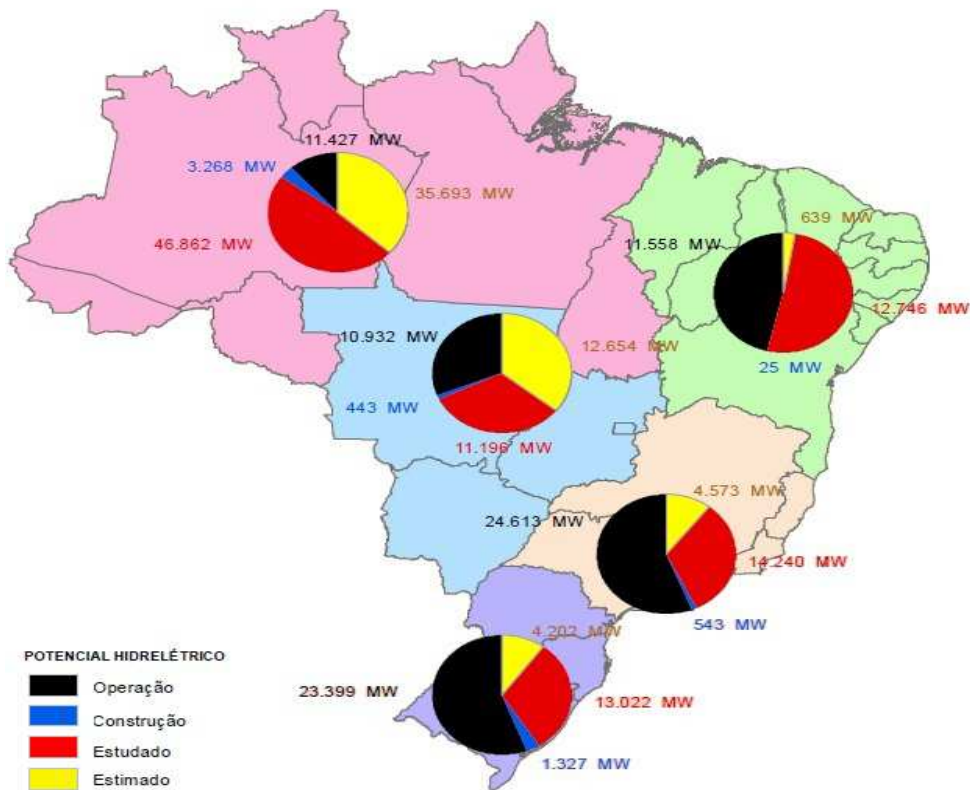


Figura 3 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte): Potencial Hidrelétrico. SIPOT 2011.

Outro dado interessante mostra o grande equilíbrio existente entre o percentual explorado e não explorado do Potencial Hidrelétrico Brasileiro. A Figura 4 apresenta este potencial nos subsistemas do SIN em giga watt [GW], além de exibir um comparativo percentual [%] entre os potenciais explorados e não explorados nos subsistemas nacionais. Para as Regiões Sul, Sudeste, Centro Oeste e Nordeste a relação entre estes percentuais é de 50% na média, já a Região Norte apresenta um potencial inexplorado de aproximadamente 85%, o que justifica o maior desenvolvimento de novos projetos nesta região.

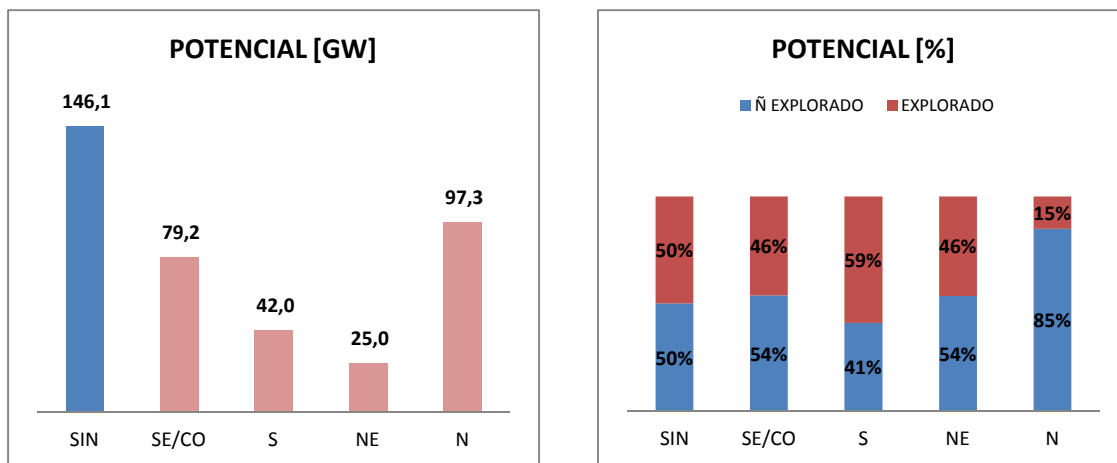


Figura 4 – Potencial Hidrelétrico [GW] e [%] do SIN e Subsistemas. SIPOT 2011.

### 1.3 A Disponibilidade Hídrica e Vazões Médias

O SEB é composto pelo Sistema Interligado Nacional, segregado nos subsistemas da Região Sul, Sudeste-Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte, e pelos Sistemas Isolados, dispersos na Região Norte. O Brasil quando comparado em patamares globais, apresenta uma posição privilegiada quanto aos recursos hídricos.

Com a finalidade de determinar estratégias de operação utilizando de forma eficiente os recursos disponíveis, a análise energética deve ser baseada na operação integrada do SIN, dado que o Brasil possui uma ampla, diversificada e extensa rede de regiões hidrográficas, constituída por 12 bacias de grande porte que totalizam uma área aproximada de 9 milhões de quilômetros quadrados do território nacional (ANA, 2011).

O planejamento da operação se inicia com o levantamento de seus recursos e requisitos, para a otimização do uso dos recursos, o ONS, apoiado pelos agentes de geração e distribuição, é responsável pelas previsões de vazões (afluências médias mensais). A base de dados de vazões compreende as usinas em operação e previstas em uma série mensal continua que se inicia em 1931 e finaliza dois anos antes do ano corrente.

A Tabela 3 mostra a disponibilidade hídrica e as vazões médias das bacias hidrográficas brasileiras. A disponibilidade hídrica na ausência de reservatório representa a vazão de

95% e na existência de um reservatório equivale à vazão regularizada acrescida do incremental de 95%.

**Tabela 3 – Disponibilidade hídrica e vazões médias**

Região hidrográfica	Vazão média (m <sup>3</sup> /s)	Disponibilidade hídrica (m <sup>3</sup> /s)
Amazônica	132.145	73.748
Tocantins-Araguaia	13.799	5.447
Atlântico Nordeste Ocidental	2.608	320
Parnaíba	767	379
Atlântico Nordeste Oriental	774	91
São Francisco	2.846	1.886
Atlântico Leste	1.484	305
Atlântico Sudeste	3.162	1.109
Atlântico Sul	4.055	647
Paraná	11.414	5.792
Uruguai	4.103	565
Paraguai	2.359	782
<b>Brasil</b>	<b>179.516</b>	<b>91.071</b>

A partir da análise espacial da disponibilidade hídrica superficial brasileira, demonstra-se que o Brasil apresenta uma distribuição desigual dos seus recursos hídricos, apesar de possuir uma grande oferta de água em termos globais (ANA, 2011). Neste contexto, entre as bacias brasileiras a Bacia Amazônica apresenta os maiores valores de vazões médias e disponibilidade hídrica, com índices na ordem de aproximadamente 74% e 80%, qualificando-a como de fundamental importância para a expansão hidráulica brasileira.

## 1.4 A UHE Belo Monte e a Fronteira Socioambiental

A UHE de Belo Monte é atualmente o mais importante projeto estruturante do planejamento energético brasileiro, será implantado no Rio Xingu, estado do Pará, na região Norte do Brasil. Esta usina, quando concluída, será a terceira maior central geradora de energia elétrica do mundo e constituirá o projeto hidrelétrico nacional com maior potência instalada, haja vista que a usina de Itaipu apesar de seus 14.000 MW (aproximadamente 3.000 MW a mais que Belo Monte) é um projeto Binacional (Brasil – Paraguai), sendo o Brasil proprietário de 50%. A UHE Belo Monte tem planejado uma motorização de cerca de 4 anos, com previsão para operação a plena carga no ano de 2019.

Em documento publicado pela EPE são apresentadas informações a cerca do projeto da UHE Belo Monte (EPE, 2011d). Para este empreendimento pode-se destacar a grande sazonalidade a ser enfrentada, imposta pelas condições severas do clima da Região Norte. A previsão de geração média de energia elétrica desta usina é da ordem de 40% de sua capacidade total (inferior à média nacional de 55%), a UHE Belo Monte terá uma geração média na ordem de 11.000 MW nos períodos de alta afluência, podendo chegar a decair para patamares abaixo dos 2.000 MW nos períodos de baixa afluência, desta forma, a partir dos estudos de planejamento efetuados, projeta-se que a usina poderá alcançar uma geração média anual de aproximadamente 4.500 MW.

A enorme variabilidade entre a energia elétrica produzida frente à capacidade instalada da usina de Belo Monte, em sua maior parte é devida as sucessivas modificações realizadas ao longo dos anos para a adequação do projeto original às necessidades da compatibilização da geração da energia elétrica aos requisitos socioambientais.

As principais alterações no projeto original da UHE Belo Monte (projeto Kararaô apresentado em 1989) e que resultaram no projeto em construção, são (EPE, 2011d):

- Redução de aproximadamente 60% da área alagada do reservatório do projeto anterior (de 1.225 km<sup>2</sup> para 516 km<sup>2</sup>), aumentando a proteção socioambiental e a eliminando a capacidade de regularização das vazões afluentes à barragem de Belo Monte;

- Aumento significativo da eficiência do empreendimento e retirada dos outros aproveitamentos projetados para a bacia que permitiriam maior regularização das vazões a montante;
- Utilização de uma política de valores mínimos para regularização das vazões ao longo do ano no trecho de vazão da Volta Grande do Xingu, assegurando um volume mínimo que garanta as condições de pesca, navegabilidade e outros usos às comunidades indígenas.

A Figura 5 apresenta as principais diferenças entre os dois projetos quanto ao posicionamento do eixo da barragem e tamanho da área alagada do empreendimento. O projeto atual da usina apresenta o índice Área/Potência (proporção da área alagada pela capacidade instalada da usina) na ordem de 0,05 km<sup>2</sup>/MW, que é muito inferior à média nacional de 0,49 km<sup>2</sup>/MW.

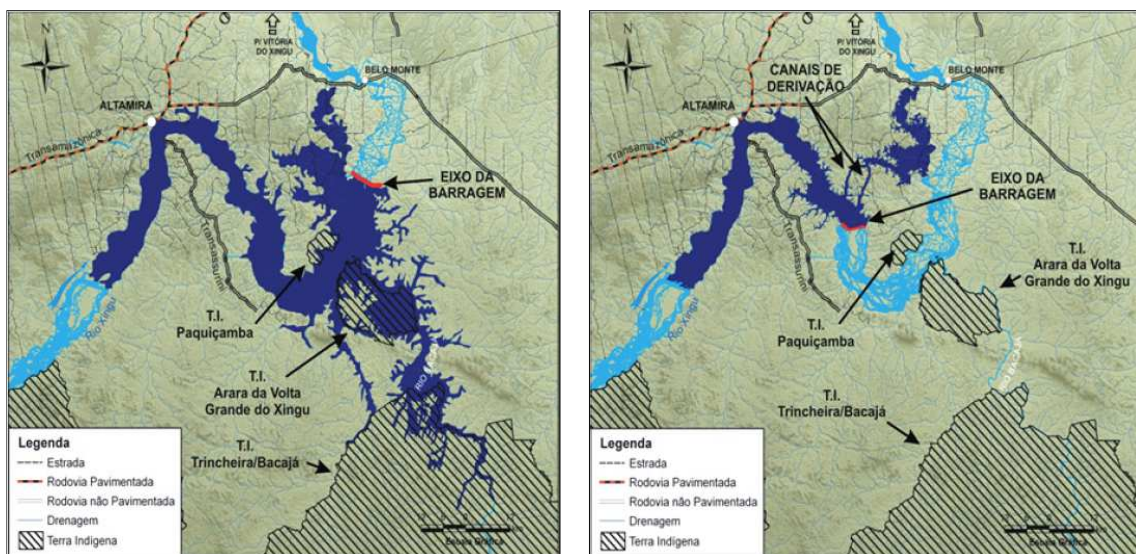


Figura 5 – Modificações do Projeto Original da UHE Belo Monte (Fonte: EPE).

A Figura 6 mostra diversas curvas de produção de energia e a acentuada sazonalidade das vazões afluentes da Bacia do Rio Xingu, onde estará localizada a usina hidrelétrica de Belo Monte, ao longo do período de motorização desta usina, com cronograma de

início agendado para 2016. As curvas foram obtidas através da simulação histórica, utilizando o software NEWAVE<sup>4</sup> (CEPEL, 2001).

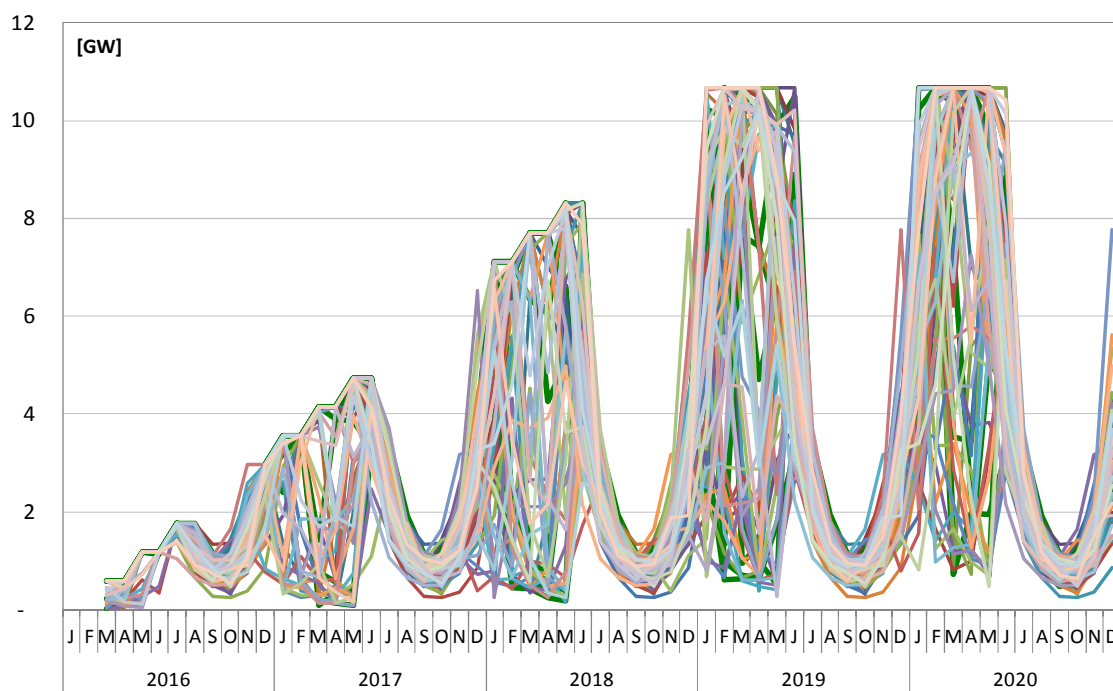


Figura 6 – Produção de Energia Mensal da Usina de Belo Monte (MW).

A discussão sobre os impactos socioambientais é sobremaneira importante para avaliar empreendimentos de grande magnitude como são os de grandes centrais geradoras hidrelétricas, no entanto, estes impactos não devem sozinhos balizar a escolha ou formatação de tais projetos.

Em muitos casos, análises de críticos a empreendimentos hidrelétricos de grande porte se fundamentam principalmente em argumentos ideológicos e emocionais, em detrimento dos critérios técnicos que deveriam nortear os debates. Por exemplo, restrições e barreiras socioambientais foram responsáveis pela total perda de capacidade de regularização de vazões afluentes da UHE Belo Monte, tal modificação no projeto

---

<sup>4</sup> O NEWAVE é um Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes, desenvolvido pelo CEPEL, que utiliza a metodologia da PDDE para minimizar o valor esperado da função do custo futuro, considerando restrições relativas ao atendimento da demanda e operativas. Emprega a técnica de reservatórios equivalentes por subsistema calculando a geração hidrotérmica e os intercâmbios entre os subsistemas.



original da usina motivará a contratação de complementação termelétrica futura a fim de manter a segurança de suprimento, o que provocará o aumento de emissões de gases atmosféricos inerentes da operação destas usinas térmicas.

Os defensores de uma política energética brasileira que priorize opções aos grandes empreendimentos hidrelétricos para expansão da oferta de energia utilizam a argumentação de que o equilíbrio entre a oferta e demanda poderia ser alcançado através da adoção de uma agressiva política de eficiência energética e de investimentos em fontes alternativas e renováveis de energia elétrica (Eólica, Solar, Biomassa, etc.).

No entanto, estudos atuais alertam que apenas investimentos em eficiência energética e fontes alternativas seriam insuficientes para o suprimento do mercado futuro de energia elétrica, atendendo os requisitos de segurança, modicidade tarifária e sustentabilidade ambiental. Ademais apontam que os impactos ambientais da UHE Belo Monte são inferiores aos impactos causados pela adoção de alternativas fósseis (Centrais Termelétricas) e ainda que os custos econômicos advindos da utilização de outras fontes renováveis seriam maiores do que o orçamento projetado para a construção de Belo Monte (CASTRO et al., 2011).

A expansão da oferta de energia elétrica planejada no PDEE já mostra indícios da forte barreira imposta pelos limitantes socioambientais, com praticamente toda a expansão hidrelétrica contratada a fio d'água. A partir da análise dos resultados das simulações efetuadas neste trabalho, é importante alertar para o alto custo estabelecido pela crescente diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios do SIN, o que corrobora com a vertente de que o planejamento e projeto de empreendimentos para a expansão da oferta de energia deve priorizar como objetivo principal os critérios técnicos e econômicos (minimizando o risco de déficit<sup>5</sup> e promovendo a modicidade tarifária) e ter como objetivo secundário a máxima sustentabilidade ambiental.

---

<sup>5</sup> Critério de segurança adotado com limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica. Atualmente, no Brasil, o risco de déficit não deve ser superior a 5%, considerando todos os cenários hidrológicos simulados.



## 1.5 Motivação do Trabalho

Este trabalho busca inspiração em observações realizadas no atual modelo de planejamento da expansão do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e projetado pela Empresa de Planejamento Energético (EPE), através do PDEE 2020.

Para o desenvolvimento deste estudo foram utilizadas as premissas e as projeções de oferta e demanda de energia consideradas no PDEE (EPE, 2010c) e simulações computacionais utilizando o modelo computacional NEWAVE, para realizar a otimização do despacho hidrotérmico.

No PDEE está projetada a expansão da oferta hidrelétrica brasileira, que ao longo do horizonte continuará a ser a fonte mais importante da matriz energética. Porém, estes empreendimentos quase em sua totalidade estarão localizados fisicamente na Região Amazônica, por meio de usinas que devido a restrições socioambientais, não possuem reservatórios de regularização das vazões afluentes.

Assim, torna-se cada vez mais importante realizar questionamentos acerca da metodologia de expansão adotada pelo planejamento energético brasileiro. Logo, para os estudos e simulações efetuados neste trabalho adotou-se a UHE Jirau como ponto de partida para as análises de alternativas de expansão hidrelétrica.

A escolha da UHE Jirau foi motivada pelo fato desta ser uma usina em construção a fio d'água localizada na região amazônica e com expressiva capacidade instalada, além de existir no cenário nacional usinas com potência semelhante e reservatório de regularização (fornecendo alguma base para as modificações). Ademais, a jusante da UHE Jirau está localizada a UHE Santo Antônio, outra grande usina a fio d'água em construção, de maneira que esta também usufruiria dos benefícios da regularização das vazões, advindas de um reservatório a montante de Jirau.

Desta forma, este estudo busca responder a questionamentos importantes a cerca dos impactos futuros das escolhas planejadas através do PDEE, podendo assim antever prováveis efeitos e resultados da expansão contratada por projetos hidrelétricos de baixa capacidade de regularização.

É importante salientar que devido à periodicidade anual do PDEE, suas projeções futuras podem e devem ser atualizadas para os reais cenários econômico-energéticos, portanto, a partir de uma análise criteriosa, este trabalho deseja contribuir e servir como agente de mudanças no planejamento futuro da matriz energética brasileira.

## 1.6 Organização do Trabalho

O Capítulo primeiro deste trabalho apresenta uma introdução sobre o SEB, contextualizando as principais características que o compõem e o atual cenário eletroenergético nacional.

A partir da conceituação apresentada no Capítulo 1, inicia-se no Capítulo 2 uma abordagem a cerca do Despacho Hidrotérmico, percorre a linha do tempo da evolução das metodologias e modelos utilizados pelas Instituições Brasileiras no despacho hidrotérmico do SIN. É dado um enfoque especial na caracterização dos modelos estratégicos de decisão atualmente utilizados no planejamento brasileiro.

O Capítulo 3 apresenta as premissas do cenário utilizado como base de estudo neste trabalho que em grande parte fazem parte também das premissas adotadas pelo PDEE (EPE, 2011c). Ademais, este Capítulo traz os resultados obtidos pelos modelos oficiais de simulação do Planejamento Eletroenergético Brasileiro, aplicado no contexto do SIN.

No Capítulo 4 são demonstradas as premissas e dados de entrada utilizados para a realização das simulações sobre as alternativas estudadas nesta dissertação, bem como os resultados obtidos em tais simulações. O caso padrão é baseado no PDEE, de maneira que não foram realizadas alterações nos arquivos e o caso modificado se baseia em uma alteração nas características físicas da UHE Jirau.

O Capítulo 5 apresenta as considerações e análise de resultados desta dissertação, avaliando criticamente os cenários utilizados e resultados obtidos. Estudando uma expansão hidráulica alternativa, com a inclusão de reservatórios de regularização de vazões afluentes inclusos nos projetos dos empreendimentos hidrelétricos.

Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões finais deste trabalho, adicionalmente se oferecem sugestões sobre novas investigações e possíveis trabalhos futuros.

## **Capítulo 2**

### **O Problema da Operação e os Modelos Computacionais**

O planejamento da operação dos sistemas de potência objetiva atender à necessidade de energia dos consumidores com economia, qualidade e segurança energética, respeitando as restrições técnicas de operação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica. O preço da energia é a variável que melhor representa o resultado da operação para os consumidores no mercado de energia e pode ser identificada pelos valores do Custo Marginal de Operação (CMO) e Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Durante o período que antecede a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), anterior a setembro de 2000, o preço da energia elétrica de curto prazo, determinado para cada subsistema do SIN e nos períodos de ponta e fora de ponta, era calculado e publicado mensalmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Até aquele momento o preço da energia de curto prazo era igual à Tarifa de Energia Elétrica de Curto Prazo (TMO) e determinada com base no Custo Marginal de Curto Prazo informado pelo ONS.

Atualmente, o ONS é responsável pela operação do SIN, definindo as metas de geração das usinas que o compõem, no entanto, a formação dos preços de mercado de curto e médio prazo é atribuição da CCEE. O PLD é calculado semanalmente por simulações oriundas da CCEE para cada submercado e por patamar de carga (leve, médio e pesado), com base nos valores encontrados para o CMO e o despacho efetivamente realizado por cada uma das usinas que compõem o SIN.

A simulação realizada pela CCEE possui a mesma modelagem e dados de entrada utilizados pelo ONS, a diferença entre as simulações reside no fato da CCEE não considerar restrições de natureza conjuntural, como por exemplo, as restrições das linhas de transmissão internas aos subsistemas.

Os valores de PLD ao longo dos anos apresentam grande volatilidade, como pode ser observado pelo gráfico da Figura 7 que apresenta os valores de PLD segregados por subsistema entre os anos de 1999 e 2012 (CCEE, 2012). Com a finalidade de limitar essa volatilidade dos preços, o Ministério de Minas e Energia (MME) determina anualmente um valor de preço mínimo e máximo baseado respectivamente nos custos operacionais da usina hidrelétrica de Itaipu e no maior custo de geração térmica do SIN.

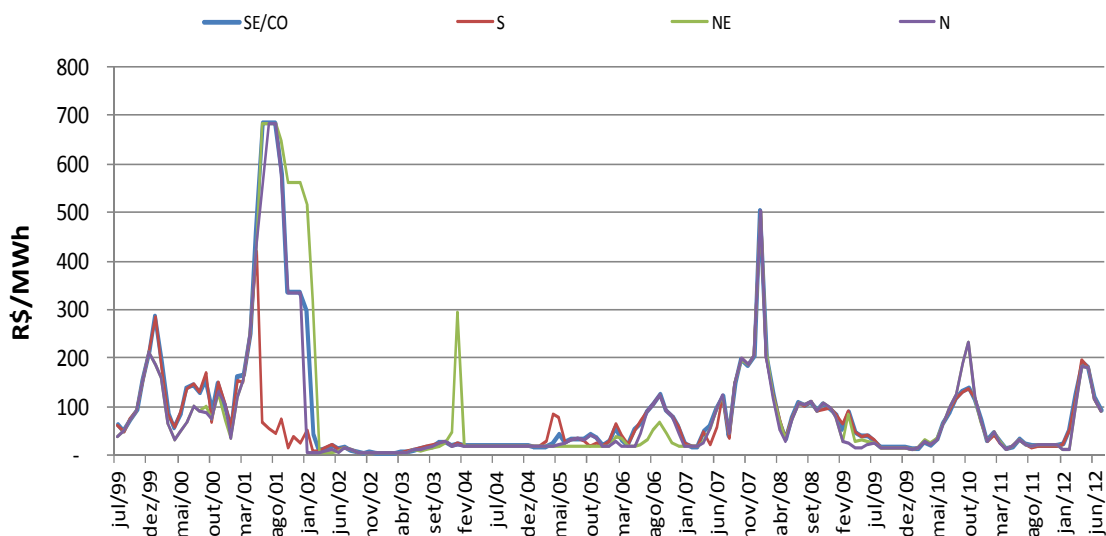


Figura 7 – Volatilidade do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) [R\$/MWh].

## 2.1 O Problema de Otimização Energética

O planejamento tem como objetivo minimizar o custo total da operação através de decisões de geração, intercâmbio entre regiões e corte de carga (déficit). O SEB é predominantemente hídrico, e desta forma, fortemente influenciado pela ocorrência de aflúncias futuras. As usinas hidrelétricas brasileiras estão dispostas em “cascata”, ou seja, a operação da usina à montante afeta a geração das usinas hidrelétricas que estão à jusante.

O custo total da operação é composto pelo somatório do custo imediato com o custo futuro. O custo imediato corresponde às despesas associadas ao valor do combustível a ser utilizado na geração termelétrica, logo, de fácil determinação. O custo futuro é influenciado por diversas variáveis, dentre as quais se podem destacar as aflúncias que

ocorrerão nos rios em que estão localizadas as hidroelétricas, o armazenamento inicial dos reservatórios, o cronograma de expansão das usinas e a previsão de carga. De forma simplificada, para todo o estágio de planejamento o problema de operação hidrotérmica pode ser resolvido a partir da seguinte formulação:

Função Objetivo:

$$Z_t = \text{Min} \left\{ \sum_{k=1}^{NTER} \psi_{T_k} \cdot g_{T_k} + \psi_D \cdot def + \frac{1}{1 + \beta} \cdot \alpha_{t+1} \right\} \quad (2.1)$$

onde:

$Z_t$  Valor do custo esperado de operação (\$).

$NTER$  Número de usinas térmicas do sistema.

$\psi_{T_k}$  Custo de operação associado à térmica  $k$  do sistema (\$/MWh).

$\psi_D$  Custo de déficit para um corte de carga no sistema (\$/MWh).

$g_{T_k}$  Geração térmica da usina  $k$  do sistema (MW.Médio).

$def$  Déficit de energia do sistema (MW.Médio).

$\beta$  Taxa de desconto mensal (%).

$\alpha_{t+1}$  Função de custo futuro esperado.

O problema de planejamento da operação ainda é sujeito às restrições de atendimento à demanda, de balanço energético nos reservatórios equivalentes, às restrições de geração hidráulica máxima, às restrições de geração térmica, aos limites de intercâmbio entre os subsistemas, dentre outras.

## 2.2 O Planejamento Energético Brasileiro

O planejamento da operação eletroenergética brasileira remonta à períodos anteriores a década de 60, quando existia a dominância de empresas privadas, com principalmente sistemas elétricos de pequeno porte e isolados. Naquela época o planejamento ainda era restrito a atender às demandas dos consumidores nos menores custos possíveis.

Nas décadas seguintes o modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro evoluiu para a dominação por empresas Estatais, possuindo uma estrutura verticalizada <sup>6</sup>. Com o passar dos anos e com o advento do surgimento dos avanços computacionais, estudos foram desenvolvidos e metodologias mais complexas e abrangentes criadas. Ao longo do tempo novas implementações foram integradas, de forma que os modelos da operação do SIN evoluíram até os modelos computacionais que no presente dominam o planejamento energético brasileiro.

Na sequência, será feita uma pequena excursão ao longo dos anos e através da evolução metodológica congregada pelo SEB quanto às formas de planejamento.

### 2.2.1 O Passado do Planejamento Energético

Em 11 de junho de 1962 ocorreu a instalação das Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS), a partir da Lei 3.890-A de 25 de abril de 1961 que autorizava sua constituição. A ELETROBRAS se tornava responsável pela promoção de estudos de expansão, projetos de construção e operação de centrais geradoras, linhas de transmissão e subestações. Desta forma, a ELETROBRAS passou a responder pela garantia de expansão e fornecimento da oferta de energia elétrica no Brasil (ELETROBRAS, 2011b).

---

<sup>6</sup> *O período anterior às reformas do Setor Elétrico Brasileiro na década de 90, o Brasil apresentava o setor elétrico com uma estrutura verticalizada, ou seja, uma estrutura com empresas controlando todas as partes do processo de geração, transmissão e distribuição.*

Até 1963 o SEB era composto por sistemas menores de pequeno porte espalhados pelo território nacional, construídos e operados principalmente por empresas privadas e por algumas poucas estatais como a CHESF, CEMIG e FURNAS. Até a década de 60 os sistemas elétricos eram pouco desenvolvidos no Brasil, basicamente sistemas radiais, com as redes não ultrapassando o nível da alta tensão (230 kV), ligando as usinas geradoras aos centros de consumo e a expansão das redes era realizada em baixa escala (CAMARGO, 1996).

A partir de 1963 passa-se então a um período de amadurecimento do SEB, de forma que se inicia a adoção de critérios técnicos na seleção dos aproveitamentos energéticos (otimização do benefício para o sistema hidrotérmico). É incorporado no planejamento da operação e expansão o uso de computadores digitais e analógicos tornando possível a utilização de novas metodologias para o despacho hidrotérmico e para análise de fluxo de potência (estudos de estabilidade, sobretensões, harmônicos, etc.) (CAMARGO, 1996).

No período de meados da década de 70, a operação dos sistemas elétricos de potência não era realizada de forma centralizada, de forma que a decisão de despachar ou não as usinas era de responsabilidade dos seus proprietários. Este cenário de falta de coordenação energética não garantia a operação econômica do sistema, além de propiciar um alto grau de insegurança quanto à disponibilidade de energia futura. Com o intuito de mitigar esses efeitos, garantindo segurança de suprimento, a partir de 1974 passou-se a buscar alternativas metodológicas para coordenação e despacho econômico das fontes energéticas (BRANDI, 2011).

A partir de então se iniciou a busca por modelos que representassem o SEB de forma a proporcionar uma operação eletroenergética mais racional do sistema. No período contido entre os anos de 1974 a 1978 passou-se a utilizar no planejamento da operação um método determinístico denominado Método da Curva Limite Inferior do Armazenamento, coordenando a utilização dos recursos energéticos brasileiros. Este método baseava-se no uso de um limite inferior das reservas energéticas dos reservatórios do sistema, delimitado pela pior série do histórico de vazões, de forma a garantir o atendimento à demanda, utilizando o mínimo necessário do parque térmico (ZAMBELLI, 2009).



Em 1977 ELETROBRAS e o CEPEL desenvolveram o modelo de Programação Dinâmica Estocástica (PDE) que a partir de 1979 passou a ser utilizado. A nova metodologia proposta utilizava o modelo a sistemas equivalentes de energia, no entanto não considerava o intercâmbio entre os subsistemas energéticos brasileiros pelo fato do SEB, naquela época, ser formado por sistemas isolados de energia.

A Programação dinâmica (PD) é uma técnica sequencial de tomada de decisões utilizada para a resolução de problemas multiestágios. A PD é baseada principalmente no princípio da otimalidade de Bellman, que define a estratégia ótima para a solução de um dado problema como a soma das escolhas ótimas intermediárias de cada estágio (BELLMAN, 1957).

A solução de problemas de otimização de médio prazo pode ser classicamente resolvido com o auxílio da técnica de Programação Dinâmica Estocástica (PDE). Porém, devido às particularidades do SEB, tal como o elevado número de subsistemas considerados, a utilização desta técnica tornou-se inviável. Esta inviabilidade pode ser explicada principalmente por dois fatores: a baixa capacidade de processamento computacional dos equipamentos daquela época (PEREIRA; PINTO, 1985) e devido à maldição da dimensionalidade, que faz referência ao fato de que existe um aumento exponencial da complexidade de um problema devido ao aumento de sua dimensionalidade (Bellman, 1957).

Com o crescimento do sistema de transmissão e a interligação entre os sistemas isolados, a metodologia utilizada (PDE), não correspondia à realidade da operação do SEB, desta forma, a fim de considerar a possibilidade de intercâmbio entre os subsistemas energéticos foi proposta a PDDE (Programação Dinâmica Dual Estocástica) – (PEREIRA; PINTO, 1985; PEREIRA, 1989), que utiliza a técnica de Decomposição de Benders <sup>7</sup> (BENDERS, 1962), permitindo que as afluições sejam tratadas por modelos de séries temporais e abordando o problema de forma analítica.

---

<sup>7</sup> O método de decomposição de Benders foi um método inicialmente proposto para resolução de problemas de programação mista. A metodologia é fundamentada nos conceitos da projeção, dualidade e relaxamento de restrições, basicamente a técnica decompõe o problema principal em subproblemas.

O SEB apresenta cerca de 60 reservatórios de regularização de vazões afluentes e a representação da totalidade destes impossibilitava em termos computacionais a convergência a uma solução ótima, para solucionar este problema desenvolveu-se a técnica dos reservatórios equivalentes de energia, permitindo a representação do SEB simplificada em quatro subsistemas equivalentes de energia.

A utilização da PDDE considerando os sistemas equivalentes de usinas, com a agregação dos diversos reservatórios do SIN em apenas quatro subsistemas equivalentes (diminuindo o problema da “maldição da dimensionalidade”) deu origem ao modelo denominado NEWAVE (CEPEL, 2001).

### 2.2.2 O Presente do Planejamento Energético

Atualmente o planejamento da operação do SIN é de responsabilidade do ONS, que utiliza os modelos computacionais estratégicos homologados pela ANEEL. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com a fiscalização da ANEEL, tem a incumbência de realizar o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Os programas computacionais NEWAVE, DECOMP e SUISHI-O<sup>8</sup>, desenvolvidos pelo CEPEL são os modelos homologados pela ANEEL para o planejamento e operação eletroenergética de curto e médio prazo.

O NEWAVE é o formador dos preços de médio prazo do mercado, sendo que os resultados obtidos a partir da sua simulação são utilizados como entrada de dados para os modelos DECOMP e SUISHI-O, respectivamente responsáveis por realizar o cálculo do preço de curto prazo e despacho hidrotérmico a usinas individualizadas. Para o despacho de curto prazo (programação diária) está em processo de validação o modelo DESSEM.

---

<sup>8</sup> *O modelo SUISHI-O (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados) é um modelo computacional de simulação a usinas individualizadas da operação energética de sistemas hidrotérmicos interligados aplicado em estudos de planejamento energético. Destaca-se por permitir a consideração de simulações dinâmicas e estáticas.*

O ONS utiliza como subsídio ao Programa Mensal de Operação (PMO) a previsão de vazões naturais médias semanais. Devido à complexidade de representação das bacias hidrográficas, o ONS utiliza uma larga gama de modelos computacionais para otimizar a previsão das vazões dos rios brasileiros. Dentre os modelos computacionais utilizados o PREVIVAZ<sup>9</sup> é o mais importante, por ser responsável pela previsão da maior parte das bacias hidrográficas, no entanto, outros modelos são utilizados para a previsão em trechos específicos de rios e/ou bacias (ONS, 2012).

Mesmo em tempos atuais, com o desenvolvimento contínuo da capacidade de processamento computacional, a maldição da dimensionalidade representa um enorme desafio para a resolução de problemas de otimização do despacho hidrotérmico brasileiro, assim outras metodologias que buscam contornar tal dificuldade continuam sendo desenvolvidas.

No trabalho desenvolvido por TAKAHASHI (2004) são abordadas técnicas de Redes Neurais Artificiais (RNA) e Algoritmos Genéticos (AG) para resolução do problema de despacho econômico (DE). Em SILVA (2007) é proposto um esquema de tomada de decisões na operação de sistemas de potência, modelado utilizando Lógica Fuzzy, baseado em um Despacho Econômico Ambiental Nebuloso.

Em BRANDI (2011) é desenvolvido um modelo computacional para o planejamento da operação de médio prazo utilizando a metodologia de PDE conjuntamente ao algoritmo de fechos convexos. Em RAMOS (2011) é proposto um Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas baseado em programação não linear para o planejamento mensal da operação.

---

<sup>9</sup> O modelo PREVIVAZ é um modelo estocástico univariado desenvolvido pelo CEPEL que fornece a previsão de vazões para um horizonte de até seis semanas à frente, como subsídio ao PMO, sendo que toda semana é feita uma revisão da programação da próxima semana em diante até o fechamento do mês.

### 2.3 O Planejamento da Operação de Curto e Médio Prazo do SIN

O SEB é um sistema único no mundo devido a particularidades de suas características de geração e pela enorme extensão de sua malha de transmissão (linhas e subestações de transformação). Ademais, congrega em mesmo ambiente uma grande diversidade de instituições públicas e privadas que interagem no cenário nacional com a finalidade de garantir a geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica. Desta forma, a busca por modelos computacionais capazes de refletir o sistema elétrico com segurança e com alta confiabilidade nos resultados é um dos objetivos primordiais das entidades responsáveis pelo planejamento da operação do SIN.

A interligação dos sistemas elétricos de potência ocorre de maneira que transcende a simples ligação física entre os subsistemas, esta conexão se faz também no tempo, haja vista que uma decisão operativa da utilização de mais água dos reservatórios em um determinado mês impactará na capacidade de deplecionamento dos meses futuros. Este deplecionamento é diretamente dependente das vazões afluentes nos rios que abastecem as bacias hidrográficas, no entanto, estas vazões possuem uma alta característica estocástica, de maneira que o sistema brasileiro pode enfrentar períodos úmidos ou secos, podendo estes se prolongar ocasionalmente por meses ou anos.

As questões quanto ao acoplamento temporal das decisões operativas e dos impactos de determinadas decisões nos preços futuros da energia elétrica são também conhecidas como o *dilema do operador*. A Figura 8 apresenta esquematicamente resultados futuros de possíveis decisões operativas adotadas no presente.

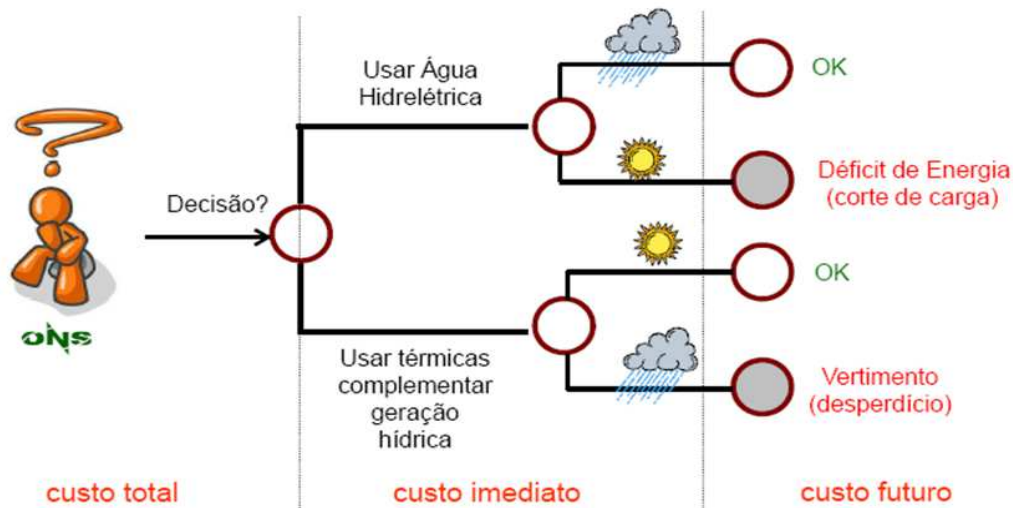


Figura 8 – O Dilema do Operador. Fonte: ONS.

A modelagem dos sistemas elétricos de potência para o planejamento da operação seja de curto ou médio prazo é complexa e envolve a consideração de inúmeras variáveis de decisão que caracterizam o estado e as limitações do sistema elétrico que se busca representar. Logo, a decomposição do problema do despacho econômico ótimo nos diversos horizontes de planejamento visa mitigar a complexidade do problema a ser resolvido, garantindo a operação baseada no atendimento ao critério de custo mínimo.

### 2.3.1 O Planejamento da Operação de Curto Prazo

O planejamento da operação dos sistemas elétricos de potência no curto prazo aplica metodologias para estabelecer o despacho econômico através da geração de um sistema composto por unidades hidrotérmicas. O objetivo da operação de curto prazo é o despacho com um horizonte de alguns meses com discretização semanal para definição de metas energéticas das diversas usinas do sistema.

Ainda no horizonte de curto prazo existe o chamado despacho em tempo real (Curtíssimo Prazo) que planeja a operação diária da operação com horizonte de apenas alguns dias, apresentando discretização horária / minutos e objetivando o despacho da geração hora a hora, considerando uma larga gama de restrições elétricas e operativas (MARCATO, 2002).

### 2.3.2 O Planejamento da Operação de Médio Prazo

O planejamento da operação de médio prazo de sistemas compostos por usinas hidrelétricas e térmicas caracteriza-se por possuir como principal objetivo o cálculo da política ótima de operação que determine as metas de geração destas usinas, atendendo a demanda futura por energia elétrica e minimizando o custo operacional do despacho hidrotérmico (MARCATO, 2002).

Na análise do planejamento da operação de médio prazo as restrições físico-operacionais do sistema elétrico são modeladas de maneira simplificada obtendo como resultado, principalmente, indicativos sobre condições futuras de abastecimento. No entanto, é de grande importância a representação das condições hidrológicas e do deplecionamento dos reservatórios ao longo do período de estudo, sendo assim necessário a reprodução detalhada do efeito da estocasticidade das afluições na energia armazenada do sistema. Os modelos de médio prazo utilizam um horizonte de planejamento de normalmente cinco anos e empregam discretizações em etapas mensais (MARCATO, 2002).

### 2.3.3 O Modelo de Despacho a Usinas Individualizadas

O SEB é responsável por atender consumidores de diversas classes e setores, congrega milhares de linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como centenas de usinas geradoras de energia das mais variadas fontes (hidráulica, térmica, eólica, etc.). Aglutinar toda esta gama de variáveis e representá-las em um modelo computacional que determine a quantidade meta de energia a ser gerada por cada uma das usinas do SIN é tarefa das mais complexas.

Para a solução do problema de curto prazo e inclusive os modelos de despacho horário (curtíssimo prazo), utiliza-se a representação do sistema elétrico a usinas individualizadas para a determinação das metas individuais e intercâmbios de geração das usinas hidráulicas e térmicas. Neste horizonte, o modelo representará as restrições físico-operativas associadas ao problema, tais como os limites de armazenamento

máximo e mínimo, a garantia de vazão mínima para outros usos da água (irrigação, pesca, etc.), limites de turbinamento máximo e mínimo, atendimento as restrições de partida e parada de unidades geradoras e etc. (MARCATO, 2002).

#### 2.3.4 O Modelo de Despacho a Sistemas Equivalentes

Para horizontes de médio prazo, a solução do problema de despacho econômico com a representação de suas variáveis e de todas as combinações possíveis de tendências hidrológicas e níveis de reservatórios torna-se inviável do ponto de vista computacional (MARCATO, 2002), o que pode ser explicado pela “Maldição da Dimensionalidade” de Bellman (BELLMAN, 1957). Objetivando mitigar os efeitos da dimensionalidade na resolução do problema de médio prazo desenvolveu-se o modelo de despacho baseado em sistemas equivalentes de energia.

No planejamento da operação de médio prazo utilizando o modelo a sistemas equivalentes de energia, as diversas usinas e bacias hidrográficas situadas geograficamente próximas são agregadas em subsistemas de energia (tradicionalmente quatro: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste). Esta adição de empreendimentos e bacias hidrográficas pertencentes a uma mesma região é possível devido ao fato de que quanto maior for o horizonte de estudo, menor a importância da geração individual de cada usina (MARCATO, 2002).

No despacho a sistemas equivalentes de energia as restrições físico-operacionais são consideradas de forma simplificada, propondo uma mesma condição hidrológica para as usinas de um mesmo subsistema e considerando a operação destas em paralelo. No entanto, outros parâmetros são representados mais detalhadamente, tais como a estocasticidade das condições hidrológicas, efeito das afluições nos reservatórios, projeção de demanda e oferta de energia, etc.

As principais variáveis do modelo a sistemas equivalentes de energia são (RAMOS, 2011):

- Energia Armazenada (EAR): Energia disponível em um sistema que contenha reservatórios de regularização de vazões afluentes. É a energia que pode ser gerada a partir do completo deplecionamento dos reservatórios, com as usinas operando em conjunto e sem a consideração de afluências adicionais ao sistema. É expresso em porcentagem da capacidade máxima de armazenagem.
- Energia Armazenável Máxima (EARMAX): Quantidade máxima de energia produzida através do completo esvaziamento dos reservatórios do sistema ao longo de um mês. Considera como nível inicial o volume dos reservatórios no máximo e serve como medida da capacidade de armazenamento do conjunto de reservatórios do sistema. Sua unidade é expressa em MWmês.
- Energia Controlável (EC): A Energia controlável corresponde à parcela da vazão natural afluente a um dado sistema que pode ser controlada pelos seus reservatórios de regularização. Sua unidade é expressa em MW.Médio.
- Energia Fio d'Água (ECFIO): Energia Fio d'Água corresponde à parcela da vazão natural afluente a um dado sistema que não pode ser controlada pelos seus reservatórios de regularização. Seu cálculo leva em conta apenas as vazões incrementais às usinas fio d'água. Sua unidade é expressa em MW.Médio.
- Energia Natural Afluente (ENA): Definida pela energia que pode ser produzida a partir da vazão natural afluente aos reservatórios. Corresponde à soma da ECFIO com a EC e seus valores podem ser expressos em MW.Médio ou pelo percentual da média de longo termo (%MLT).
- Energia Evaporada (Eevap): É a energia perdida a partir da evaporação da água presente na área do reservatório, provoca a redução da cota da superfície do lago de acordo com o mês do ano e localização geográfica do reservatório.
- Geração Hidráulica Máxima: É a máxima energia que pode ser gerada pelas usinas (utilizando a potência nominal) que compõem o sistema, é calculada com base na capacidade instalada dos empreendimentos descontadas as taxas equivalentes de indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (TEIP). Sua unidade é expressa em MW.Médio.



## 2.4 Os Modelos Computacionais para o Despacho Hidrotérmico

Os modelos computacionais utilizados para o despacho hidrotérmico do SEB podem ser classificados de acordo com o horizonte que têm em consideração. Logo, de forma simplificada podem ser classificados como de curto e médio prazo.

As técnicas empregadas para a resolução dos problemas diferem principalmente quanto à representação das incertezas e do detalhamento das restrições físicas do sistema. Os modelos que observam maiores horizontes do planejamento trazem consigo uma representação detalhada das incertezas (exemplo: estocasticidade das afluições) e uma consideração simplificada das restrições físicas (exemplo: usinas representadas a sistemas equivalentes de energia).

O SEB é um sistema predominantemente hídrico que contém a complementaridade de usinas térmicas, o que o difere consideravelmente de sistemas puramente térmicos. Dentre as características que denotam esta diferença, destacam-se as seguintes (MARCATO, 2002):

- Estocasticidade das Afluições: representa a incerteza com relação à hidrologia futura, que possui seu grau de significância sendo diretamente proporcional ao tamanho do horizonte de planejamento;
- Acoplamento espacial da operação: as usinas hidrelétricas estão muitas vezes construídas geograficamente em cascata no leito de um mesmo rio, fazendo com que a operação da usina à montante interfira na operação das usinas à jusante;
- Acoplamento temporal da operação: as decisões operativas do presente influenciam diretamente os resultados do futuro, ou seja, a decisão de utilizar os recursos hídricos “hoje” pode provocar efeitos positivos ou negativos “amanhã”. O exagerado deplecionamento do reservatório equivalente de energia durante um período de baixa hidrologia pode resultar no não suprimento da carga (déficit) futura, enquanto um despacho térmico demasiado (economia de água dos reservatórios) em um período de alta hidrologia pode ser responsável por vertimento de água dos reservatórios no futuro (desperdício de energia).

### 2.4.1 Modelo NEWAVE

O NEWAVE é utilizado para a obtenção dos índices plurianuais de atendimento ao consumo de energia elétrica, bem como para a definição e classificação quanto à relevância das obras de expansão da capacidade de oferta de energia (empreendimentos de geração) e expansão da rede de transmissão (linhas e subestações de transmissão).

O NEWAVE considera a simplificação de Reservatórios Equivalentes de Energia, assim a energia é armazenada por subsistema e as usinas compreendidas neste subsistema serão despachadas de forma paralela. A Figura 9 apresenta os principais subsistemas de energia e troncos de transmissão considerados no NEWAVE, com as usinas que compõem cada região representada esquematicamente a Reservatórios Equivalentes de Energia.

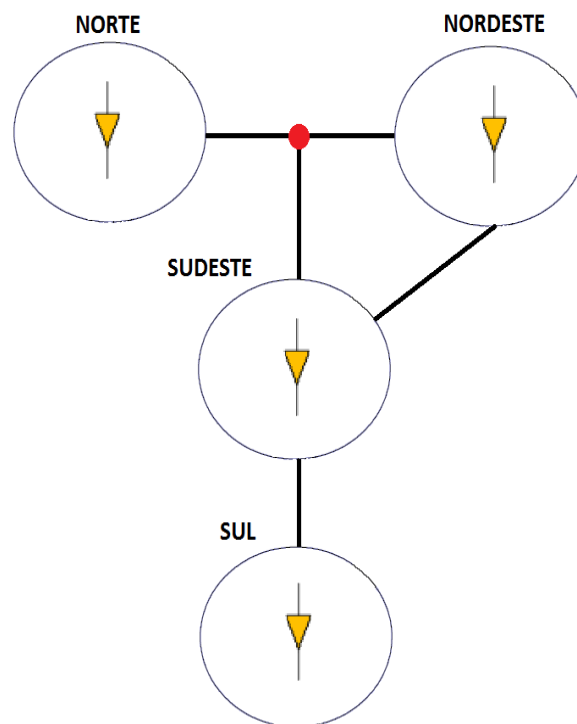


Figura 9 – Representação dos Reservatórios Equivalentes de Energia e Principais Troncos de Transmissão entre os Subsistemas.

O NEWAVE utiliza uma representação simplificada da transmissão existente<sup>10</sup> e dos empreendimentos de geração instalados, bem como informações sobre a expansão indicativa da oferta de usinas, subestações e linhas de transmissão. Assim, com esses dados e com a previsão de carga de energia futura é possível analisar as condições de atendimento ao mercado para o período em estudo.

Como condições de contorno para estudos estruturais, para mitigar os efeitos do estado inicial e final do sistema são adicionados respectivamente períodos de 10 anos anteriores e 5 anos posteriores (em estudos de médio prazo). A Figura 10 apresenta a representação esquemática de estudo de médio prazo com períodos pré e pós-estudo.

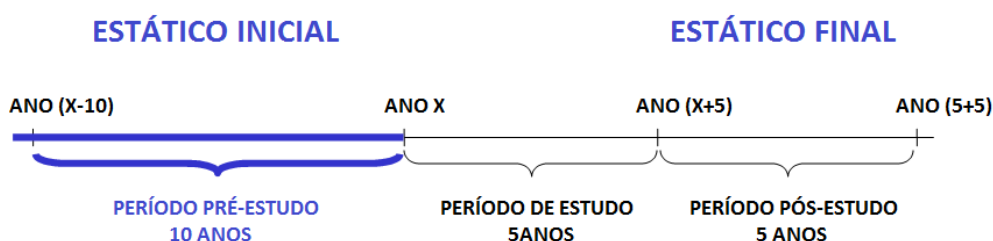


Figura 10 – Representação Esquemática de Estudo de Médio Prazo com Períodos Pré e Pós-Estudo.

A partir do racionamento de energia ocorrido em 2001 e 2002, os impactos econômico-financeiros infligidos à sociedade brasileira motivaram a incorporação da metodologia da Curva de Aversão ao Risco (CAR) ao NEWAVE. A CAR garante o fornecimento de energia elétrica e atende a requisitos de segurança energética, é formada por patamares de armazenamento dos reservatórios, de maneira que um alerta é acionando caso haja risco de desabastecimento.

A Figura 11 apresenta a representação da penalidade infringida ao valor da água em caso de violação da CAR. No caso de algum subsistema apresentar nível de armazenamento inferior ao valor da CAR, o valor da água para o despacho hídrico será aumentado a um valor que iguale ao custo do recurso mais caro a ser despachado,

<sup>10</sup> O Modelo computacional NEWAVE não considera detalhadamente as interligações existentes entre subsistemas e entre usinas, mas sim as restrições de limites de intercâmbio entre os subsistemas que compõem o estudo.

resultando no acionamento de recursos térmicos a fim de recuperar o nível de armazenamento do subsistema em questão.

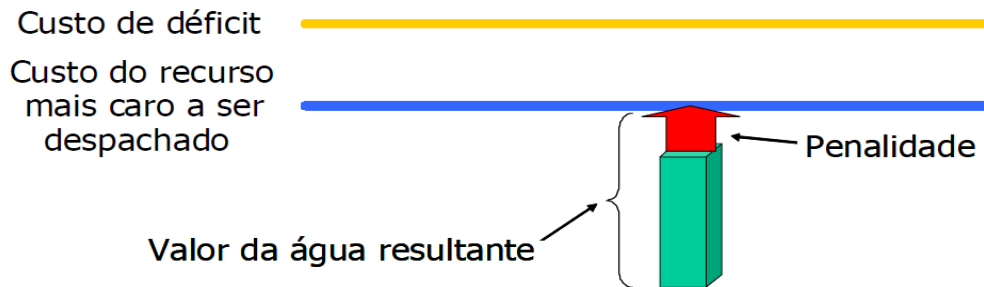


Figura 11 – Representação da Penalidade por Violação da CAR. (CCEE, 2011).

A Figura 12 apresenta o fluxo simplificado dos processos realizados pelo modelo computacional NEWAVE.

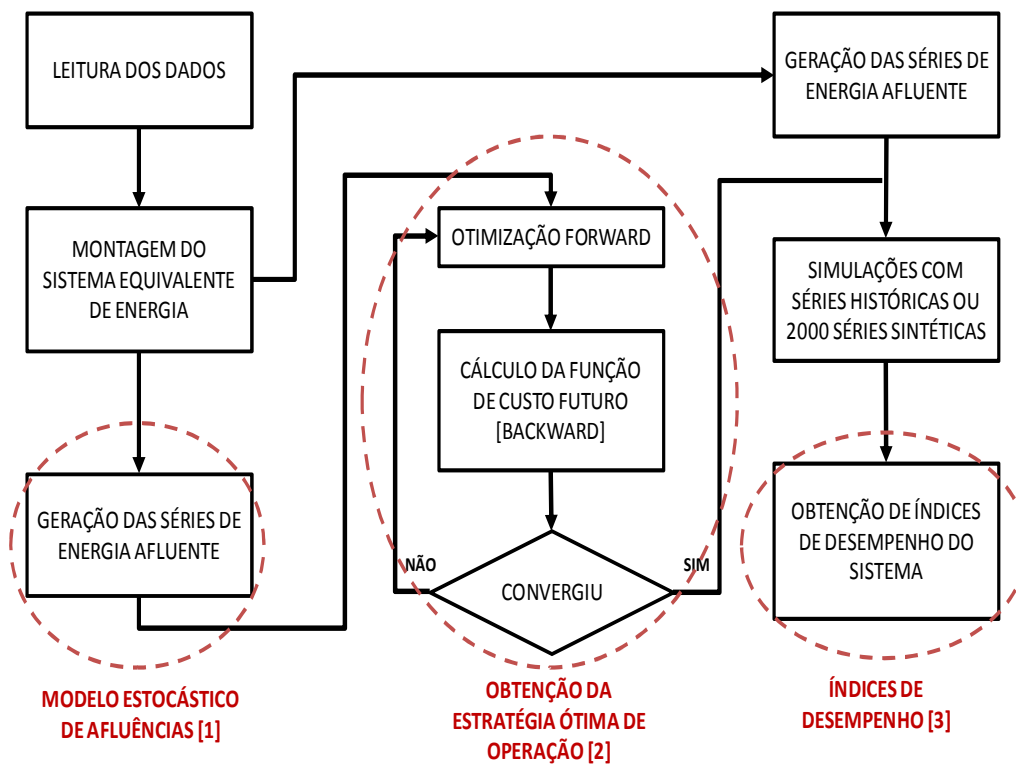


Figura 12 – Fluxo de Processos do Modelo Computacional NEWAVE (CCEE, 2011).

Resumidamente, o fluxo de processos realizados pelo modelo NEWAVE pode ser descrito através de três blocos principais:

- Modelo Estocástico de Afluências: Compreende a parte de leitura de dados feita a partir dos arquivos de entrada do NEWAVE <sup>11</sup>, cálculo dos parâmetros <sup>12</sup> e energias por região para a montagem do sistema equivalente de energia (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), com a geração das séries sintéticas de energias naturais afluentes aos subsistemas;
- Obtenção da Estratégia de Operação: Nesta etapa é efetuado o cálculo da estratégia ótima da operação a sistemas equivalentes utilizando a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), a partir da geração dos cenários, otimização *forward* e cálculo da Função de Custo Futuro (*backward*);
- Índices de Desempenho: Após a convergência da Função de Custo Futuro, com a adição das séries de energias afluentes geradas são realizadas simulações da operação do sistema no horizonte em estudo, utilizando as séries hidrológicas históricas ou as 2000 séries sintéticas. Finalmente, ao no término do processo são então obtidos os índices de desempenho do sistema, tais como o risco de déficit, valor da energia não suprida, CMO, intercâmbios e quantidades geradas das energias térmica e hidráulica (MARCATO, 2007).

---

<sup>11</sup> *Dados sobre as usinas hidrelétricas (hydr.dat); Dados sobre os subsistemas (sistema.d20); Configuração hidráulica (confhd.d20); Configuração térmica (confd.d20); Dados das usinas térmicas (term.d20); Dados de expansão hidráulica (exph.d20); Arquivo de expansão térmica (expt.d20); Arquivo de patamares mercado (patamar.dat); Arquivo c/ outros usos água (dsvagua.d20); Arquivo de penalidade (penalid.dat); e etc.*

<sup>12</sup> *Para cada subsistema são calculados os seguintes parâmetros, principalmente: Energia armazenável máxima; Energia armazenada; Energia controlável afluente; Energia a fio d'água afluente; Energia de vazão mínima; Energia evaporada; Energia de volume morto; Energia das usinas submotorizadas; Energia de desvio de água; Geração hidráulica máxima.*

### 2.4.2 Modelo DECOMP

O modelo DECOMP, desenvolvido pelo CEPEL, é o modelo oficial utilizado no Programa Mensal da Operação (PMO) do SIN. O DECOMP é um programa computacional que possibilita o despacho econômico do SEB a usinas individualizadas, é acoplado ao modelo NEWAVE através da utilização da Função de Custo Futuro (FCF) obtida dos resultados deste.

De forma análoga, tanto o modelo NEWAVE como o DECOMP utilizam a metodologia PDDE, no entanto, o NEWAVE considera os reservatórios e usinas do SIN de forma agregada, em subsistemas, enquanto o DECOMP visualiza as usinas e volume armazenado dos reservatórios de forma individualizada. A Figura 13 apresenta a representação individualizada das usinas com os principais subsistemas (Reservatórios Equivalentes de Energia), troncos de transmissão e linhas de subtransmissão considerados no modelo DECOMP.

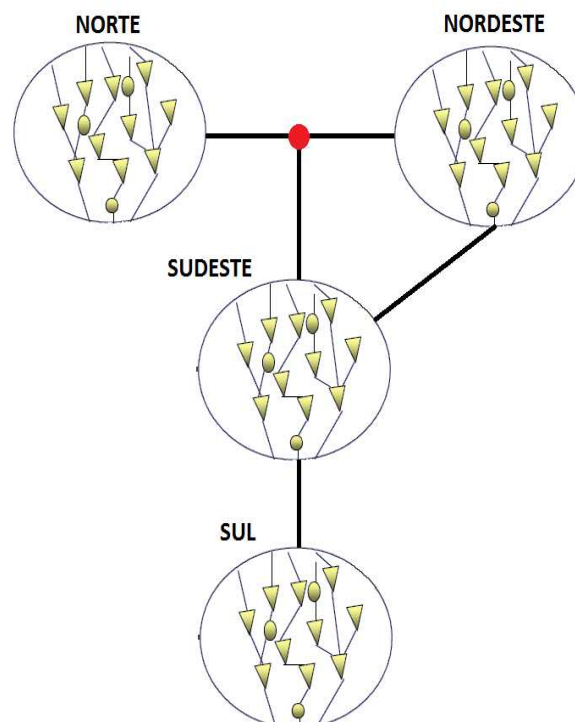


Figura 13 – Representação dos Reservatórios Equivalentes de Energia a Usinas Individualizadas e Principais Troncos de Transmissão e Subtransmissão entre os Subsistemas e Usinas.

O DECOMP é utilizado na obtenção de metas de geração das usinas, com discretização em etapas semanais, para um horizonte de curto prazo, até dois meses de operação. O CMO resultante da utilização do DECOMP, com valores em base semanal por patamar de carga, serve como base para o cálculo do PLD. De maneira simplificada, o PLD pode ser descrito como o CMO limitado a um valor máximo e mínimo, estes valores são definidos anualmente através de resolução normativa divulgada pela ANEEL.

A Figura 14 apresenta esquematicamente o fluxo simplificado dos processos realizados pelo modelo computacional DECOMP.

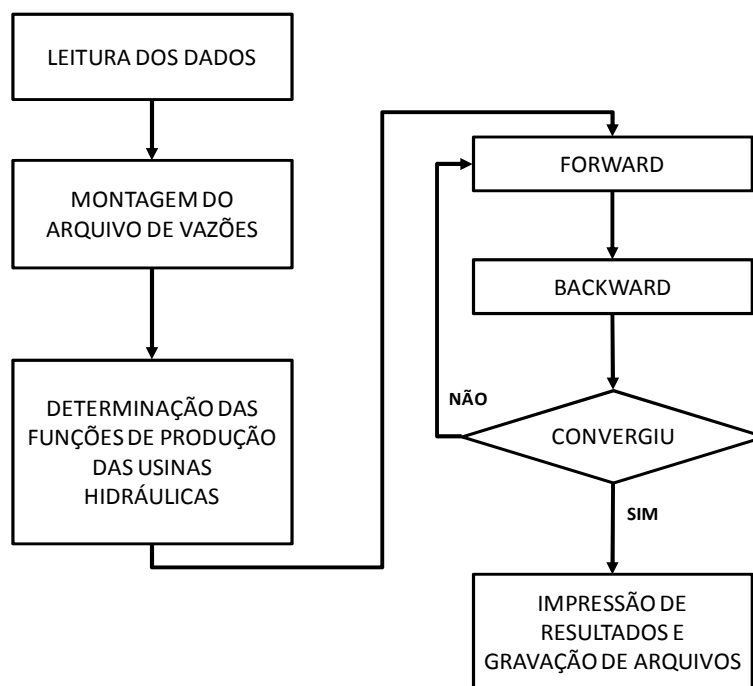


Figura 14 – Fluxo de Processos do Modelo Computacional DECOMP (CCEE, 2011).

Resumidamente, o fluxo de processos realizados pelo modelo DECOMP pode ser descrito através da seguinte forma:

- O Modelo é iniciado com a leitura dos dados, feita a partir dos arquivos de entrada do DECOMP (previsão de vazões, dados das usinas e dados de geração) a partir de então é feita a montagem do arquivo de vazões e assim efetuada a determinação das funções de produção das usinas hidráulicas.

- Com as funções de produção calculadas inicia-se o processo de otimização forward e na sequência é feito o cálculo da Função de Custo Futuro (backward).
- Finalmente, com a convergência ao término do processo de otimização são obtidos os resultados para o sistema, dentre os quais se destacam: metas de geração por bacia hidrográfica e discretizadas por usinas (térmicas e hidráulicas); intercâmbio entre subsistemas; e o CMO por subsistemas e nos patamares leve, médio e pesado.



## **Capítulo 3**

### **O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDEE)**

O planejamento da expansão do sistema elétrico é dinâmico, complexo e requer coordenação de ações em tempo real entre dezenas de empresas e centenas de usinas, assegurando que a energia chegue a cada ponto de consumo do país. Para que isso aconteça, é necessário planejar com bastante antecedência.

É competência do Estado Brasileiro a função de planejar a expansão energética tendo em vista o desenvolvimento sustentável. Através da aplicação de políticas e diretrizes desenvolvidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Ministério de Minas e Energia (MME) coordena o planejamento energético nacional. O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDEE) é o principal documento que formaliza esta coordenação. O PDEE é normalmente publicado com periodicidade anual e apresenta um estudo com horizonte futuro de planejamento de dez anos, congregando a necessidade de expansão da oferta de energia para o atendimento à demanda, de forma a maximizar a probabilidade de um crescimento com qualidade, segurança energética e modicidade tarifária.

O PDEE é um documento elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em colaboração com a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE/MME) e da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis (SPG/MME). Preliminarmente é exposto durante um processo de Consulta Pública que intenciona colher contribuições de órgãos, entidades e técnicos de empresas do setor elétrico que aperfeiçoem a qualidade das análises realizadas.

Na sequência deste Capítulo será apresentado o cenário de expansão do SEB, considerado pelo PDEE e aprovado pelo MME no dia 27 de dezembro de 2011 para o horizonte de estudos entre os anos de 2010 e 2020 (EPE, 2011b).

### 3.1 Premissas Básicas

Objetivando a observação de cenários de médio prazo, fazem-se importantes a consideração de premissas macroeconômicas, demográficas e setoriais. As variáveis macroeconômicas (crescimento da renda) e demográficas (crescimento populacional, número de domicílios e habitantes por domicílio) estão diretamente ligadas ao crescimento do consumo de energia elétrica do setor residencial e comercial. Já as previsões de crescimento no Produto Interno Bruto (PIB) funcionam como bons indicadores do crescimento do consumo de energia elétrica do setor industrial.

#### 3.1.1 Cenário Macroeconômico de Referência

Na análise da conjuntura econômica o PDEE considera-se a retomada da atividade industrial após a crise financeira internacional de 2008, sendo importante observar as condições dos mercados de trabalho, bem como as situações das dívidas públicas dos países desenvolvidos.

Desta forma, para os países desenvolvidos projeta-se um crescimento modesto, enquanto para os países emergentes é projetada uma recuperação mais vigorosa de crescimento, com uma evolução positiva do mercado de trabalho, expansão no crédito e aumento no consumo de bens e serviços.

Com o intuito de realizar observações de médio prazo, a partir dos atuais cenários econômicos realizados pós-crise econômica de 2008, são consideradas taxas distintas para a expansão da economia mundial e brasileira. É então utilizada, para a economia mundial, uma taxa média de crescimento mundial de 4% ao ano, enquanto a economia brasileira se expandiria a uma taxa de 5% ao ano, como se pode observar pelo gráfico da Figura 15.

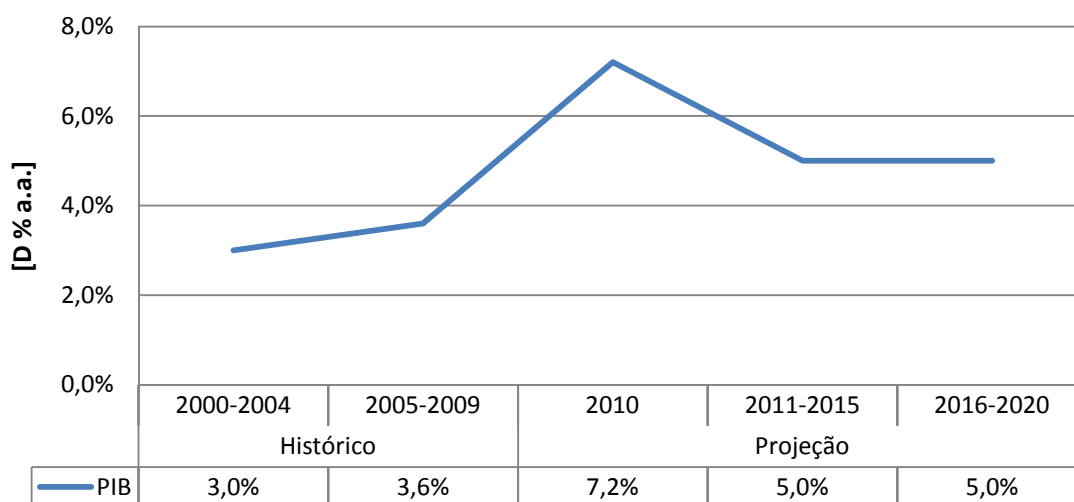


Figura 15 – Produto Interno Bruto – PIB (taxas médias no período). PDEE 2020.

### 3.1.2 Premissas Demográficas

Para as previsões de demanda é de fundamental importância a variável número de domicílios. A partir de observações realizadas na última década, entende-se a mudança no perfil de crescimento populacional brasileiro, que é dado pela menor taxa de fecundidade e maior expectativa de vida da população.

Portanto, estima-se uma taxa média de crescimento anual para o número de domicílios de aproximadamente 2,2%, para o horizonte de 2010 a 2020. Dada essa taxa, o Brasil inicia o horizonte de referência com 60.844 mil unidades, alcançando 2020 com 75.477 mil domicílios em números absolutos e que representa um crescimento percentual de aproximadamente 24%.

### 3.1.3 Premissas Setoriais

De forma geral, as premissas setoriais projetam o crescimento para o horizonte 2010-2020. Para o Setor Industrial, a partir da consolidação da recuperação da indústria em 2010, considera-se um cenário de crescimento econômico impulsionado por uma forte demanda doméstica. No Setor Residencial, a evolução do consumo está ligada ao aumento do número de domicílios e na compra de equipamentos eletroeletrônicos.

## 3.2 Demanda de Energia

O PDEE apresenta a previsão de demanda de energia, consolidada por tipo de fonte, congregando os diversos energéticos utilizados pela matriz brasileira. A base de premissas utilizadas são principalmente os cenários de crescimento econômico mundial e nacional, avanços demográficos e adicionalmente, são consideradas as premissas referentes à eficiência energética para o período.

Dado que este trabalho tem enfoque primário na expansão da energia elétrica brasileira, comentar-se-á apenas a previsão a cerca desta, deixando a margem da análise os demais energéticos, a saber: o gás natural; o bagaço de cana; o etanol; o biodiesel; o carvão mineral e coque; o carvão vegetal; a lenha; e alguns derivados de petróleo, como o óleo combustível, óleo diesel, gasolina, querosene, GLP e outros.

### 3.2.1 Perdas Elétricas de Energia

Simplificadamente pode-se definir a Perda Total de Energia Elétrica como a diferença entre a carga <sup>13</sup> e o consumo de energia elétrica. Por convenção, no SEB as Perdas Elétricas são classificadas como Perdas Técnicas e Perdas Não-Técnicas.

As Perdas Técnicas constituem o somatório de toda a quantidade de energia dissipada entre a geração, transmissão e o suprimento de energia para unidades consumidoras. Essa perda é decorrente das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia. Corresponde à soma das parcelas: Joule, dielétrica e magnética. As Perdas Técnicas podem ser determinadas, por meio de simulações, medições e avaliações do sistema elétrico.

As Perdas Não-Técnicas, também conhecidas como perdas comerciais, são apuradas pela diferença entre as Perdas Totais e as Perdas Técnicas. Reúne toda a energia que foi

---

<sup>13</sup> Por definição, a carga de energia é a solicitação total ao sistema gerador, considerando o somatório entre a carga final e as perdas totais do sistema.

consumida e não faturada, portanto, são as perdas associadas a furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, dentre outros.

As projeções de carga têm incorporadas as previsões de perdas elétricas totais para o período em estudo, com base nos valores históricos e numa redução gradual sinalizada nos programas de combate às perdas, desenvolvidos pelas distribuidoras e incentivados pela ANEEL.

A Figura 16 apresenta as perdas elétricas nos diversos subsistemas, bem como para o SIN, que nos anos de 2011, 2015 e 2020, tem os índices de respectivamente 18,4%, 20,0% e 18,8%.

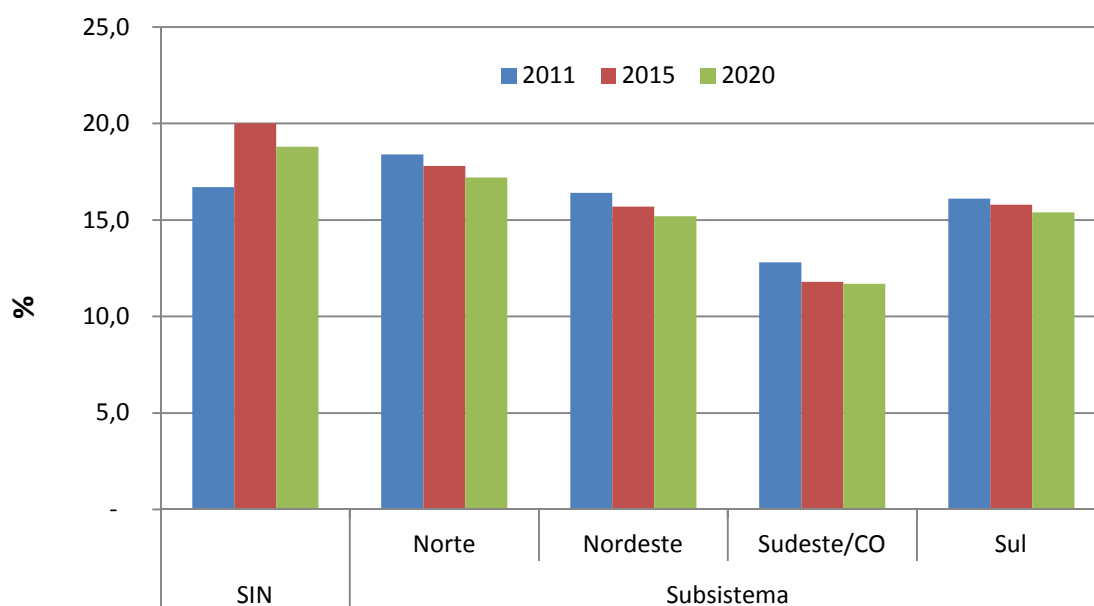


Figura 16 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte): Perdas de Energia (%).

As perdas elétricas do sistema de transmissão, já incorporadas nos percentuais anteriores, foram consideradas como sendo de 3%.

### 3.2.2 Projeção da Carga de Energia Elétrica

A projeção da carga de energia é uma das etapas mais importantes do planejamento da expansão de sistemas elétricos. A saber, os sistemas elétricos de potência (Geração, Transmissão e Distribuição) devem ser dimensionados para suportar os períodos de pico da carga (máxima potência). Sendo assim, tanto o parque nacional de geração quanto os sistemas elétricos de transmissão e distribuição dependem de um correto planejamento para o atendimento seguro do mercado de energia.

Para o horizonte em estudo, na definição do crescimento da carga de energia, foram utilizadas projeções de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) nacional da ordem de 5% e uma elasticidade-renda do consumo de energia de 1,05% (o valor refere-se à sua média no período indicado).

A EPE não apresenta no PDEE os dados anualizados do crescimento econômico utilizados para projeção do consumo, nem tão pouco os dados de elasticidade e perdas. No entanto, foram divulgados os dados anuais de carga de energia (consumo somado às perdas). A Figura 17 apresenta um crescimento anual da carga do SEB. O ano de 2013 apresenta uma elasticidade diferente dos demais, pois considera a integração de grande parte do consumo do sistema isolado, quando da entrada em operação do sistema Tucuruí-Macapá- Manaus.

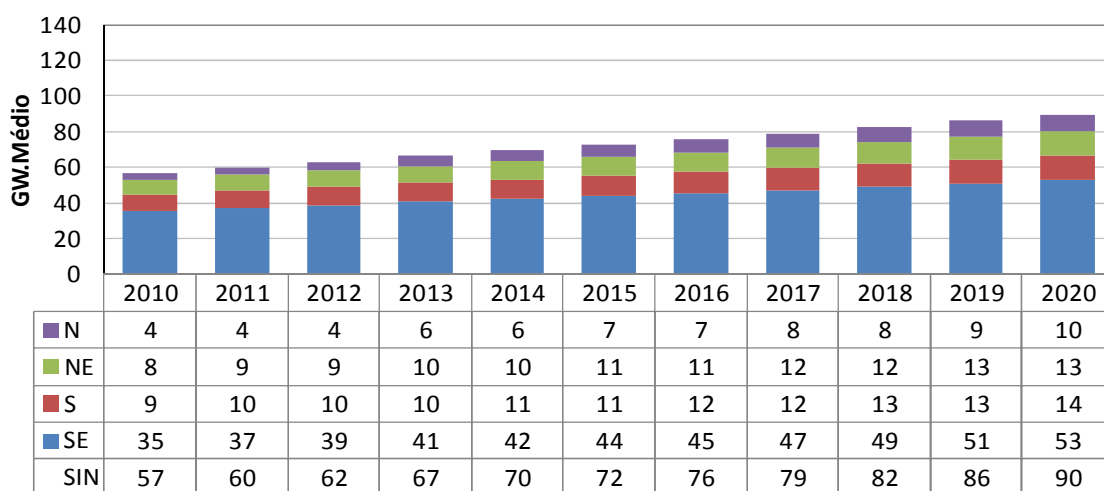


Figura 17 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte): Carga de Energia (GW.Médio)

O PDEE projeta um crescimento de aproximadamente 33 GW.Médio para o SIN, no qual destaca-se o Subsistema Sudeste/Centro Oeste com uma participação de 53,8% desta expansão. Importante observar também o crescimento apresentado pelo Subsistema Norte, que em 2020 representará 17,7% de toda a carga projetada para o SIN.

### 3.2.3 Projeção de Consumo de Energia Elétrica

A projeção de consumo de energia contempla o reaquecimento da economia observado pós Crise Econômica Mundial de 2008 a partir do ano de 2010, com a retomada da expansão da produção industrial e do consumo de energia elétrica deste setor. A Figura 18 apresenta a projeção de consumo nacional de energia elétrica (exclusive valores de Autoprodução <sup>14</sup>) utilizada para o horizonte decenal de estudos. A informação do gráfico é segregada entre as classes de consumo (residencial, comercial, industrial e outros), a taxa média de crescimento da rede é de aproximadamente 4,6% sendo as classes comercial e residencial as que apresentam maior índice de expansão.

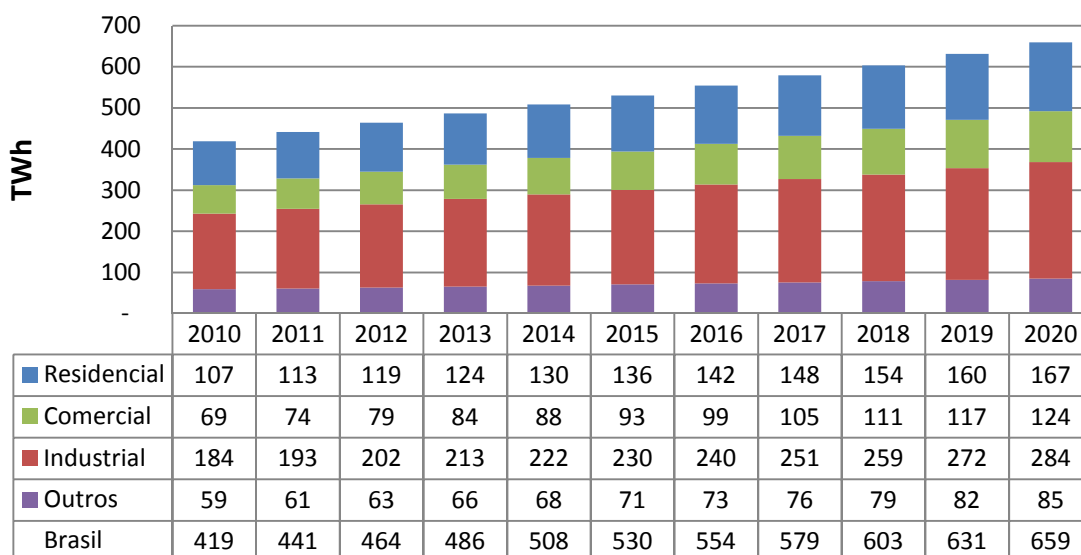


Figura 18 – Brasil. Consumo de Eletricidade na Rede (TWh)

<sup>14</sup> O conceito de Autoprodução é caracterizado pelo autossuprimento de energia elétrica, praticado por um consumidor com instalações próprias de geração localizadas junto à unidade de consumo e sem a utilização das redes elétricas de transmissão e distribuição.

Para a projeção dos valores de autoprodução de energia elétrica, o PDEE não apresenta os valores discriminados para cada ano do horizonte de planejamento e os valores são projetados tendo como base as informações existentes sobre os empreendimentos planejados para o horizonte do PDEE. A Figura 19 apresenta um gráfico com a expansão quinquenal indicativa do consumo de energia para o segmento de Autoprodução.

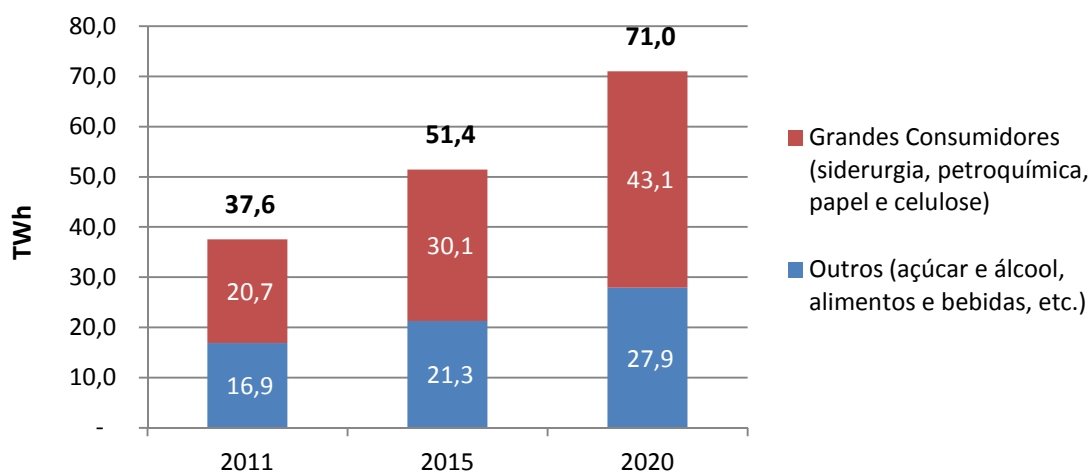


Figura 19 – Projeção do Consumo de Energia Elétrica para o segmento de Autoprodução

Considerando a expansão de consumo projetada para a Autoprodução, o SEB apresentará em 2020 um crescimento de aproximadamente 250 TWh, que quando comparado com o apresentado em 2010 representará um aumento de 52,4% no consumo nacional de energia elétrica.

### 3.3 Geração de Energia Elétrica

Para as projeções de geração de energia elétrica, o PDEE congrega importantes informações a cerca das interligações entre os subsistemas elétricos brasileiros, bem como da expansão indicativa da oferta de energia elétrica, de forma a promover a segurança necessária para que se tenha o suprimento energético apropriado ao crescimento projetado para o Brasil dentro do horizonte em estudo.



O PDEE utiliza no planejamento da expansão da oferta de energia elétrica a premissa de atendimento ao critério econômico, no qual o CMO deve ser igual ao Custo Marginal de Expansão (CME). No entanto, além de atender o critério econômico na oferta de geração observa-se a viabilidade técnica e socioambiental dos empreendimentos, o que justifica a atual política de estímulo à participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira.

### 3.3.1 Leilões de Energia Elétrica

No Brasil, para garantia da segurança do atendimento a demanda futura de energia elétrica, na medida em que se faz necessário à contratação de empreendimentos de geração de energia, em conformidade com a Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004 é aplicada a metodologia dos Leilões de Geração de Energia Elétrica e da Rede de Transmissão, no horizonte de curto prazo e médio prazo, contemplando 1, 3 e 5 anos à frente.

Os leilões realizados pelo Governo Brasileiro, através da CCEE, para a contratação de parques geradores, subestações e linhas de transmissão de energia elétrica foram instituídos no Brasil pelo Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico<sup>15</sup> e baseiam-se nas premissas da estimulação da contratação eficiente de energia elétrica de forma a promover a modicidade tarifária e garantir a segurança no suprimento desta energia.

Assim, o PDEE considera parte da expansão do parque de geração praticamente contratada no horizonte de curto prazo (usinas com previsão de entrada em operação entre 2010 e 2013) e possui forte indicação para o médio prazo (usinas com previsão

---

<sup>15</sup> *Posteriormente a crise energética de 2001, com o objetivo de realizar uma análise crítica e ajustar os novos rumos do setor elétrico, o Governo Federal instituiu em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. Como resultado, o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro teve sua base lançada em 15 de março de 2004, sustentada pelas leis nº 10.847 e 10.848, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Neste contexto, o novo modelo definiu a criação de novas instituições responsáveis pelo planejamento energético de longo prazo, avaliação da segurança no suprimento e gerir a comercialização de energia elétrica no SIN, a saber, são respectivamente a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).*

para entrar em operação entre 2014 e 2016). Esta previsibilidade é devida aos leilões A-5, A-3, A-1 efetuados no passado e planejados para os próximos anos.

A Tabela 4, a seguir, demonstra resumidamente o histórico recente com as datas e tipos de leilões de energia realizados até a publicação do PDEE e que possuíam o intuito de garantir o suprimento de energia elétrica. Desta forma, os resultados consolidados destes leilões estão incluídos nas premissas básicas dos estudos e simulações apresentados pelo PDEE.

**Tabela 4 – Cronograma de Realização Leilões de Energia Elétrica do ACR**

Leilões de Energia	2005	2006	2007	2008	2009	2010
A-5	x	x	x	x		x <sup>1</sup>
A-3		x	x	x	x	
A-1					x	x
Reserva				x	x	x
Fontes Alternativas			x			x
UHE S. Antonio			x			
UHE Jirau				x		
UHE Belo Monte						x
Sistemas Isolados						x

<sup>1</sup> No ano de 2010 foi aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a realização de dois leilões de energia A-5 com previsão de suprimento iniciando no ano de 2015.

Cabe resaltar ainda que no ano de 2011 ocorreram leilões de energia A-3, A-5 e de reserva; e para o ano de 2012 já estão marcados os leilões A-3 (11 de outubro) e A-5 (25 de outubro). Os resultados obtidos nestes leilões não fazem parte dos dados de entrada considerados no PDEE, bem como não fazem parte das simulações utilizadas neste trabalho.

A priorização da expansão eletroenergética brasileira por usinas hidrelétricas e por fontes alternativas é uma das premissas básicas do atual modelo de planejamento da expansão do parque gerador e vem sendo reforçada pelos resultados dos últimos leilões de energia, com a apresentação competitiva de custos de geração por parte das fontes renováveis. O que proporcionou no Leilão de Energia de Reserva de 2010 um preço médio para a fonte Eólica de 122 R\$/MWh e para os leilões dos empreendimentos hidrelétricos de Belo Monte <sup>16</sup> (11.233 MW) e Teles Pires (1.820 MW) preços respectivamente de 78,97 R\$/MWh e 58,35 R\$/MWh.

A Figura 20 apresenta o gráfico com a energia contratada nos leilões de energia nova até o momento da publicação do PDEE. Observa-se a manutenção da fonte hídrica como a de maior importância para o caso brasileiro, bem como a crescente participação da fonte eólica na matriz energética. Na fonte denominada como Outros, foram aglutinadas outras fontes energéticas de menor relevância no cenário nacional (Bagaço de Cana, Biogás, Carvão Importado, Cavaco de Madeira, Gás de Processo, GNL e Óleo Diesel).

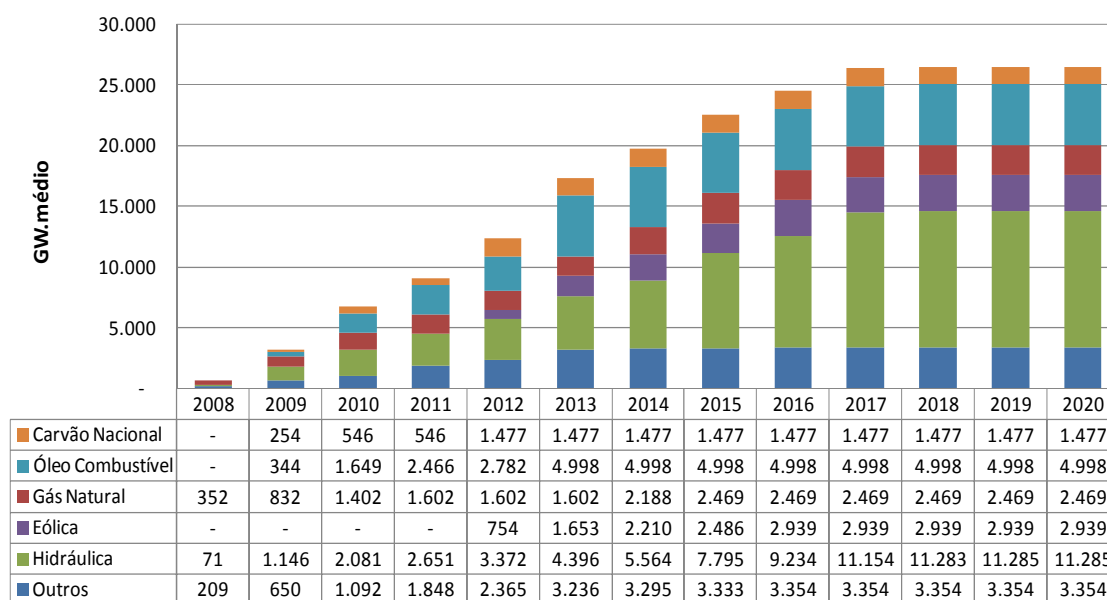


Figura 20 – Energia Contratada nos Leilões de Energia Nova [GW.Médio]

<sup>16</sup> A UHE Belo Monte está localizada na região de Volta Grande do Rio Xingu, próxima às cidades de Altamira e Vitória do Xingu, no estado do Pará. O Empreendimento hidrelétrico terá a capacidade instalada de 11.233 MW, sendo 11.000 MW na Casa de Força Principal e os 233 MW restantes na Casa de Força Secundária.

### 3.3.2 Interligações entre os Subsistemas

O SEB detém características de um sistema continental (geração de energia distante dos principais centros de consumo) com a maior parte de sua geração originada de fonte hidráulica, possuindo bacias hidrográficas caracterizadas por um alto grau de complementaridade hidrológica e com um sistema de transmissão altamente interligado.

Para as simulações nos modelos computacionais o PDEE realiza as seguintes premissas quanto às interligações entre os subsistemas:

- Utilizou-se o modelo computacional NEWAVE, considerando 2000 cenários hidrológicos;
- A usina Binacional de Itaipu foi simulada em um subsistema a parte;
- O subsistema Sudeste/Centro Oeste foi dividido em dois subsistemas com limite de intercâmbio infinito, o primeiro composto por todas as usinas da bacia do Rio Paraná e o segundo com as demais usinas hidrelétricas. Esta representação é utilizada por melhorar o acoplamento entre os subsistemas Sudeste/Centro Oeste e Itaipu.
- A interligação do sistema Acre/Rondônia é considerada em subsistema a parte e conectada ao subsistema SE/CO a partir de novembro de 2009
- A interligação Manaus/Amapá é considerada como subsistema adicional conectada ao sistema Norte em janeiro de 2013;
- A UHE Belo Monte é representada em um subsistema a parte que se conecta ao subsistema Norte em março de 2016;
- As usinas do Rio Tapajós, Jamanxim e Teles Pires fazem a composição de um novo subsistema (Teles Pires / Tapajós) que é conectado ao subsistema Sudeste/Centro Oeste a partir de 2015.

Desta forma, o PDEE realiza a representação do SIN através da adoção de dez subsistemas, o que de acordo com os estudos contribui para uma melhor representação do SEB.

A interligação elétrica entre diferentes subsistemas com distintas características sazonais possibilita agregar maior flexibilidade aos intercâmbios de energia, o que permite uma maior otimização da utilização dos recursos eletroenergéticos regionais, e, sobremaneira, permite o aumento da confiabilidade de suprimento de energia elétrica para o atendimento ao mercado consumidor.

A garantia de atendimento a carga de energia é uma importante característica do sistema de transmissão e a sua expansão planejada assegura que os agentes do mercado (geradores, consumidores, distribuidores e etc.) tenham livre acesso à rede elétrica, desta forma, sendo propiciadas as vantagens de um mercado competitivo. Uma expansão coerente da rede de transmissão proporciona uma melhora na interligação dos submercados de energia, o que contribui para a realização de um despacho ótimo do parque gerador brasileiro e aumenta a equalização do preço de energia elétrica entre as regiões do SIN.

O cronograma de investimentos apresentado pelo PDEE projeta um crescimento do sistema de transmissão de aproximadamente 42,5 mil quilômetros em linhas de transmissão e de 69,2 GVA em capacidade de transformação.

A Figura 21 mostra as interligações entre os Subsistemas nacionais, consideradas no PDEE 2020. As interligações são representadas por traços contínuos e tracejados, os primeiros representam as interligações existentes, enquanto os tracejados representam as interligações para expansões já licitadas e expansões planejadas (linhas de cor vermelha).

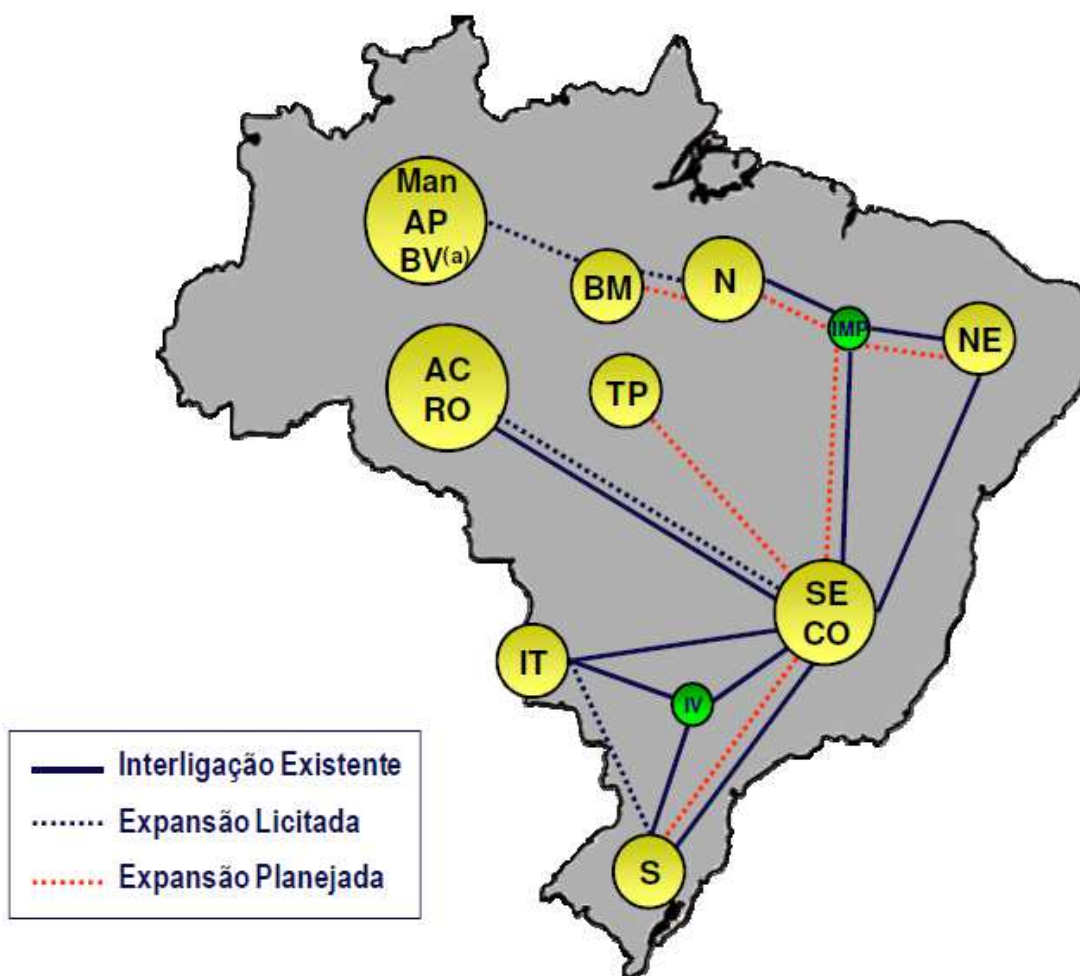


Figura 21 - Representação esquemática das interligações do SIN para todo o horizonte de estudo. (a) A interligação entre Manaus e Boa Vista encontra-se em estudo.

**Tabela 5 – Legenda para Representação dos Subsistemas Considerados: Existentes e com Expansão Licitada ou Planejada (Fonte: EPE)**

<b>SE/CO</b> - Sudeste/Centro-Oeste	<b>IT</b> - Itaipu
<b>S</b> - Sul	<b>AC/RO</b> - Acre/Rondônia
<b>NE</b> - Nordeste	<b>BM</b> - Belo Monte
<b>N</b> - Norte	<b>TP</b> - Teles Pires/ Tapajós
<b>MAN/AP/BV</b> - Manaus/Amapá/Boa Vista	<b>IMP</b> - Imperatriz
<b>IV</b> - Ivaiporã	

### 3.3.3 Projeção da Expansão da Geração

O PDEE tem como base de partida para as simulações a data de maio de 2010. O armazenamento dos reservatórios da região Sudeste/Centro Oeste encontrava-se em 82%, a região Sul em 95%, a região Norte em 99% e a região Nordeste em 78%.

Para o sistema de transmissão e geração é considerado o existente até a data de publicação do PDEE, de acordo com os dados do Programa Mensal da Operação (PMO) de maio de 2010 elaborado pelo ONS. A expansão da oferta hidrotérmica considera os leilões de compra de energia realizados e os cronogramas de obras do Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (CMSE). A Figura 22 mostra a evolução da capacidade instalada, SIN e Subsistemas, de acordo com o cronograma de entrada em operação dos novos empreendimentos de geração de energia.

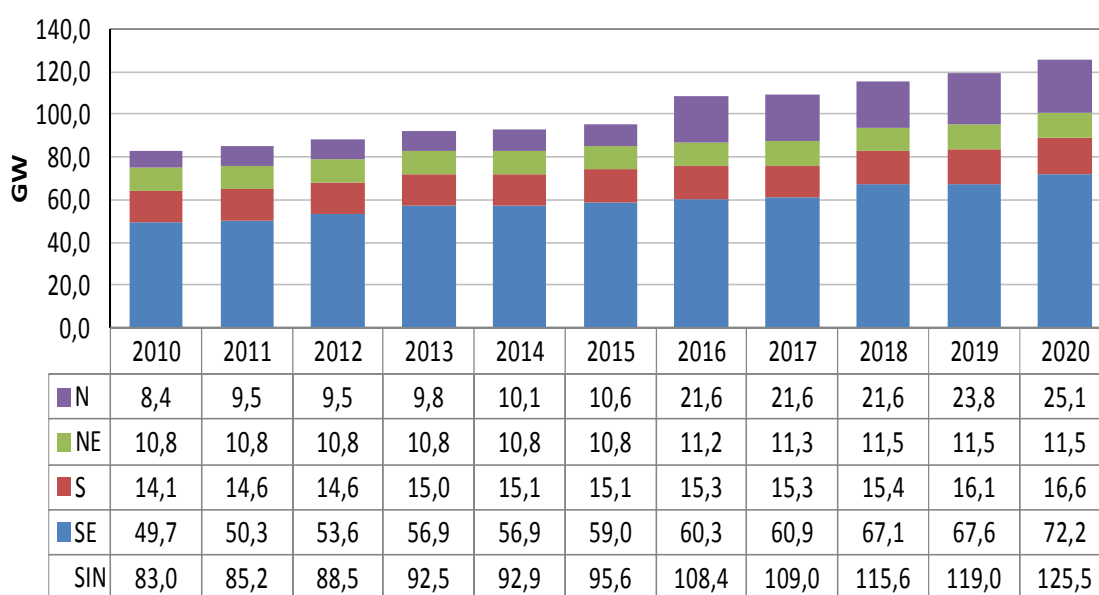


Figura 22 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte): Capacidade Instalada (GW).

Para o ano de 2011 consideram-se os empreendimentos em operação comercial nos Sistemas Isolados Acre / Rondônia e Manaus / Amapá, agregados à região Norte. De acordo com o planejamento, observa-se um grande incremento de capacidade no Subsistema Norte a partir do ano de 2015, que demarca o início do período de

potenciação da usina hidrelétrica de Belo Monte, com entrada em motorização de seis máquinas de 611,1 MW ao ano.

A entrada em operação da UHE Belo Monte, prevista para 2016, provoca uma mudança no perfil do despacho hidrotérmico da região Sudeste/Centro Oeste, deslocando o período de máxima geração hidráulica controlável para os meses de setembro/outubro, anteriormente fevereiro/março. Isto ocorrerá devido a provável economia de água dos reservatórios do Sudeste/Centro Oeste no período de fortes afluições (dezembro a abril), possibilitando o uso desta energia para o atendimento à carga de energia elétrica no período seco (maio a novembro).

Para o Subsistema Sudeste, além da contabilização de Itaipu neste subsistema, as gradativas potenciações de grandes usinas hidrelétricas como Teles Pires (2015), Santo Antônio (2012), Jirau (2013) e São Luiz do Tapajós (2018) produzem um crescimento aproximado de 2,7% ao longo do horizonte em estudo. Apesar das usinas estarem fisicamente localizadas na região Norte, eletricamente estão associadas ao Subsistema Sudeste através de grandes troncos de transmissão dedicada.

A expansão da oferta termoelétrica planejada ocorre até o ano de 2013, tornando-se praticamente estável no período posterior, até 2020. Isto ocorre devido ao aumento contínuo da competitividade das fontes renováveis, que em leilões recentes demonstraram custos de geração de energia competitivos, o que torna fontes de energia como a Eólica mais atrativas que as térmicas com seus altos custos econômicos e ambientais. No planejamento da expansão termelétrica merece destaque a usina de Angra 3, com entrada em operação prevista para janeiro de 2016. Esta UTE apresentará uma capacidade instalada de 1.405 MW de potência, representando um incremento de 70% de potência no parque nuclear brasileiro atualmente existente e em operação.

Para as Fontes Renováveis projeta-se uma expansão média anual de 12%, com destaque para as usinas Eólicas, Biomassa de Bagaço de Cana-de-Açúcar e PCH.

A Figura 23 apresenta a evolução percentual, por fonte de geração de energia, na participação do crescimento da capacidade instalada do SEB, destaca-se a importância da Fonte Hidrelétrica que continua sendo a de maior representatividade (com



aproximadamente 68% no final do horizonte de estudo) e a Fonte Eólica que apresenta um expressivo crescimento, partindo com uma participação de cerca de 1% em 2010 e chegando em 2020 com uma representação de perto de 7%.

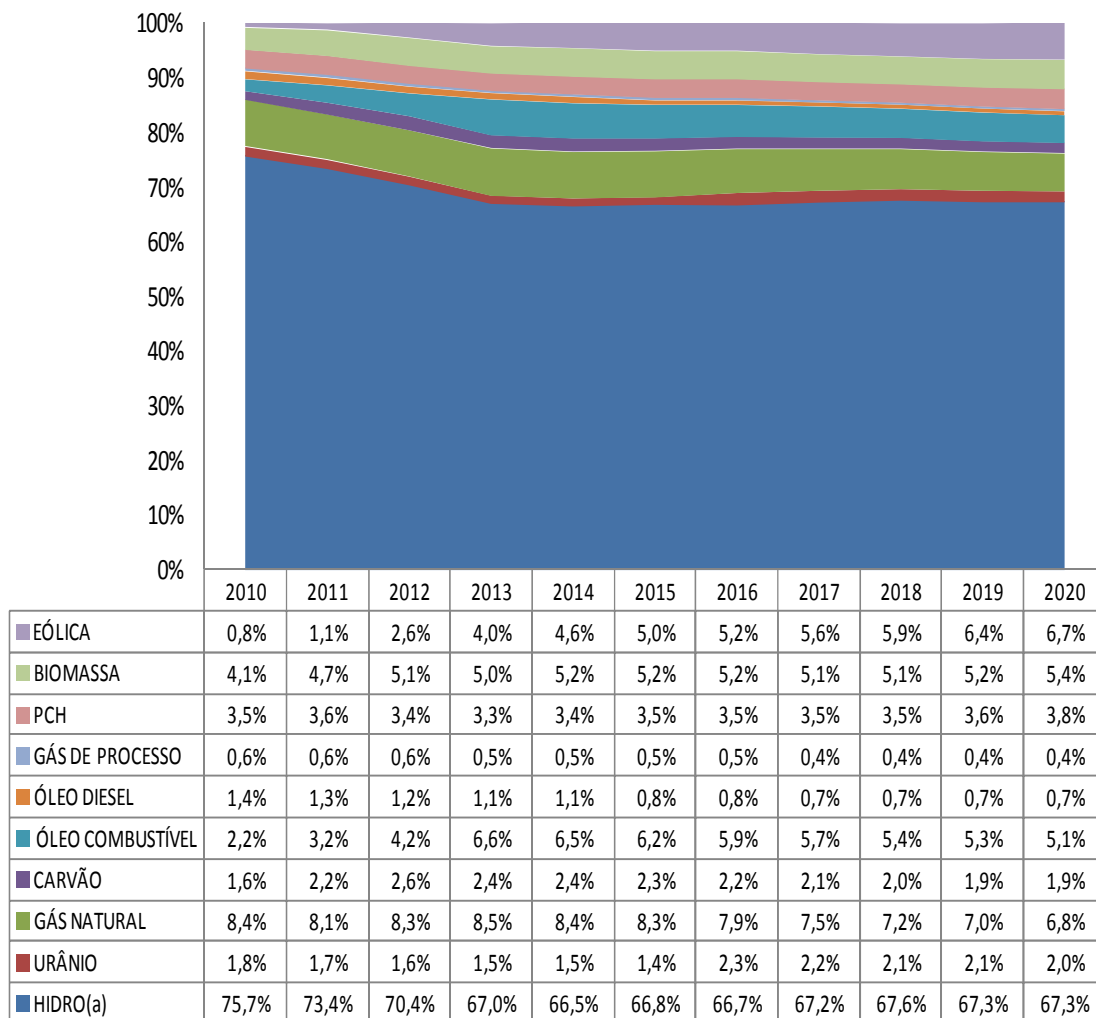


Figura 23 – Evolução Percentual da Capacidade Instalada por Fonte de Geração [%].

Para as projeções de expansão da capacidade instalada, o PDEE considera também o acréscimo de potência devido aos empreendimentos contratados no PROINFA, inseridos de acordo com o cronograma do CMSE, devendo totalizar ao final de 2011 aproximadamente 3.155 MW divididos em 137 empreendimentos compostos por 62 PCH, 21 Termoelétricas a Biomassa e 54 Usinas Eólicas. A Tabela 6 demonstra os dados consolidados do PROINFA existentes em abril de 2010.

**Tabela 6 – Dados Existentes do PROINFA (MW)**

FONTE	EXISTENTE EM 30/04/2010	2010 e 2011				TOTAL PROINFA
		SE/CO	S	NE	TOTAL	
PCH	975	199	7	-	206	1.181
Biomassa	514	36	-	-	36	550
Eólica	728	163	296	237	696	1.424
<b>Total</b>	<b>2.217</b>	<b>398</b>	<b>303</b>	<b>237</b>	<b>938</b>	<b>3.155</b>

A Tabela 7 apresenta a expansão indicativa das fontes alternativas, já contratadas e em construção, consideradas para o horizonte de 2011 a 2013.

**Tabela 7 – Expansão das Fontes Alternativas entre 2011 e 2013 (MW)**

FONTE	REGIÃO	2011	2012	2013	TOTAL
Biomassa	SE/CO	887	798	329	<b>2.014</b>
	S	-	-	-	-
	NE	61	30	-	<b>91</b>
	N	-	-	80	<b>80</b>
PCH	SE/CO	245	24	97	<b>366</b>
	S	120	5	49	<b>174</b>
	NE	26	-	-	<b>26</b>
	N	4	-	-	<b>4</b>
Eólica	SE/CO	-	135	-	<b>135</b>
	S	295	186	246	<b>727</b>
	NE	157	1.620	1.802	<b>3.579</b>
	N	-	-	-	-
<b>Total PROINFA</b>		<b>1.795</b>	<b>2.798</b>	<b>2.603</b>	<b>7.196</b>

Na Figura 24, a seguir, é demonstrado graficamente o crescimento das Fontes Alternativas, contratadas e em construção contempladas pelo PDEE em seus dados de entradas. Destaque para a Fonte Eólica que responde por aproximadamente 60% desta expansão indicativa, seguida pela Biomassa com 30%. Outro destaque importante é o declínio observado dos aproveitamentos de Pequenas Centrais Elétricas (PCH) que neste horizonte é responsável por apenas cerca de 8% da expansão da oferta.

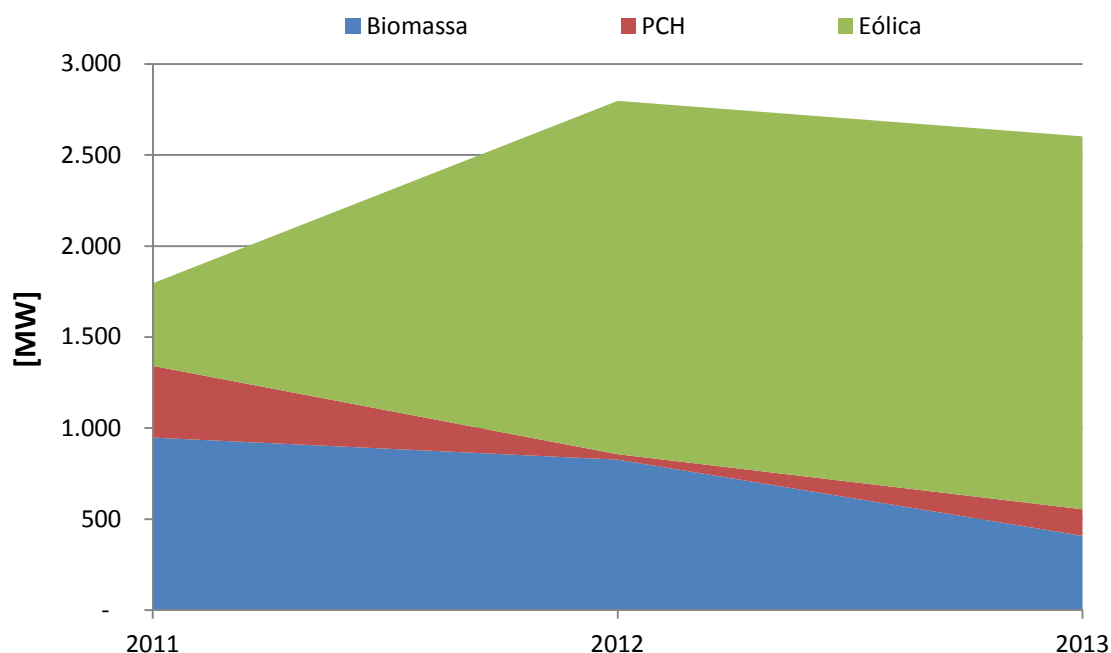


Figura 24 – Expansão das Fontes Alternativas entre 2011 e 2013 (MW)

### 3.3.4 Evolução da Capacidade de Armazenamento

A capacidade de armazenamento é uma importante variável para delimitar o nível de segurança energética do SIN, é responsável por auxiliar na minimização dos custos com combustíveis advindos da utilização de fontes térmicas, economicamente menos vantajosas, e aumentar a possibilidade do despacho hidrelétrico (limitada a dependência entre a decisão operativa presente e os custos operativos futuros). A Figura 25 demonstra o gráfico da evolução da capacidade de armazenamento do SIN segregada nos subsistemas Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

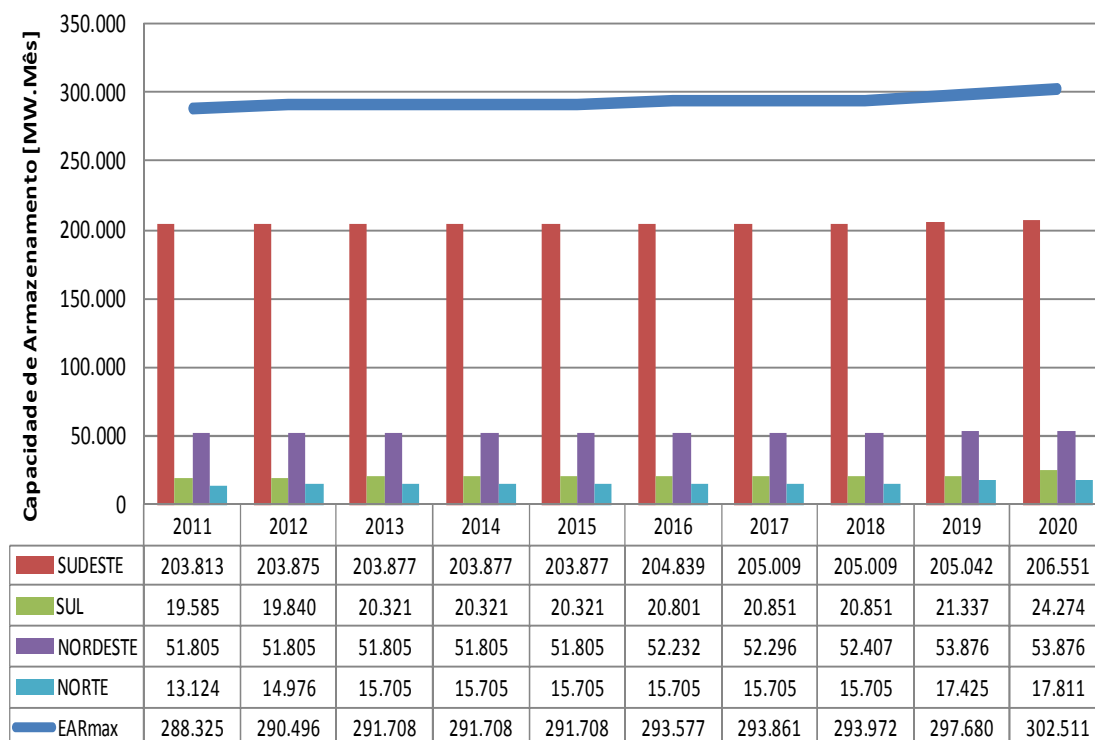


Figura 25 – Sistema Interligado Nacional (SIN) e Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte): Capacidade de Armazenamento (MW.Mês).

No início de 2011 a capacidade de armazenamento total do SIN, segregada entre os subsistemas e considerada pelo PDEE, encontrava-se na ordem de: Sudeste/Centro Oeste com 71%, Sul com 7%, Nordeste com 18% e Norte com 4%. Em 2020 está previsto pelo planejamento a elevação em termos percentuais de 6% na capacidade de armazenamento, que é demasiadamente inferior ao crescimento projetado para a expansão da capacidade instalada das usinas hidrelétricas, aproximadamente 40%.

A Figura 26 apresenta a evolução considerada pelo PDEE para a capacidade instalada frente à projeção do crescimento da capacidade de armazenamento máximo do SIN. Como resultado observa-se a redução da capacidade de regularização para o horizonte considerado pelo PDEE, o que por princípio contribuirá para o aumento da variabilidade do nível dos reservatórios ao longo de curtos ciclos hidrológicos.

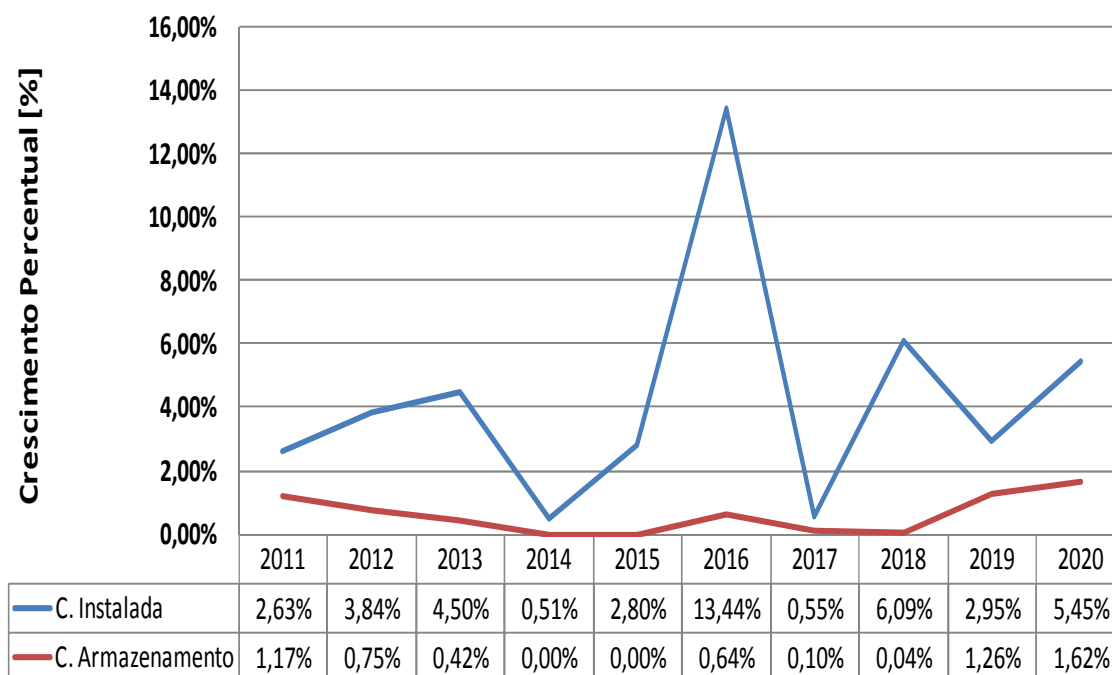


Figura 26 – Crescimento da Capacidade Instalada Máxima do Sistema Interligado Nacional (SIN) x Capacidade de Armazenamento Máxima [%].

### 3.3.5 Balanço Estático da Garantia Física do SIN

O Balanço Estático da Garantia Física do SIN auxilia a avaliação do equilíbrio estrutural entre a oferta e demanda de energia elétrica. Para esta avaliação é mantida constante a garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica, para o período em estudo.

A Figura 27 representa o Balanço Estático de Garantia Física do SIN considerando a Energia de Reserva. Para todo o horizonte em estudo contemplado pelo PDEE, o saldo apresentado pelo balanço estático de GF é positivo, na ordem de 6% a 11%, indicando uma condição de equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica para os próximos anos.

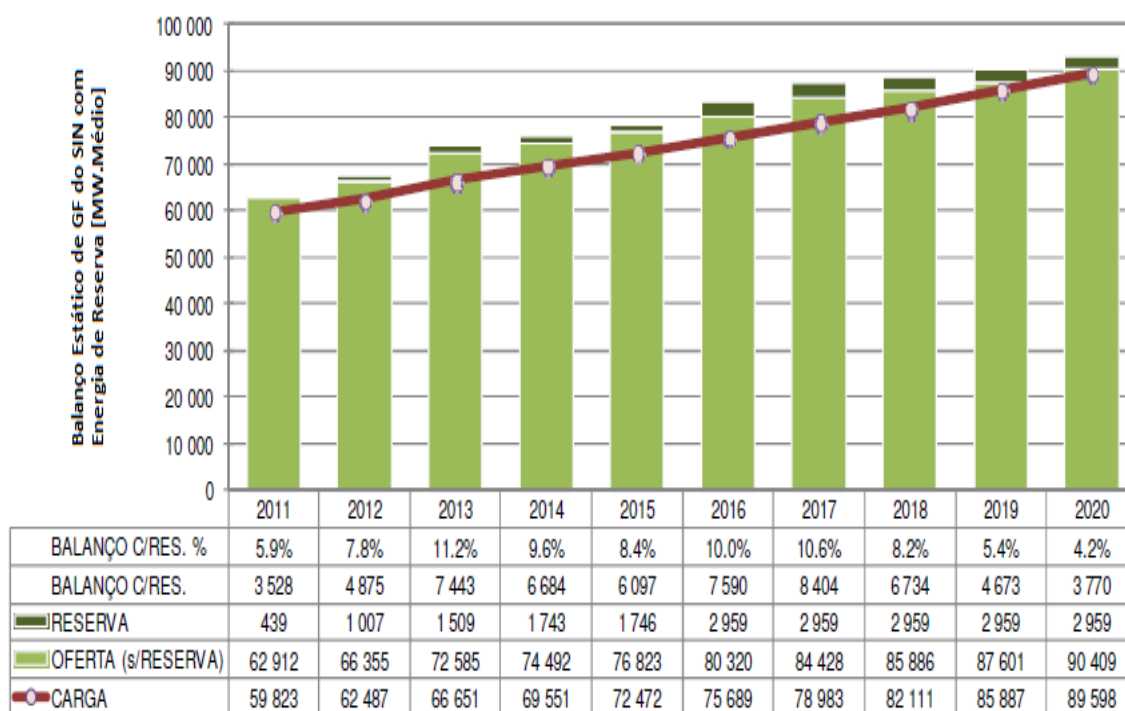


Figura 27 – Balanço Estático de Garantia Física do Sistema Interligado Nacional Considerando a Energia de Reserva (Fonte: EPE).

### 3.3.6 Custos Marginais de Operação (CMO)

O preço da energia elétrica para o mercado de curto prazo, Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), é determinado principalmente tendo como base as informações advindas do CMO, que é o custo de operação de um dado subsistema submetido a um incremento súbito de carga, sem a consideração de aumento na capacidade de geração.

A Figura 28 apresenta o gráfico comparativo do Custo Marginal de Expansão (CME) versus o CMO e observa-se que, no planejamento efetuado pelo PDEE, o critério econômico no qual o CMO deve ser igual ao CME (com uma tolerância de 3 R\$/MWh) é atendido.

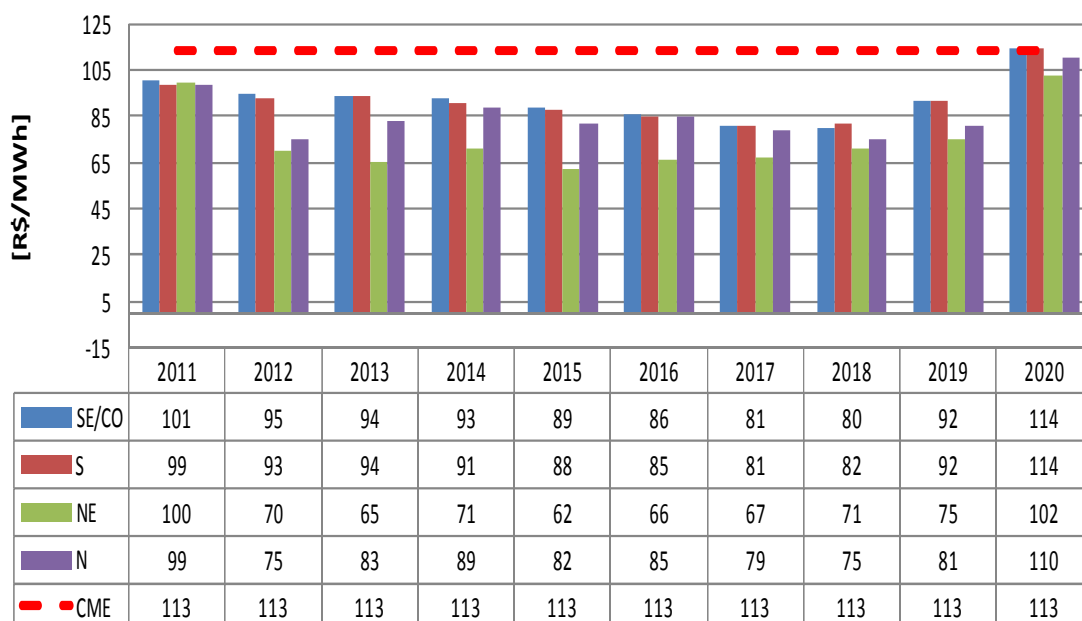


Figura 28 – Custo Marginal de Expansão (CME) e Custo Marginal de Operação (CMO) Segregado por Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte).

O CME de referência utilizado pelo PDEE tem o valor fixado em aproximadamente 113 R\$/MWh. A oscilação anual dos valores do CMO por submercado de energia advém das significativas entradas em operação (com motorização ao longo dos anos) de empreendimentos hidrelétricos de grande porte planejados neste PDEE.

### 3.3.7 Risco de Déficit de Energia

O Custo de Déficit é uma das variáveis de maior importância no despacho econômico e é representado de acordo com a profundidade do corte de carga, de forma que a partir da Resolução Homologatória N° 923, de 15 de dezembro de 2009, a função de custo pelo não suprimento de carga fica caracterizada da seguinte forma (ANEEL, 2009):

- Déficit de até 5% da carga custam 1.031,76 R\$/MWh;
- Déficit entre 5% e 10% da carga custam 2.225,84 R\$/MWh;
- Déficit entre 10% e 20% da carga custam 4.651,31 R\$/MWh;
- Déficit acima de 20% da carga custam 5.285,67 R\$/MWh.

O atendimento ao critério econômico de planejamento define que o CMO deve ser igual ao CME. A probabilidade de não atendimento ao mercado de energia elétrica nos subsistemas do SIN (Sudeste / Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte) é a caracterização do Risco de Déficit.

Para os estudos e simulações realizados a partir da consideração dos dados de entrada e premissas consideradas pelo PDEE, observou-se a manutenção do Risco de Déficit em patamares inferiores a 5%, atendendo, desta forma, o critério de segurança no abastecimento para todo o horizonte em estudo.

### 3.3.8 Atendimento à Demanda Máxima

Com relação ao critério de garantia de atendimento à demanda máxima é realizado um balanço de potência para todo o horizonte em estudo. Este balanço de potência reduz o número de subsistemas do PDEE aos tradicionais (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte) e considera os limites de transmissão para o patamar de carga pesada (horários em que se verificam picos de consumo). Desta forma, foram realizados balanços de potência para todas as séries do histórico de vazões, compreendendo o período entre 1931 e 2008.

Para o caso de referência, considerando o intercâmbio de potência entre as regiões, não houve a ocorrência de déficit. Considerando o caso com o mercado acrescido em 5% (demanda máxima instantânea com acréscimo de 5%) existe a ocorrência de déficit em apenas dois cenários críticos, a série de afluições de 1946 em outubro de 2019 e a série de afluições de 1945 em setembro de 2020.



## Capítulo 4

### Estudo de Caso e Simulações – UHE Jirau Modificada

Nesta última década, o modelo de planejamento para a expansão da oferta de energia elétrica no Brasil fez a opção por priorizar investimentos em empreendimentos hidrelétricos a fio d'água, baseando-se principalmente nos critérios socioambientais, em detrimento dos critérios técnicos. Esta característica em muito se justifica pela enorme dificuldade de tramitação e aprovação de projetos hidrelétricos que apresentem quaisquer impactos ambientais, mesmo que estes tenham sido planejados com alguma estratégia de mitigação. Logo, o que se vislumbra no médio e longo prazo, a partir dos atuais projetos aprovados e em discussão, são empreendimentos com baixo impacto ambiental, que mesmo assim sofrem grande pressão e resistência por parte de ambientalistas e de órgãos internacionais.

Desta forma, configura-se que muitas vezes projetos hidrelétricos com potencial para construção de reservatórios de regularização de vazões afluentes são abandonados, ou reestruturados para empreendimentos menores de usinas a fio d'água. Tais reestruturações não contribuem para o incremento da capacidade de armazenamento do SEB bem como deixam de melhorar a segurança energética no suprimento de energia. Um exemplo da prática deste tipo de estratégia são as usinas do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira (UHE Jirau e UHE Santo Antônio) e também o atual projeto da UHE Belo Monte.

Neste capítulo, em sequência, será estudada a alternativa hipotética do projeto da UHE Jirau possuir um reservatório com capacidade de regularização das vazões afluentes do Rio Madeira e então comparar-se-á esta alternativa modificada com o caso padrão onde a UHE Jirau é uma usina fio d'água sem reservatório de regularização (projeto oficial). Para este estudo será empregado o modelo computacional NEWAVE versão 16L e utilizado o *deck* de arquivos de entrada de dados do PDEE 2020 (EPE, 2011c).

## 4.1 Motivação do Estudo

É importante entender que quaisquer que sejam as formas escolhidas para a expansão do parque gerador de energia elétrica de um país, haverá impacto socioambiental de alguma magnitude. No entanto, para que o Brasil tenha assegurado um crescimento econômico com modicidade tarifária e segurança energética, é necessário planejar a expansão da geração no longo prazo observando as vantagens sistêmicas que cada projeto pode agregar.

Atualmente, muito se discute no cenário nacional quanto aos prejuízos e ganhos imputados ao SIN quando da priorização de empreendimentos hidrelétricos a fio d'água e sem capacidade de regularização de vazões afluentes. Tais empreendimentos têm sido priorizados devido às fortes barreiras socioambientais que hoje são constantes nos estudos de análises de viabilidade.

Inicia-se com isso um questionamento quanto ao ganho deturpado destas escolhas ambientalmente conservadoras em detrimento às escolhas mais tecnicamente vantajosas, como a construção de hidrelétricas com reservatório de regularização que contribuam para o aumento da capacidade de armazenamento do sistema e com a melhora da segurança energética do fornecimento de energia.

Portanto, as simulações seguintes buscam avaliar o real impacto da opção do planejamento da oferta pela geração hidráulica baseada em grandes usinas a fio d'água, em contrapartida a empreendimentos de usinas com reservatórios de regularização. A partir dos resultados encontrados para o caso da UHE Jirau Modificada (Jirau-M) em comparação com o caso base padrão (Jirau-P), buscar-se-á trazer a tona os ganhos que teriam sido agregados ao SIN caso a escolha desta expansão hidráulica tivesse sido feita com uma usina com reservatório.

## 4.2 Ajustes Realizados para Simulação

Para a simulação dos casos utiliza-se o *deck* de arquivos de referência do PDEE 2020 contido no sítio de arquivos públicos da EPE (EPE, 2011e). Ademais, com a finalidade de realizar-se uma análise comparativa entre os resultados todas as alternativas consideradas (Jirau-P e Jirau-M) foram modeladas com características básicas semelhantes no que se refere à simulação computacional executada pelo modelo NEWAVE, dentre as quais se podem citar principalmente as seguintes:

- Número de anos do estudo: 16 anos;
- Mês início pré-estudo: 05;
- Mês início do estudo: 05;
- Ano início do estudo: 2010;
- Número de anos pós-estudo: 5;
- Número máximo de iterações: 45;
- Número de simulações *forward*: 200;
- Número de aberturas: 20
- Número de séries sintéticas: 2000;
- Ordem máxima Par(p): 6;
- Ano inicial histórico: 1931.

Para a alternativa nomeada com Jirau-P (Jirau Padrão) não houveram quaisquer modificações para a realização da simulação e obtenção dos resultados. A motivação deste posicionamento é para que o caso padrão (Jirau-P) representasse de maneira fidedigna o *deck* oficial de arquivos de entrada utilizado para a simulação do PDEE. Já no caso dito como Jirau-M (Jirau Modificada) foram realizadas modificações nas características da UHE Jirau, a fim de que esta pudesse representar aproximadamente uma alternativa hipotética na qual o empreendimento tivesse sido projetado e construído contendo um reservatório de regularização das vazões afluentes do Rio Madeira.

Desta forma, para Jirau-M foram realizadas modificações no arquivo de entrada do modelo computacional NEWAVE *hidr.dat*. Este arquivo contém informações relativas às características das usinas hidrelétricas que congregam o SIN no horizonte de

planejamento. Assim, a UHE Jirau passa a ser simulada aproximadamente como uma usina contendo um reservatório capaz de regularizar as vazões mensais do Rio Madeira.

A seguir serão apresentadas tabelas contendo informações específicas a cerca dos dados de entrada da UHE Jirau, inicialmente para a alternativa padrão (Jirau-P) e posteriormente para o caso modificado (Jirau-M). Os valores representados nas tabelas para cada um dos casos em estudo, foram extraídos do arquivo de código binário *hidr.dat*.

#### 4.2.1 Alternativa Padrão: Jirau-P

**Tabela 8 – Dados de Entrada Representativos do Reservatório da UHE Jirau (Caso Jirau-P).**

<b>Regulação</b>	Diária
<b>Volume Máximo</b>	2.021 hm <sup>3</sup>
<b>Volume Mínimo</b>	2.021 hm <sup>3</sup>
<b>Cota Máxima</b>	90,00 m
<b>Cota Mínima</b>	90,00 m
<b>Volume de Referência</b>	2.021 hm <sup>3</sup>
<b>Volume Vertedouro</b>	2.021 hm <sup>3</sup>
<b>Volume Desvio</b>	0 hm <sup>3</sup>
<b>Vazão Mín. Histórica</b>	1.386 m/s
<b>Vazão Média</b>	24.300 m/s
<b>Canal de Fuga Médio</b>	74,2 m

A Tabela 8 apresenta os dados de entrada relativos às principais informações a cerca do reservatório da UHE Jirau para a alternativa padrão (Jirau-P). A caracterização da usina como fio d'água pode ser denotada pelo fato dos volumes mínimo e máximo serem iguais, não havendo assim diferenciações entre as cotas máxima e mínima.

**Tabela 9 – Coeficientes dos Polinômios Cota-Volume, Cota-Área e Jusante da UHE Jirau (Caso Jirau-P).**

Cota	A0	7,101458E+01	Área	B0	1,295650E+06	Jusante	C0	7,000383E+01
	A1	1,894026E-02		B1	-6,117993E+04		C1	7,496431E-07
x	A2	-6,573936E-06	x	B2	1,083832E+03	C2	1,268968E-08	
Volume	A3	9,154308E-10	Cota	B3	-8,538952E+00	C3	-2,778362E-13	
	A4	0,000000E+00		B4	2,525015E-02	C4	1,917174E-18	

A Tabela 9 apresenta os coeficientes dos três polinômios de quarto grau da UHE Jirau (Cota-Volume, Cota-Área e Jusante) para Jirau-P. O polinômio Cota-Volume calcula a altura da cota do reservatório em metros a partir do volume armazenado no reservatório em hectômetros cúbicos ( $\text{hm}^3$ ). O polinômio Cota-Área calcula a área alagada do reservatório em quilômetros quadrados ( $\text{km}^2$ ) com base no valor da altura da cota. O polinômio Jusante calcula a altura do canal de fuga em metros a partir da vazão deplecionada pela usina em metros por segundo (m/s) (MARCATO, 2002).

**Tabela 10 – Coeficientes de Evaporação da UHE Jirau (Caso Jirau-P).**

Evaporação Mensal	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
(mm/mês)	- 80	- 67	- 93	- 81	- 74	- 29	11	41	- 25	- 82	- 66	- 81

A Tabela 10 apresenta os índices mensais de evaporação da UHE Jirau para a alternativa padrão (Jirau-P). A partir destes coeficientes é possível calcular o Volume Evaporado, com o qual se pode encontrar a energia perdida através da evaporação da água pela exposição ao sol (MARCATO, 2002). O Volume Evaporado pode ser calculado a partir da seguinte equação:

$$VEVAP_i = 10^{-3} * AREA * CEVAP_i \quad (4.1)$$

Onde:

$VEVAP_i$  Volume Evaporado pela usina no mês  $i$  (hm<sup>3</sup>).

$AREA$  Área da superfície do reservatório (km<sup>2</sup>).

$CEVAP_i$  Coeficiente de Evaporação da usina no mês  $i$  (mm).

**Tabela 11 – Volume Perdido com Evaporação na UHE Jirau (Caso Jirau-P).**

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
VEVAP Máximo	- 21	- 18	- 24	- 21	- 19	- 8	3	11	- 7	- 21	- 17	- 21
VEVAP Mínimo	- 21	- 18	- 24	- 21	- 19	- 8	3	11	- 7	- 21	- 17	- 21

A Tabela 11 apresenta os valores dos volumes máximos e mínimos mensais perdidos com a evaporação da água através do cálculo considerando os coeficientes médios para Jirau-P. Observa-se que os valores evaporados máximo e mínimo são iguais, isto ocorre devido ao fato de que a usina é um projeto a fio d'água onde não acontece a variação entre as áreas máxima e mínima alagadas do reservatório (para usina fio d'água o volume máximo do reservatório é igual ao volume mínimo, resultando também na igualdade entre a área máxima e mínima).

Todas as usinas hidrelétricas participantes do SIN e despachadas centralizadamente possuem os polinômios de quarto grau (com coeficientes médios distintos) cota-volume, cota-área e jusante. A partir destes podem-se calcular os valores de altura da cota da superfície do reservatório, a área alagada do reservatório e a cota do canal de fuga da usina, de acordo com as equações a seguir (MARCATO, 2002):

- Polinômio Cota-Volume

$$COTA_{Vol} = \sum_{i=0}^4 (A_i * V^i) \quad (4.2)$$

$$COTA_{Vol} = A_0 + A_1 * V + A_2 * V^2 + A_3 * V^3 + A_4 * V^4$$

Onde:

$COTA_{Vol}$       Altura de Cota da Superfície do Reservatório (m).

$A_i$             Coeficiente do Polinômio Cota-Volume (índice variando entre 0 e 4).

$V$              Volume do Reservatório da Usina (hm<sup>3</sup>).

- Polinômio Cota-Área

$$COTA_{Área} = \sum_{i=0}^4 (B_i * COTA_{Vol}^i) \quad (4.3)$$

$$COTA_{Área} = B_0 + B_1 * COTA_{Vol} + B_2 * COTA_{Vol}^2 + B_3 * COTA_{Vol}^3 + B_4 * COTA_{Vol}^4$$

Onde:

$COTA_{Área}$       Área Alagada da Superfície do Reservatório (km<sup>2</sup>).

$B_i$             Coeficiente do Polinômio Cota-Área (índice variando entre 0 e 4).

$COTA_{Vol}$       Altura de Cota da Superfície do Reservatório (m).

- Polinômio Vazão-Nível Jusante

$$CANAL_{Fuga} = \sum_{i=0}^4 (C_i * V_{Dep}^i) \quad (4.4)$$

$$CANAL_{Fuga} = C_0 + C_1 * V_{Dep} + C_2 * V_{Dep}^2 + C_3 * V_{Dep}^3 + C_4 * V_{Dep}^4$$

Onde:

$CANAL_{Fuga}$  Altura da Cota do Canal de Fuga (m).

$C_i$  Coeficiente do Polinômio Jusante (índice variando entre 0 e 4).

$V_{Dep}$  Vazão Deplecionada do Reservatório (hm<sup>3</sup>).

**Tabela 12 – Valores Calculados pelos Polinômios da UHE Jirau (Caso Jirau-P).**

<b>Cota Máxima</b>	90,00 m
<b>Cota Mínima</b>	90,00 m
<b>Área Máxima</b>	261,82 km <sup>2</sup>
<b>Área Mínima</b>	261,82 km <sup>2</sup>
<b>Canal de Fuga Médio</b>	74,20 m
<b>Canal de Fuga Mínimo</b>	70,03 m
<b>Altura de Queda Bruta</b>	15,80 m

A Tabela 12 apresenta os valores calculados com os polinômios Cota-Volume, Cota-Área e Vazão-Nível Jusante para a UHE Jirau na alternativa padrão. A partir das características da usina é possível calcular os valores da Altura de Cota, Área Alagada do Reservatório e Altura do Canal de Fuga, além dos valores de Altura de Queda Bruta (que se calcula pela diferença entre a Altura da Cota Reservatório e a Altura do Canal de Fuga).



#### 4.2.2 Alternativa Modificada: Jirau-M

Assim como para o caso padrão (Jirau-P), para a alternativa modificada serão demonstradas as características da usina e as alterações efetuadas na base de arquivos de entrada para a simulação. Porém, serão suprimidas as equações nas quais se baseiam os cálculos da evaporação, dos polinômios e também a maior parte dos textos explicativos, a fim de se evitar a repetição e tendo por base que os anteriores continuam válidos.

Para a modelagem dos dados de entrada da alternativa modificada (Jirau-M) realizou-se uma busca na base de dados do arquivo *hidr.dat* com a finalidade de se encontrar usinas que apresentassem características semelhantes à usina de Jirau que se desejava aproximar na simulação. Com este objetivo definido, buscaram-se as usinas de potência próxima a UHE Jirau (3.300 MW) e que apresentassem um reservatório de regularização. Com esta parametrização e através de uma investigação nos dados das usinas do arquivo de código binário *hidr.dat*, foram selecionadas as usinas de Ilha Solteira (3.444 MW) e Itumbiara (2.280 MW) como bases para as modificações em Jirau.

Desta forma, os volumes: Máximo, de Referência, de Vertedouro da alternativa modificada (Jirau-M) foram valorados de acordo com a média dos dados de entrada da UHE Ilha Solteira e UHE Itumbiara. Para as características de Potência, Volume Mínimo e de Desvio, Vazão e Canal de Fuga Médio mantiveram-se os dados da alternativa padrão (Jirau-P), bem como para os valores dos coeficientes médios mensais de evaporação e os valores do polinômio Vazão-Nível Jusante. No ajuste das alturas de Cota Máxima e Cota Mínima realizaram-se os cálculos médio de Queda Bruta máxima e mínima entre as usinas de Ilha Solteira e Itumbiara e então estes valores foram somados às Cotas (Máxima e Mínima) da UHE Jirau-P.

A altura de Queda Bruta é calculada pela diferença entre as alturas de Cota e o Canal de Fuga. A formulação do cálculo da altura de Queda Bruta pode ser detalhada a partir das equações abaixo:

$$QUEDA_{Bruta} = COTA_{Vol} - CANAL_{Fuga} \quad (4.5)$$

Onde:

$QUEDA_{Bruta}$  Altura de Queda Bruta (m).

$COTA_{Vol}$  Altura de Cota da Superfície do Reservatório (m).

$CANAL_{Fuga}$  Altura da Cota do Canal de Fuga (m).

**Tabela 13 – Dados Base para Modificações em Jirau-M – UHE Ilha Solteira, UHE Itumbiara e UHE Jirau-P.**

<b>Posto</b>	34	31	285
<b>Usina</b>	Ilha Solteira	Itumbiara	Jirau-P
<b>Volume Mínimo</b>	8.232 hm <sup>3</sup>	4.573 hm <sup>3</sup>	2.021 hm <sup>3</sup>
<b>Volume Máximo</b>	21.060 hm <sup>3</sup>	17.027 hm <sup>3</sup>	2.021 hm <sup>3</sup>
<b>Potência</b>	3.444 MW	2.280 MW	3.300 MW
<b>Cota Máxima</b>	328 m	520 m	90 m
<b>Cota Mínima</b>	314 m	495 m	90 m
<b>Volume Referência</b>	21.060 hm <sup>3</sup>	17.027 hm <sup>3</sup>	2.021 hm <sup>3</sup>
<b>Volume Vertedouro</b>	15.543 hm <sup>3</sup>	6.916 hm <sup>3</sup>	2.021 hm <sup>3</sup>
<b>Volume Desvio</b>	8.232 hm <sup>3</sup>	0 hm <sup>3</sup>	0 hm <sup>3</sup>
<b>Canal de Fuga Médio</b>	281 m	436 m	74 m

A Tabela 13 apresenta os dados de entrada extraídos do arquivo de código binário *hidr.dat* para as usinas de Ilha Solteira, Itumbiara e Jirau-P, base para as modificações da alternativa modificada (Jirau-M).

Dado que os ajustes realizados impactavam diretamente nos valores dos coeficientes dos polinômios Cota-Volume e Cota-Área, tornou-se necessário também a realização do ajuste destes polinômios, para que estes refletissem corretamente os novos valores de

altura de Cota Máxima e Mínima, bem como valores realísticos de Área Máxima e Mínima Alagado do Reservatório.

Para os ajustes dos coeficientes dos polinômios utiliza-se um algoritmo que resolve sequencialmente dois problemas de Programação Linear (PL). A primeira etapa fixa os valores das alturas de Cota e Volumes (Máximos e Mínimos), desta forma definindo os novos coeficientes do polinômio Cota-Volume. Para a segunda etapa o algoritmo mantém fixas as alturas de Cota e as Áreas Alagadas do Reservatório (Máximas e Mínimas); para a Área Mínima considerou-se a mesma da UHE Jirau-P e para a definição da Área Máxima utilizou-se a Área Mínima da UHE Jirau-P multiplicada pela média da divisão entre a Área Máxima e Área Mínima das usinas de Ilha Solteira e Itumbiara. A seguir formula-se de maneira simplificada o algoritmo utilizado na definição dos coeficientes dos polinômios.

Para a primeira etapa:

$$\text{Min } Z_{COTA} = \sum_{i=0}^4 (A_i * V_{Max}^i) - COTA_{Max} \quad (4.6)$$

$$\sum_{i=0}^4 (A_i * V_{Min}^i) = COTA_{Min}$$

$$COTA_{Max} = 139,85$$

$$COTA_{Min} = 120,35$$

$$V_{Max} = 19.044$$

$$V_{Min} = 2.021$$

Para a segunda etapa:

$$\text{Max } Z_{AREA} = \sum_{i=0}^4 (B_i * COTA_{Max}^i) - AREA_{Max} \quad (4.7)$$

$$\sum_{i=0}^4 (B_i * COTA_{Min}^i) = AREA_{Min}$$

$$AREA_{Max} \leq 629,82$$

$$AREA_{Min} = 261,82$$

Onde:

- $COTA_{Max}$  Altura Máxima de Cota da Superfície do Reservatório (m).
- $COTA_{Min}$  Altura Mínima de Cota da Superfície do Reservatório (m).
- $A_i$  Coeficiente do Polinômio Cota-Volume (índice variando entre 0 e 4).
- $V_{Max}$  Volume Máximo do Reservatório da Usina (hm<sup>3</sup>).
- $V_{Min}$  Volume Mínimo do Reservatório da Usina (hm<sup>3</sup>).
- $AREA_{Max}$  Área Máxima Alagada da Superfície do Reservatório (km<sup>2</sup>).
- $AREA_{Min}$  Área Máxima Alagada da Superfície do Reservatório (km<sup>2</sup>).
- $B_i$  Coeficiente do Polinômio Cota-Área (índice variando entre 0 e 4).

**Tabela 14 - Dados de Entrada Representativos do Reservatório da UHE Jirau (Caso Jirau-M).**

<b>Regulação</b>	Mensal
<b>Volume Máximo</b>	19.044 hm <sup>3</sup>
<b>Volume Mínimo</b>	2.021 hm <sup>3</sup>
<b>Cota Máxima</b>	139,85 m
<b>Cota Mínima</b>	120,35 m
<b>Volume de Referência</b>	19.044 hm <sup>3</sup>
<b>Volume Vertedouro</b>	11.229 hm <sup>3</sup>
<b>Volume Desvio</b>	0 hm <sup>3</sup>
<b>Vazão Mín. Histórica</b>	1.386 m/s
<b>Vazão Média</b>	24.300 m/s
<b>Canal de Fuga Médio</b>	74,2 m

A Tabela 14 apresenta os dados de entrada relativos às principais informações a cerca do reservatório da UHE Jirau para a alternativa modificada (Jirau-M). A característica que denota a usina como possuidora de reservatório é a informação quanto à capacidade de regulação mensal, além da diferenciação entre o volume mínimo e máximo, o que resulta alterações nos valores da altura de cota máxima e mínima.

**Tabela 15 – Coeficientes dos Polinômios Cota-Volume, Cota-Área e Jusante da UHE Jirau (Caso Jirau-M).**

Cota	A0	7,101458E+01	Área	B0	1,295650E+06	Jusante	C0	7,000383E+01
	A1	1,894026E-02		B1	-6,117993E+04		C1	7,496431E-07
x	A2	-6,573934E-06	x	B2	1,083838E+03	C2	1,268968E-08	
Volume	A3	5,099682E-09	Cota	B3	-8,176093E+00	C3	-2,778362E-13	
	A4	-2,518831E-13		B4	2,202896E-02	C4	1,917174E-18	

A Tabela 15 apresenta os coeficientes dos três polinômios de quarto grau da UHE Jirau (Cota-Volume, Cota-Área e Jusante) para Jirau-M. Os valores dos coeficientes dos polinômios Cota-Volume e Cota-Área foram ajustados pelos algoritmos propostos anteriormente.

**Tabela 16 – Coeficientes de Evaporação da UHE Jirau (Caso Jirau-M).**

Evaporação Mensal	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
(mm/mês)	- 80	- 67	- 93	- 81	- 74	- 29	11	41	- 25	- 82	- 66	- 81

A Tabela 16 apresenta os índices mensais de evaporação da UHE Jirau para a alternativa modificada. Não foi adotada qualquer alteração nestes índices médios mensais, de maneira que correspondem exatamente aos mesmos da alternativa padrão.

**Tabela 17 – Volume Perdido com Evaporação na UHE Jirau (Caso Jirau-M).**

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>VEVAP Máximo</b>	- 50	- 42	- 59	- 51	- 47	- 18	7	26	- 16	- 52	- 42	- 51
<b>VEVAP Mínimo</b>	- 21	- 18	- 24	- 21	- 19	- 8	3	11	- 7	- 21	- 17	- 21

A Tabela 17 apresenta os valores dos volumes máximos e mínimos mensais perdidos com a evaporação da água com os coeficientes médios para a alternativa modificada. Observa-se que nesta alternativa os valores evaporados máximos e mínimos não são iguais, isto ocorre devido ao fato de que a usina está sendo representada como um projeto com reservatório, onde ocorre a variação entre as áreas máximas e mínimas mensais alagadas do reservatório, bem como dos volumes máximos e mínimos.

**Tabela 18 – Valores Calculados pelos Polinômios da UHE Jirau (Caso Jirau-M).**

<b>Cota Máxima</b>	139,85 m
<b>Cota Mínima</b>	120,35 m
<b>Área Máxima</b>	629,82 km <sup>2</sup>
<b>Área Mínima</b>	261,82 km <sup>2</sup>
<b>Canal de Fuga Médio</b>	74,20 m
<b>Canal de Fuga Mínimo</b>	70,03 m
<b>Altura de Queda Bruta</b>	65,65 m

A Tabela 18 apresenta os valores calculados com os polinômios Cota-Volume, Cota-Área e Vazão-Nível Jusante para a UHE Jirau na alternativa modificada. A partir das características da usina é possível calcular os valores da Altura de Cota, Área Alagada do Reservatório e Altura do Canal de Fuga, além dos valores de Altura de Queda Bruta.

### 4.3 Resultados Alcançados nas Simulações

Com a comparação dos resultados das simulações espera-se adicionar dados que permitam analisar uma perspectiva diferente da adotada atualmente pelo governo brasileiro quanto ao modelo de expansão baseado principalmente em grandes empreendimentos hidrelétricos que não possuem reservatórios de regularização agregados à seus projetos (usinas a fio d'água).

Adiante serão demonstradas tabelas de resultados advindos das simulações padrão (Jirau-P) e modificada (Jirau-M). É importante salientar que para a simulação dos casos foram realizadas alterações apenas nas características da UHE Jirau. Assim, permanecem constantes todas as demais informações que compõem a formatação do estudo para o PDEE (premissas macroeconômicas, crescimento da demanda, interligações entre os subsistemas, expansão da oferta, e etc.).

#### 4.3.1 Custo de Operação das Séries Simuladas

O problema de otimização clássico de despacho hidrotérmico envolve necessariamente a minimização de duas variáveis de maior representatividade: o custo com a geração térmica e o custo pelo não suprimento de determinada parcela do mercado de energia (custo de déficit). No entanto, o modelo NEWAVE é mais abrangente na penalização das restrições não atendidas, considerando assim mais variáveis na composição do custo de operação das séries simuladas pelo modelo.

**Tabela 19 – Custo de Operação das Séries Simuladas (\$10<sup>6</sup>) para Alternativa Jirau-P.**

<b>CUSTO DE OPERAÇÃO DAS SÉRIES SIMULADAS (\$10<sup>6</sup>)</b>			
<b>Parcela</b>	<b>Jirau-P</b>		
	<b>V. Esperado</b>	<b>D. Padrão</b>	<b>%</b>
Geração Térmica	52.399,10	393,78	77,13
Déficit	8.255,82	537,56	12,15
Vertimento	0,89	0,00	0,00
Excesso de Energia	0,00	0,00	0,00
Violação Car	0,00	0,00	0,00
Viol. Outros Usos	7.262,04	107,35	10,69
Violação Evmin	0,00	0,00	0,00
Intercâmbio	15,74	0,01	0,02
Viol. Interc. Min.	0,00	0,00	0,00
Vert. Fio N. Turb.	0,35	0,00	0,00

A Tabela 19 apresenta os custos de operação das séries simuladas para a alternativa padrão (Jirau-P), destaca-se a representatividade do custo da geração térmica, sendo responsável por aproximadamente 77% do custo de operação.



**Tabela 20 – Custo de Operação das Séries Simuladas (\$10<sup>6</sup>) para Alternativa Jirau-M.**

<b>CUSTO DE OPERAÇÃO DAS SÉRIES SIMULADAS (\$10<sup>6</sup>)</b>			
<b>Parcela</b>	<b>Jirau-M</b>		
	<b>V. Esperado</b>	<b>D. Padrão</b>	<b>%</b>
Geração Térmica	44.857,28	322,96	78,27
Déficit	5.608,30	455,88	9,79
Vertimento	1,36	0,00	0,00
Excesso de Energia	0,00	0,00	0,00
Violação Car	0,00	0,00	0,00
Viol. Outros Usos	6.828,26	109,47	11,91
Violação Evmin	0,00	0,00	0,00
Intercâmbio	16,10	0,01	0,03
Viol. Interc. Mín.	0,00	0,00	0,00
Vert. Fio N. Turb.	0,27	0,00	0,00

A Tabela 20 apresenta os custos de operação das séries simuladas para a alternativa modificada (Jirau-M), destaca-se o decréscimo dos valores observados em comparação com a alternativa padrão. Ademais, como esperado a geração térmica continua com a de maior representatividade entre as variáveis que compõem o custo da operação, sendo responsável por aproximadamente 78%.

### 4.3.2 Custos Marginais de Operação por Subsistema

O CMO é definido como a variação do custo operativo necessário para atender um MWh adicional de demanda, utilizando os recursos existentes, ou seja, o custo por MWh produzido no qual se incorre para atender a um acréscimo de carga no sistema. O CMO é obtido a partir do resultado do despacho hidrotérmico ótimo do sistema elétrico para o período em estudo e pode ser obtido por patamar de carga e submercado. A entrada de dados do PDEE segrega o SIN em dez subsistemas, de maneira que a seguir os custos marginais de operação serão exibidos para estes mesmos subsistemas.

**Tabela 21 – Custos Marginais de Operação (\$/MWh) por Subsistema para Alternativa Jirau-P.**

CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO (\$/MWh) POR SUBSISTEMA										
Ano	Jirau-P									
	Paraná	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	Itaipu	AC-RO	Manaus-AP	B.Monte	TPires-Tap
2010	82,40	82,40	82,11	79,39	82,22	81,78	486,16	0,00	0,00	0,00
2011	99,17	99,18	97,00	96,15	97,82	98,93	147,19	0,00	0,00	0,00
2012	93,31	93,31	91,09	70,82	79,24	93,23	18,53	0,00	0,00	0,00
2013	98,02	98,02	96,48	65,66	85,10	97,95	97,86	85,11	85,11	0,00
2014	90,21	90,22	87,96	69,63	85,60	90,11	90,21	85,61	85,60	0,00
2015	89,18	89,18	88,82	61,81	83,27	89,10	89,18	83,27	83,27	89,18
2016	87,92	87,92	88,68	64,81	86,73	87,90	87,92	86,73	86,72	87,92
2017	82,64	82,64	82,63	65,96	79,94	82,49	81,61	79,94	79,93	82,64
2018	88,26	88,26	87,40	71,76	82,66	88,25	78,56	82,66	82,66	88,26
2019	97,39	97,39	99,33	75,99	85,72	97,40	87,58	85,72	85,72	97,39
2020	118,14	118,14	120,54	105,71	115,11	118,62	112,60	115,11	115,11	118,14
2021	105,53	105,54	108,54	93,66	101,96	105,76	100,54	101,97	101,96	105,46
2022	105,54	105,54	105,50	99,11	103,26	105,44	98,76	103,27	103,26	105,31
2023	95,43	95,44	96,13	92,68	93,08	95,44	69,37	93,08	93,07	95,43
2024	101,81	101,82	102,46	99,57	100,56	101,88	81,23	100,56	100,56	101,81
2025	102,36	102,36	102,93	103,09	102,10	102,43	75,41	102,10	102,09	102,36

A Tabela 21 apresenta o CMO por subsistema para Jirau-P. Aos quatro subsistemas clássicos (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro Oeste), adotou-se a seguinte representação para os demais subsistemas: o Paraná é formado pelas usinas que compõem a bacia deste rio; separaram-se as usinas de Itaipu e Belo Monte em subsistemas próprios; compõem subsistemas próprios também as interligações dos sistemas Acre/Rondônia e Manaus/Amapá; também foi agregado em um subsistema a parte as usinas hidrelétricas dos rios Tapajós, Jamanxim e Teles Pires (conectadas ao SIN a partir de 2015).

**Tabela 22 – Custos Marginais de Operação (\$/MWh) por Subsistema para Alternativa Jirau-M.**

CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO (\$/MWh) POR SUBSISTEMA										
Ano	Jirau-M									
	Paraná	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	Itaipu	AC-RO	Manaus-AP	B.Monte	TPires-Tap
2010	84,16	84,17	83,16	79,26	82,90	84,00	483,64	0,00	0,00	0,00
2011	99,07	99,07	97,45	95,97	97,06	98,89	141,68	0,00	0,00	0,00
2012	88,89	88,89	87,13	65,43	72,22	88,84	18,09	0,00	0,00	0,00
2013	87,20	87,20	87,17	56,82	74,75	87,16	84,86	74,76	74,76	0,00
2014	70,52	70,53	69,58	55,82	67,12	70,48	70,52	67,13	67,12	0,00
2015	64,66	64,66	64,21	46,68	61,38	64,64	64,66	61,38	61,38	64,66
2016	56,70	56,70	58,23	43,75	55,22	56,73	56,70	55,22	55,22	56,70
2017	47,61	47,62	48,71	41,78	46,38	47,60	29,68	46,38	46,38	47,61
2018	46,87	46,88	50,10	42,64	44,32	46,86	11,19	44,32	44,32	46,87
2019	51,38	51,38	53,97	44,27	45,21	51,38	16,68	45,21	45,20	51,38
2020	66,42	66,42	67,35	61,69	64,86	66,59	31,39	64,87	64,86	66,42
2021	60,41	60,41	61,58	56,74	59,15	60,44	32,59	59,15	59,15	60,24
2022	61,71	61,71	61,64	60,83	60,94	61,73	8,05	60,94	60,94	61,62
2023	56,69	56,69	57,02	56,84	55,68	56,78	2,18	55,68	55,68	56,69
2024	58,95	58,95	59,57	61,36	58,87	59,25	2,81	58,88	58,87	58,95
2025	59,93	59,94	60,65	63,24	60,46	60,35	0,01	60,46	60,46	59,93

A Tabela 22 apresenta o CMO por subsistema para Jirau-M. A partir da análise dos valores da tabela acima se percebe uma considerável queda nos valores do CMO para todos os subsistemas e em todo o horizonte em estudo.

### 4.3.3 Risco Anual de Déficit

O risco anual de déficit mede a segurança energética do sistema projetado pelo planejamento. A busca por percentuais de risco menores provoca o maior despacho térmico para manutenção dos níveis dos reservatórios em patamares aceitáveis, minimizando o risco de não suprimento futuro de energia. Os despachos fora da ordem de mérito econômico contribuem para o aumento dos custos totais de operação.

**Tabela 23 – Risco Anual de Déficit (%) para Alternativa Jirau-P.**

RISCO ANUAL DE DEFICIT (%)										
Ano	Jirau-P									
	Paraná	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	Itaipu	AC-RO	Manaus-AP	B.Monte	TPires-Tap
2010	0,00	0,10	0,45	0,90	0,10	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00
2011	0,00	2,05	1,60	1,80	1,35	0,00	1,30	0,00	0,00	0,00
2012	0,00	3,05	2,30	0,80	1,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2013	0,00	2,60	2,30	0,00	1,05	0,00	0,00	1,55	0,00	0,00
2014	0,00	2,00	1,30	0,00	0,75	0,00	0,00	1,70	0,00	0,00
2015	0,00	3,20	3,75	0,00	1,50	0,00	0,05	2,85	0,00	0,00
2016	0,00	3,85	5,55	0,00	1,50	0,00	0,05	1,85	0,00	0,00
2017	0,00	3,55	2,55	0,00	1,00	0,00	0,00	0,95	0,00	0,00
2018	0,00	3,15	1,25	0,00	2,50	0,00	0,00	2,25	0,00	0,00
2019	0,00	3,25	3,40	0,20	1,45	0,00	0,10	1,65	0,00	0,00
2020	0,00	3,50	3,90	0,30	1,50	0,00	0,05	2,05	0,00	0,00
2021	0,00	2,70	2,90	0,30	1,00	0,05	0,10	1,55	0,00	0,00
2022	0,00	2,55	3,75	0,75	1,35	0,00	0,00	1,65	0,00	0,00
2023	0,00	2,25	3,10	0,90	0,90	0,00	0,10	1,25	0,00	0,00
2024	0,00	2,50	2,80	1,60	2,00	0,00	0,25	2,20	0,00	0,00
2025	0,00	2,60	2,60	1,95	1,90	0,05	0,10	2,45	0,00	0,00

A Tabela 23 apresenta o Risco de Déficit Anual por subsistema para a alternativa padrão (Jirau-P). Novamente a informação está segregada entre os dez subsistemas adotados para a simulação do PDEE.

**Tabela 24 - Risco Anual de Déficit (%) para Alternativa Jirau-M.**

RISCO ANUAL DE DEFICIT (%)										
Ano	Jirau-M									
	Paraná	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	Itaipu	AC-RO	Manaus-AP	B.Monte	TPires-Tap
2010	0,00	0,15	0,30	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2011	0,00	2,40	1,85	1,75	1,50	0,00	0,75	0,00	0,00	0,00
2012	0,00	3,45	2,35	0,70	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2013	0,00	2,50	2,95	0,00	1,15	0,00	0,00	1,80	0,00	0,00
2014	0,00	1,80	1,90	0,00	0,50	0,00	0,00	1,40	0,00	0,00
2015	0,00	2,40	2,05	0,00	1,40	0,00	0,00	2,20	0,00	0,00
2016	0,00	2,90	4,35	0,00	1,05	0,00	0,00	1,35	0,00	0,00
2017	0,00	1,45	1,80	0,00	0,35	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00
2018	0,00	0,85	2,40	0,00	0,50	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00
2019	0,00	1,15	3,30	0,05	0,50	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00
2020	0,00	1,65	1,55	0,20	0,70	0,00	0,00	0,70	0,00	0,00
2021	0,00	1,15	1,35	0,05	0,35	0,00	0,00	0,65	0,00	0,00
2022	0,00	1,85	1,65	0,60	0,60	0,05	0,00	0,75	0,00	0,00
2023	0,00	1,50	1,40	0,70	0,80	0,00	0,00	0,85	0,00	0,00
2024	0,00	2,00	1,55	1,25	1,15	0,05	0,00	1,30	0,00	0,00
2025	0,00	1,55	1,65	1,40	1,35	0,05	0,00	1,65	0,00	0,00

A Tabela 24 apresenta o Risco de Déficit Anual por subsistema para a alternativa modificada (Jirau-M). Observando os valores da tabela acima, podemos perceber uma sensível queda do risco de déficit entre os subsistemas. Ademais, passa-se a respeitar o critério de segurança no atendimento ao mercado durante todo o horizonte em estudo, no qual o risco de déficit deverá ser menor que 5%.

## Capítulo 5

### Considerações e Análise de Resultados

#### 5.1 O Panorama do Horizonte de Planejamento

O acréscimo de potência instalada das novas usinas hidrelétricas previstas pelo PDEE (EPE, 2011c) entre o período de 2011 a 2020 é de aproximadamente 40,3 GW, porém somente uma parte desta oferta constante na configuração em 2020 agrega energia armazenável ao sistema. A maioria das usinas hidrelétricas viáveis para este período está localizada na Região Norte, que apresenta o potencial inexplorado acima dos 80%, mas que devido as fortes restrições socioambientais do atual cenário brasileiro, não há previsão de implantação de usinas com reservatórios de regularização das vazões afluentes.

Uma maior participação de usinas hidrelétricas de grande porte sem reservatórios de acumulação, conhecidas como usinas “a fio d’água”, implica em consequências diversas para a operação do SIN, dentre as quais podem ser citadas: menor manobra para controle de cheias; maior exigência das atuais usinas hidrelétricas do sistema com capacidade de regularização, podendo gerar fortes alterações no nível dos reservatórios ao longo do ano; e maior despacho termelétrico para atender às exigências sazonais da carga, que não poderão ser atendidas pelo armazenamento hidráulico (despacho fora da ordem de mérito).

Além disso, vários impactos comerciais podem ser vislumbrados neste horizonte de estudo, tais como: a maior volatilidade do mercado de energia elétrica em períodos de baixa afluência, acarretando grandes variações no PLD em curtos espaços de tempo; aumento dos riscos hidrológicos de usinas participantes do Mecanismo de Regularização de Energia (MRE); e maior despacho de usinas termelétricas por ordem de mérito econômico. Estes impactos comerciais serão sentidos tanto pelo Mercado Livre quanto pelo Mercado Regulado de energia elétrica, já que afetam variáveis importantes de formação de preços e custos de ambos os mercados.

## 5.1 Expansão da Oferta de Energia

O baixo índice de aproveitamento do potencial hidrelétrico da bacia Amazônica indica uma tendência na concentração de novos projetos hidrelétricos nessa região. Todavia, esta bacia apresenta uma acentuada sazonalidade nas vazões afluentes, que acoplada ao não investimento em empreendimentos com reservatório de regularização implica em uma acentuada sazonalidade da oferta hidrelétrica.

A Tabela 25 considera informações obtidas para o parque gerador hidrelétrico brasileiro existente, bem como para o acréscimo considerado na expansão indicativa de usinas hídricas para o horizonte de 2011 até 2025 (expansão ainda não contratada), como é disponibilizado no *deck* de arquivos do NEWAVE (CEPEL, 2001), fornecido pela EPE em seu sitio de arquivos (EPE, 2011e). A partir da análise da relação Área/Pot, definida pela divisão da área máxima dos reservatórios (km<sup>2</sup>) pela potência instalada total das usinas (GW), observa-se que para o período de 2011 a 2025 ocorre um alto decréscimo deste índice (32%), o que é provocado pela expansão do parque gerador hidrelétrico brasileiro estar principalmente fundamentada em novos projetos de usinas sem reservatório, usinas a fio d'água.

**Tabela 25 – Resultados Obtidos para a Área Máxima dos Reservatórios e Potência (GW) do Parque Gerador Hidrelétrico Brasileiro.**

Usinas Hidrelétricas	Potência (GW)	Área (km <sup>2</sup> )	Área/Pot (km <sup>2</sup> /GW)
Existente	81,5	13.825	170
Expansão	61,9	2.750	44
<b>Total</b>	<b>143,4</b>	<b>16.575</b>	<b>116</b>

A Tabela 26 mostra a expansão indicativa hidráulica de usinas com potência acima de 500 MW que apresentam reservatórios de regularização. Essas usinas representam um percentual de 14% da expansão indicativa no PDEE. As usinas estão localizadas fisicamente na Região Norte, no entanto, 93,8% da potência dessas hidrelétricas será

disponibilizada no Subsistema Sudeste/Centro Oeste, enquanto apenas 7,2% será alocada no próprio Subsistema Norte.

**Tabela 26 – Resultados Obtidos para a Área Máxima dos Reservatórios e Potência (GW) – Considerando as Usinas da Expansão Indicativa e com Reservatório.**

Usinas Hidrelétricas	Sub.	Reg.	Pot. (MW)	Área (km <sup>2</sup> )	Área /Pot
Cachoeira Patos	SE	N	528	41	78
Sumauma	N	N	537	11	21
Cachoeira do Cai	SE	N	802	92	114
Jamanxim	SE	N	881	5	5
São Luiz Tapajós	SE	N	5.920	14	2

A Tabela 27 mostra as usinas com expansão indicativa hidráulica que apresentam potência superior a 500 MW, mas que, no entanto não possuem reservatório de regularização, sendo denominadas usinas fio d'água. Estas hidrelétricas possuem representatividade de 50% da expansão indicativa para o SIN e apesar de 93% estarem localizadas fisicamente na Região Norte, essas usinas terão 46% da sua potência disponibilizada no Subsistema Sudeste/Centro Oeste, enquanto os 54% restantes serão alocados no Subsistema Norte.



**Tabela 27 – Resultados Obtidos para a Potência (GW) – Considerando as Usinas da Expansão Indicativa a Fio d'Água.**

Usinas Hidrelétricas	Sub.	Reg	Pot. (MW)	Área (km <sup>2</sup> )	Área /Pot
Erikpatsa	SE	N	583	-	FIO
Tucumã	SE	N	633	-	FIO
São Manoel	SE	N	700	-	FIO
Bem querer	N	N	708	-	FIO
Itapiranga	S	S	725	-	FIO
Santa Isabel	N	N	1.087	-	FIO
Escondido	SE	N	1.248	-	FIO
Serra Quebrada	N	N	1.328	-	FIO
Salto Augusto B.	SE	N	1.461	-	FIO
Marabá	N	N	2.160	-	FIO
Jatobá	SE	N	2.336	-	FIO
Chacorão	SE	N	3.335	-	FIO
São Simão Alto	SE	N	3.509	-	FIO
Belo Monte	N	N	11.000	-	FIO

Comparativamente, observa-se que a expansão indicativa de grandes usinas a fio d'água é 3,6 vezes maior que a expansão para usinas com reservatório. Esta opção representa uma diminuição significativa da relação área de reservatório por potência, que pode ser entendido também como diminuição da capacidade de regularização do SEB.

As grandes usinas hidrelétricas consideradas nas Tabelas 26 e 27 são responsáveis por 64% de toda a expansão indicativa do SIN. A ampla concentração de novos projetos hidrelétricos na Região Norte comprova a tendência denotada pelo SIPOT (ELETROBRAS, 2011a), que apresenta esta região como a de maior potencial hidráulico a ser explorado.

## 5.2 Capacidade de Armazenamento

No passado, o SEB possuía a característica de regularização plurianual dos reservatórios, que era conferida pela alta capacidade de armazenamento dos reservatórios frente à necessidade de atendimento do mercado de energia.

A capacidade de armazenamento dos reservatórios é uma variável do sistema elétrico que está diretamente relacionada à disponibilidade de energia a qual um dado sistema está limitado. Desta forma, em um cenário de longo prazo, o intercâmbio energético entre os Subsistemas é de suma importância na determinação da segurança operacional do SEB. De acordo com o cronograma de entrada em operação do PDEE, pode-se calcular o aumento de capacidade de armazenamento do SIN.

A Figura 29 apresenta a representação histórica, para os últimos 10 anos (2001 a 2010), da evolução da capacidade de armazenamento máxima do SIN, bem como a projeção de crescimento desta mesma capacidade de armazenamento para os próximos 10 anos (2011 a 2020), utilizada no planejamento do PDEE.

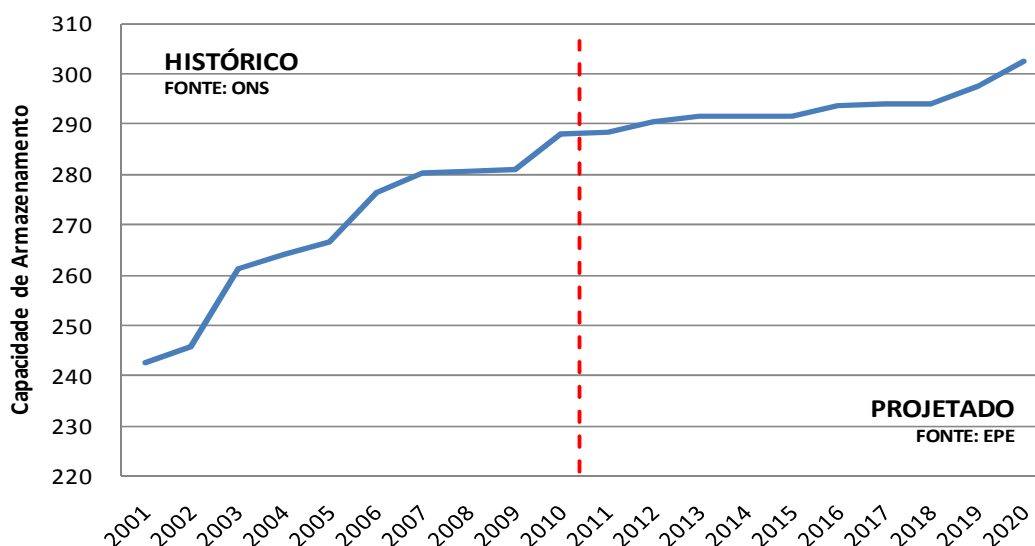


Figura 29 – Capacidade de Armazenamento Máxima (GW.Médio) para o SIN.

A partir da análise do gráfico da Figura 29, pode-se verificar o impacto da política ambiental sobre o licenciamento de grandes empreendimentos de geração hidrelétrica: considerável crescimento da capacidade instalada e baixa (ou nenhuma) expansão da

capacidade de armazenamento máxima. No período de 2011 a 2020, a capacidade de armazenamento máxima receberá um incremento de apenas cerca de 4,5%, enquanto a potência nominal total do SIN aumentará aproximadamente 48%. A Tabela 28 apresenta a evolução percentual da capacidade de armazenamento do SIN e subsistemas, com destaque para a região Sudeste/Centro Oeste, responsável por cerca de 70% de toda a capacidade nacional.

**Tabela 28 – Evolução da Energia Armazenável (EARmax), SIN e Subsistemas [%].**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
EARmax %	1,41%	0,75%	0,42%	0,00%	0,00%	0,64%	0,10%	0,04%	1,26%	1,62%
SE/CO	70,69%	70,18%	69,89%	69,89%	69,89%	69,77%	69,76%	69,74%	68,88%	68,28%
S	6,79%	6,83%	6,97%	6,97%	6,97%	7,09%	7,10%	7,09%	7,17%	8,02%
NE	17,97%	17,83%	17,76%	17,76%	17,76%	17,79%	17,80%	17,83%	18,10%	17,81%
N	4,55%	5,16%	5,38%	5,38%	5,38%	5,35%	5,34%	5,34%	5,85%	5,89%

As Figuras 30, 31, 32 e 33 apresentam as energias armazenáveis máximas dos subsistemas brasileiros Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Destaque para a capacidade de armazenamento máxima dos subsistemas que permanece praticamente estável durante todo o período em estudo, isto ocorre devido ao novo modelo de expansão do SEB, através de projetos sem capacidade de regularização dos reservatórios dos empreendimentos hidrelétricos.

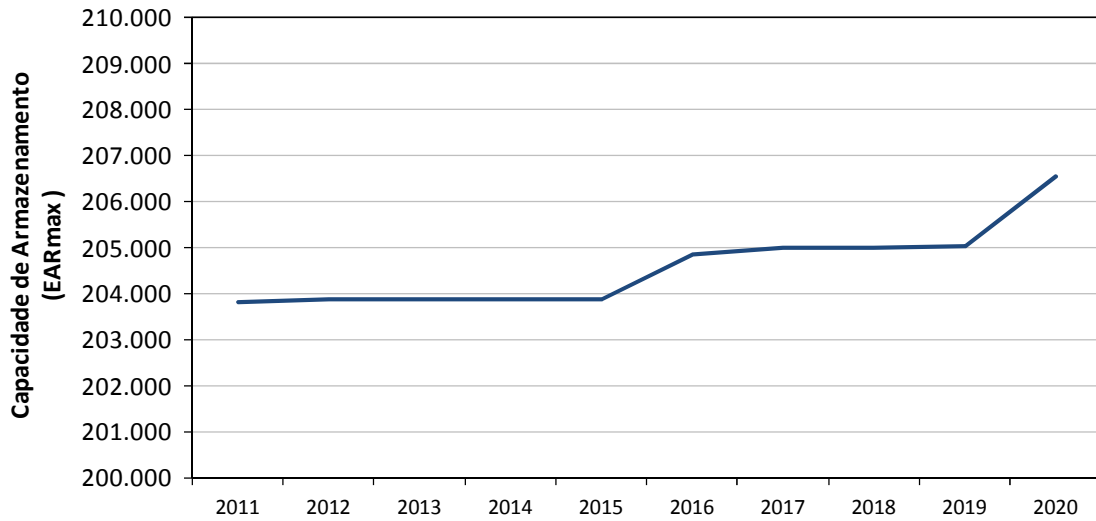


Figura 30 – Capacidade de Armazenamento, Energia Armazenável Máxima (EARmax) do Subsistema Sudeste/Centro Oeste (MW.mês)

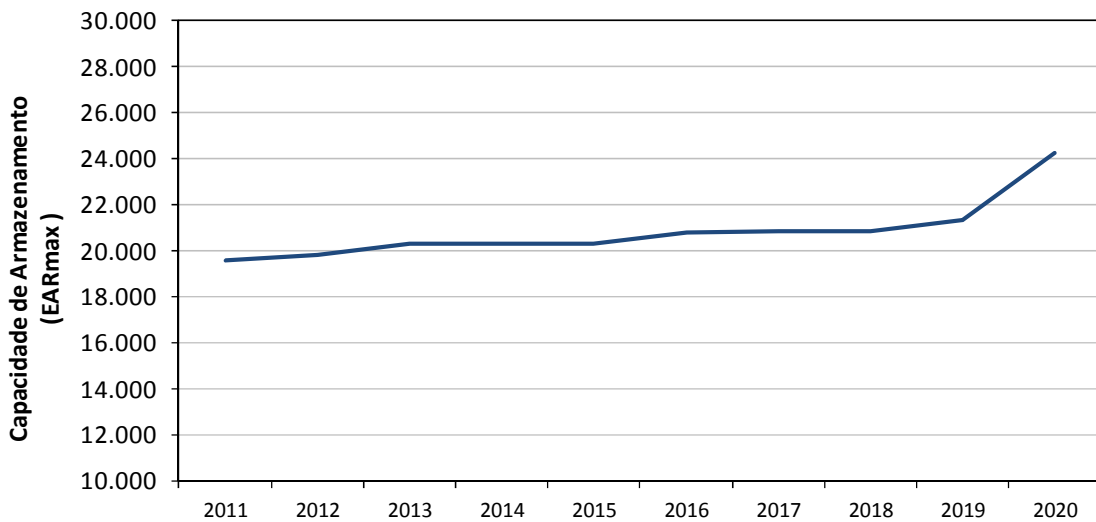


Figura 31 – Capacidade de Armazenamento, Energia Armazenável Máxima (EARmax) do Subsistema Sul (MW.mês)

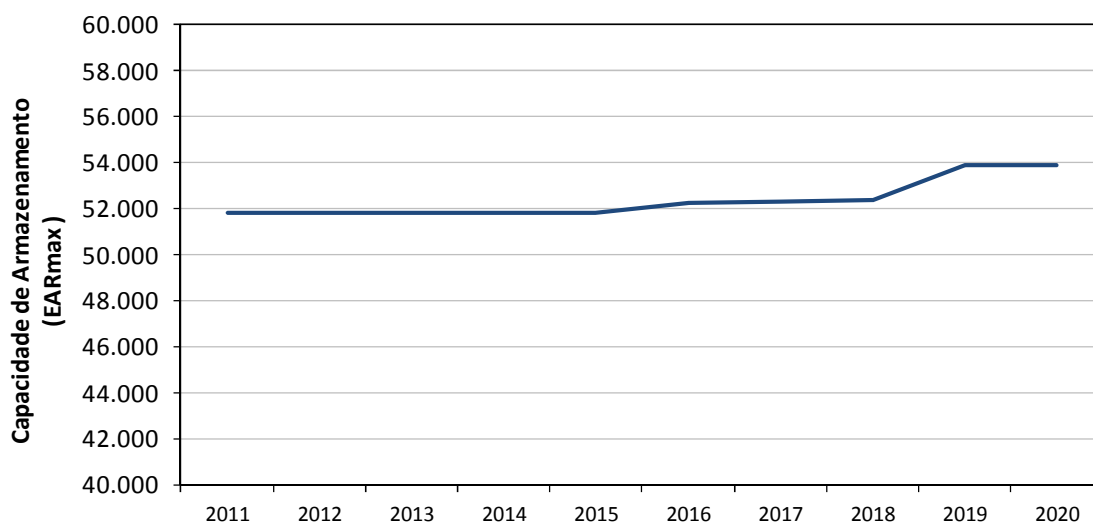


Figura 32 – Capacidade de Armazenamento, Energia Armazenável Máxima (EARmax) do Subsistema Nordeste (MW.mês)

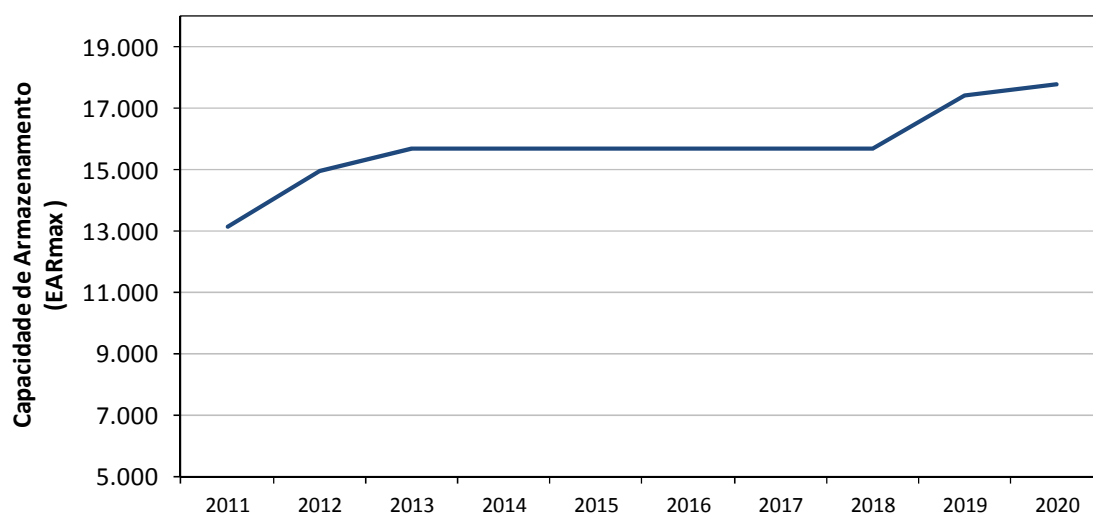


Figura 33 – Capacidade de Armazenamento, Energia Armazenável Máxima (EARmax) do Subsistema Norte (MW.mês)

O baixo índice de crescimento da capacidade de armazenamento frente ao crescimento contínuo da carga implica na diminuição do nível de regularização dos reservatórios, podendo elevar os custos para operação do SEB, devido a maior vulnerabilidade operacional do SIN em anos de afluências abaixo da média, que provocará o deplecionamento dos reservatórios e despacho termelétrico fora da ordem de mérito econômico.

### 5.3 Grau de Regularização

A segurança eletroenergética do SIN, com o passar dos anos se torna cada vez mais dependente da energia armazenada nos reservatórios, que é uma das variáveis de estado mais importante no tocante a garantia de atendimento ao mercado futuro de energia elétrica. Os principais fatores determinantes para esta característica são oriundos das propriedades de estocasticidade das afluições nas bacias brasileiras e da gradativa perda da capacidade de regularização plurianual dos reservatórios das usinas hidrelétricas nacionais.

O Grau de Regularização dos Reservatórios é dado pela divisão da Capacidade de Armazenamento Máximo (MW.Médio) pelo Mercado Total (MW.Médio). As Tabelas 29, 30, 31 e 32 apresentam os cálculos do grau de regularização por submercado (Sudeste/ Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte).

**Tabela 29 – Energia Armazenável Máxima (GW.Mês) X Mercado (GW.Médio):  
Grau de Regularização do Subsistema Sudeste/Centro Oeste.**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Mercado</b>	37,0	38,7	40,6	42,2	43,9	45,5	47,2	49,0	51,0	52,9
<b>EARmax</b>	203,8	203,9	203,9	203,9	203,9	204,8	205,0	205,0	205,0	206,6
<b>GRR</b>	5,5	5,3	5,0	4,8	4,6	4,5	4,3	4,2	4,0	3,9

**Tabela 30 – Energia Armazenável Máxima (GW.Mês) X Mercado (GW.Médio):  
Grau de Regularização do Subsistema Sul.**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Mercado</b>	9,7	10,1	10,5	10,9	11,3	11,7	12,2	12,7	13,1	13,6
<b>EARmax</b>	19,6	19,8	20,3	20,3	20,3	20,8	20,9	20,9	21,3	24,3
<b>GRR</b>	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,6	1,8

**Tabela 31 – Energia Armazenável Máxima (GW.Mês) X Mercado (GW.Médio):  
Grau de Regularização do Subsistema Nordeste.**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Mercado</b>	8,8	9,2	9,7	10,1	10,6	11,1	11,7	12,3	12,8	13,4
<b>EARmax</b>	51,8	51,8	51,8	51,8	51,8	52,2	52,3	52,4	53,9	53,9
<b>GRR</b>	5,9	5,6	5,4	5,1	4,9	4,7	4,5	4,3	4,2	4,0

**Tabela 32 – Energia Armazenável Máxima (GW.Mês) X Mercado (GW.Médio):  
Grau de Regularização do Subsistema Norte.**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Mercado</b>	4,3	4,5	5,9	6,3	6,7	7,3	7,9	8,2	9,0	9,7
<b>EARmax</b>	13,1	15,0	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	17,4	17,8
<b>GRR</b>	3,1	3,3	2,6	2,5	2,4	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8

As Figuras 34, 35, 36 e 37 apresentam graficamente o decrescimento da capacidade de regularização do SIN segregado em seus subsistemas Sudeste/ Centro Oeste, Sul, Norte e Nordeste.

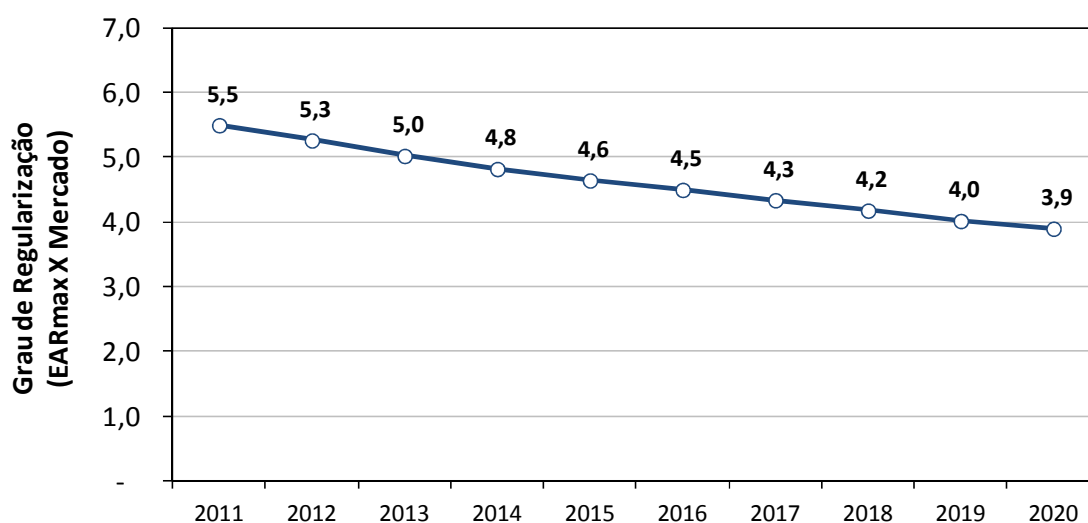


Figura 34 – Grau de Regularização do Subsistema Sudeste/Centro Oeste.

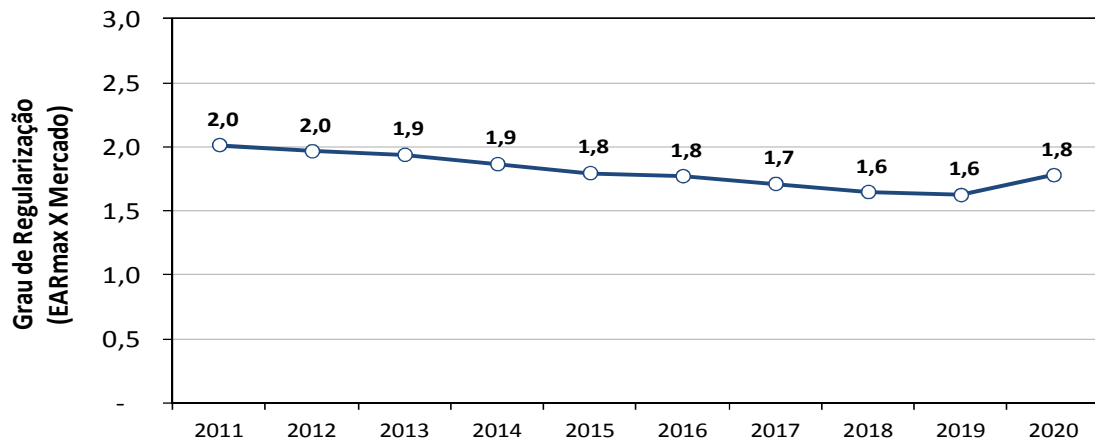


Figura 35 – Grau de Regularização do Subsystema Sul.

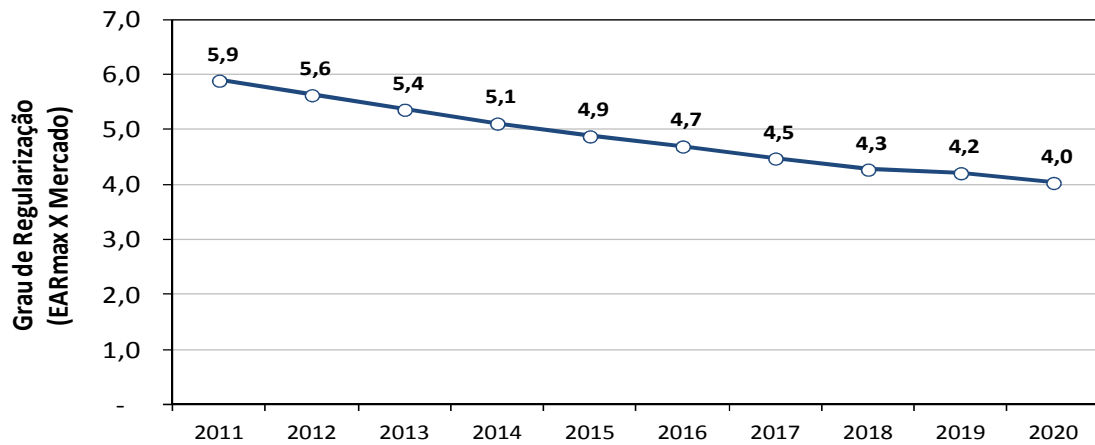


Figura 36 – Grau de Regularização do Subsystema Nordeste.

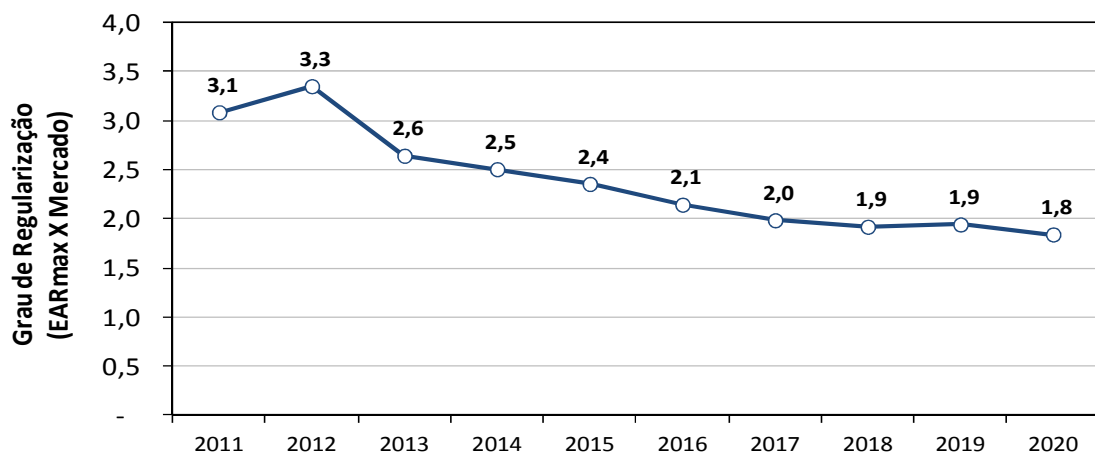


Figura 37 – Grau de Regularização do Subsystema Norte.



O grau de regularização é um importante indicativo do nível de segurança energética do SEB. O que se projeta para o horizonte de planejamento, através da divulgação do PDEE, é uma gradativa diminuição deste nível ao longo dos anos. Este decréscimo, provocado pela falta de investimentos em reservatórios de regularização de aflúências, acarretará no aumento do risco de déficit energético no SIN e a busca pelo arrefecimento deste, provavelmente, justificará a maior contratação de empreendimentos termelétricos (aumentando os custos econômicos do despacho hidrotérmico e a volatilidade dos preços de curto prazo).

A Figura 38 apresenta os valores históricos (2001 a 2010) e os valores projetados (2011 a 2020) para o grau de regularização. Em 2001, a Capacidade de Armazenamento Máximo foi 6,9 vezes superior ao mercado médio. Para o ano de 2020, espera-se uma queda de aproximadamente 50%, com o grau de regularização chegando a ser superior ao mercado médio em apenas 3,4 vezes.

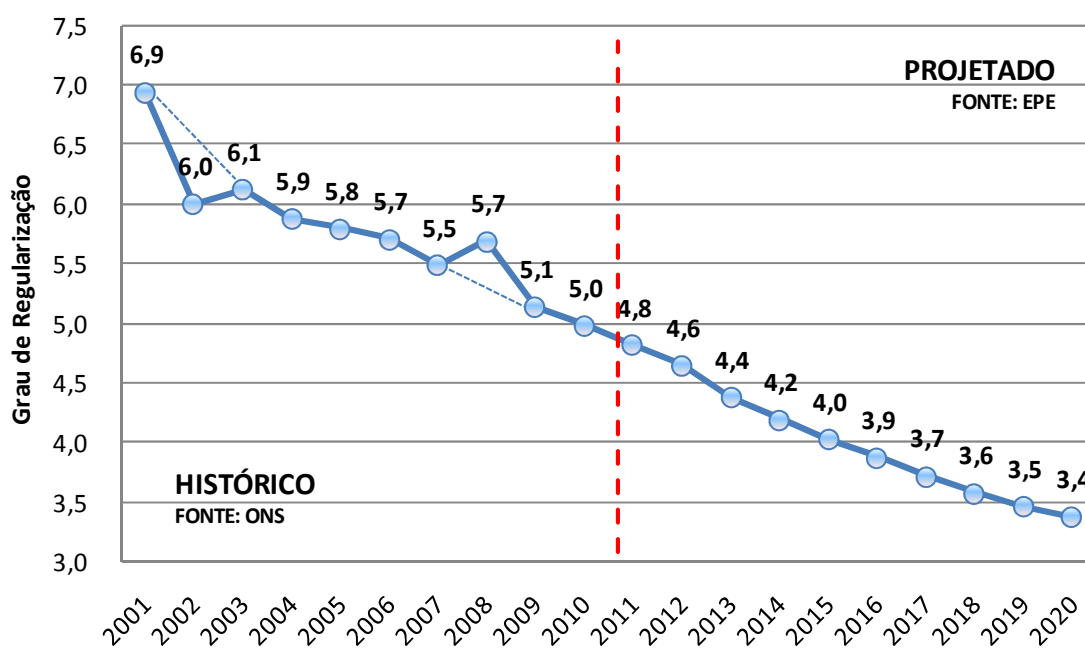


Figura 38 – Representação gráfica do Grau de Regularização para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

O decréscimo do Grau de Regularização dos Reservatórios poderá implicar em um controle mais severo dos níveis de armazenamento ao final do período seco (no Brasil, normalmente em novembro) por parte do ONS.

Com o objetivo de aumentar a margem de segurança de fornecimento de energia elétrica, o Operador Nacional de Sistema (ONS) estabeleceu a partir de 2008 os procedimentos para se atingir um “nível meta” de armazenamento dos reservatórios das hidrelétricas do SIN. Este procedimento implica em uma antecipação de despacho de geração térmica e no aumento de intercâmbios entre os subsistemas geradores.

O Nível Meta de Armazenamento é estabelecido para o final do período seco do primeiro ano, em novembro, devendo garantir água suficiente para o segundo ano, considerando que este seja semelhante ao pior período úmido do histórico (dezembro a abril). Cerca de 70% da energia é armazenada sob forma de água nos reservatórios das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste entre dezembro e abril.

Quanto mais baixo for o índice que representa o Grau de Regularização dos Reservatórios, mais rigorosos deverão ser os procedimentos do ONS para definição do Nível Meta do primeiro ano. Isto implicará em um maior despacho fora da ordem de mérito de preço de usinas termelétricas, ocasionando um maior custo de operação do sistema.

#### 5.4 Custo Marginal de Operação (CMO)

O CMO serve como referência para o cálculo do PLD, de maneira que representa um dos resultados mais importantes das simulações realizadas no âmbito da programação da operação dos sistemas hidrotérmicos.

As Figuras 39 e 40 apresentam os Custos Marginais de Operação (CMO) para as alternativas padrão (Jirau-P) e modificada (Jirau-M) em \$/MWh, segregado nos principais subsistemas (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro Oeste) com amostragem anual para todo o horizonte de estudo do PDEE (2011 a 2025). Para a alternativa padrão observa-se a tendência das curvas de custos por submercado estarem variando em torno dos valores de 80 \$/MWh e 100 \$/MWh, enquanto que para o caso modificado os valores decrescem a partir de 2015 para valores entre 40 \$/MWh e 60 \$/MWh.

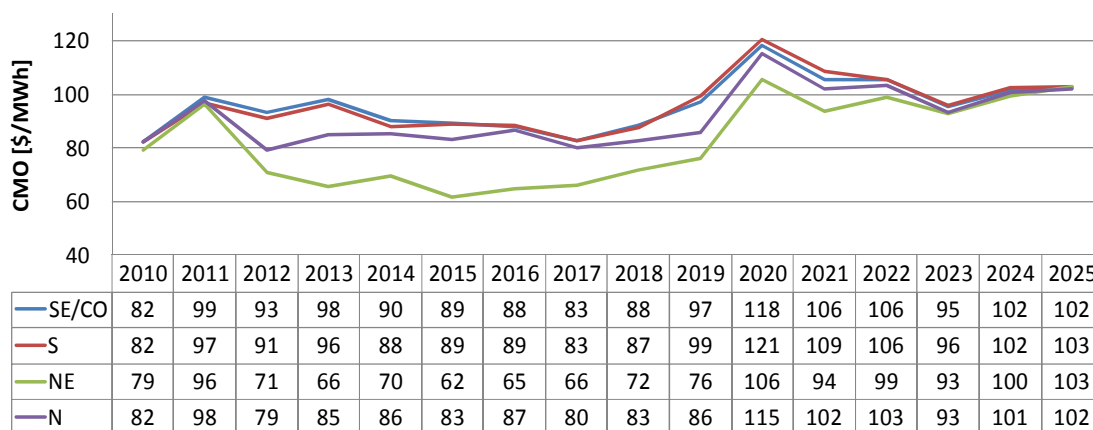


Figura 39 – Custo Marginal de Operação (CMO) separado por Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte) para a alternativa Jirau-P.

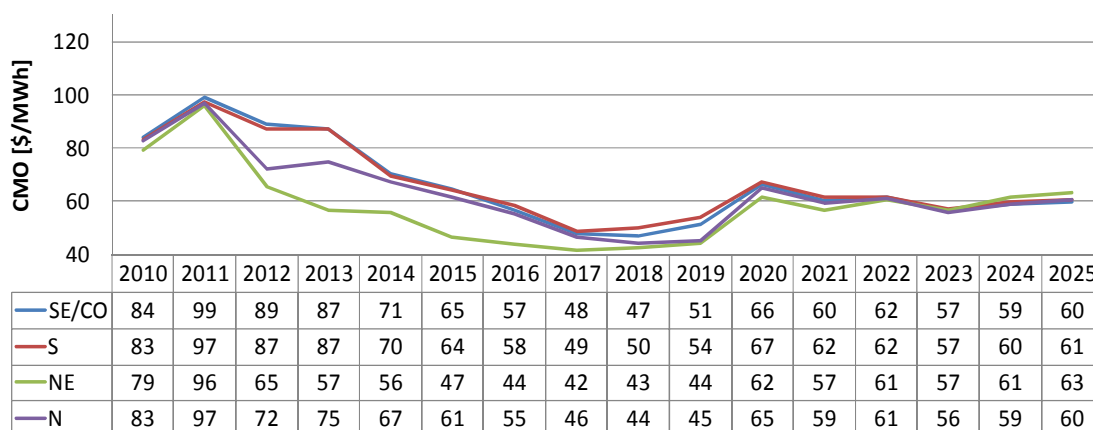


Figura 40 – Custo Marginal de Operação (CMO) separado por Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte) para a alternativa Jirau-M.

A partir da análise direta dos gráficos dos Custos Marginais de Operação pode-se concluir que a alternativa modificada (com a UHE Jirau contendo um reservatório de regularização) apresenta grande vantagem nos valores de CMO quando comparada com o caso padrão (com a UHE Jirau considerada como Fio d’Água). Os valores médios destes custos decrescem aproximadamente 30 \$/MWh durante todo o horizonte de estudo, corroborando com a ideia de que a expansão do SEB através de grandes hidrelétricas contendo reservatórios de regularização de vazões afluentes poderia representar enormes ganhos para com a modicidade tarifária, bem como vantagens econômicas para os consumidores.

Ademais, outra informação que contribui nesta análise são os valores representados pelas Tabelas 19 e 20 que apresentam as informações a cerca dos Custos de Operação das Séries Simuladas respectivamente para as alternativas padrão (Jirau-P) e modificada (Jirau-M). O custo de operação corresponde principalmente aos custos incorridos através do despacho da geração pelas usinas térmicas, custos de déficits pelo não atendimento a demanda de energia e custos provenientes de quaisquer violações. Quando comparadas as duas alternativas, observa-se que a alternativa Jirau-M representa uma economia de aproximadamente 19% nos valores dos custos de operação.

### 5.5 Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)

O PLD é calculado e divulgado semanalmente pela CCEE, é o principal parâmetro utilizado pelos agentes do mercado de energia para valorar as negociações de energia elétrica no Mercado Livre, bem como para a liquidação de diferenças energéticas de curto prazo (mercado *spot*).

O PLD pode ser resumido como o CMO limitado ao Preço Mínimo (PLD mínimo<sup>17</sup>) e Preço Máximo (PLD máximo<sup>18</sup>) da energia comercializada no mercado de curto prazo, estes valores são estabelecidos pela ANEEL. O PLD mínimo atualizado Janeiro de 2012 teve o valor calculado em R\$ 12,20 por megawatt-hora (MWh), já o PLD máximo foi reajustado em R\$ 727,52/MWh. A Figura 41 apresenta a evolução mensal do PLD, para

---

<sup>17</sup> O PLD mínimo é valorado com base na estimativa do custo variável de operação da usina hidrelétrica de Itaipu Binacional, a partir do rateio da energia cedida pelo Paraguai ao Brasil, calculado pela média geométrica diária das Cotações de Fechamento PTAX do dólar americano, publicadas pelo Banco Central, no período de 1º de dezembro do ano anterior até 30 de novembro do ano do cálculo (ANEEL, 2012).

<sup>18</sup> O PLD máximo corresponde ao menor valor entre o PLD máximo do ano anterior corrigido pela variação do Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI) e o preço estrutural da usina termoelétrica mais cara, com capacidade instalada maior que 65 megawatts (MW), incluída no Programa Mensal de Operação Eletroenergética (PMO) do Operador Nacional do Sistema (ONS) para o mês de dezembro de 2011, já que o valor de janeiro só estará disponível na última semana de dezembro (ANEEL, 2012).

cada submercado, ao longo do horizonte de estudo (Média Mensal das 78 séries simuladas pelo NEWAVE com base no histórico de vazões).

Como possível consequência da redução do Grau de Regularização dos Reservatórios pode-se destacar o provável aumento da volatilidade do PLD. Como pode ser visto no gráfico da Figura 41, a volatilidade do PLD do Sudeste para o período de 2012 a 2015 gira em torno de 131% a.a., enquanto que para o período de 2016 a 2020 (período onde se inicia a motorização de grandes usinas como Belo Monte, mas de baixa ou nenhuma capacidade de armazenamento), gira em torno de 168% a.a..

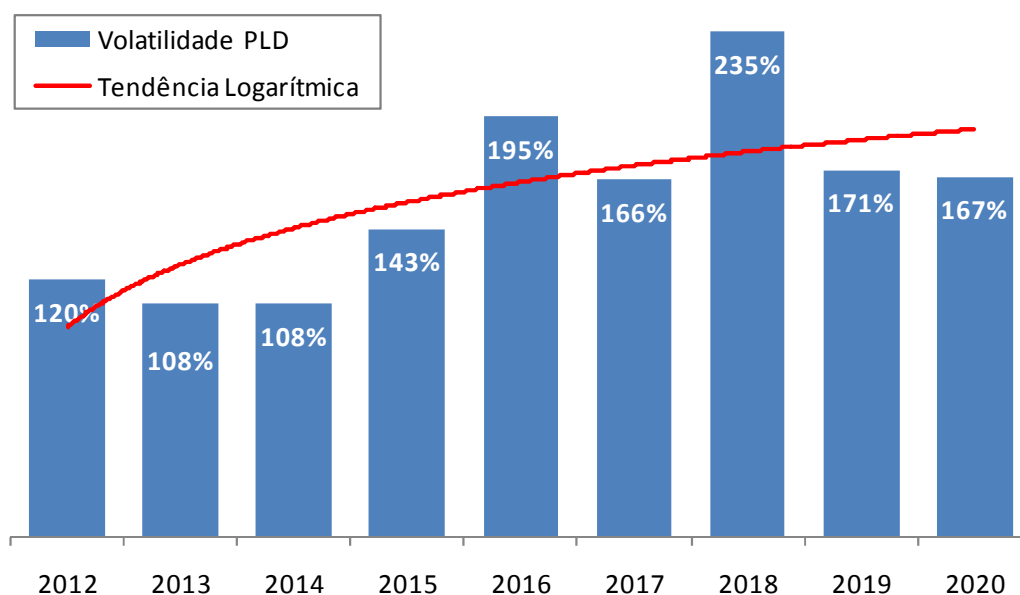


Figura 41 – Volatilidade (% a.a.) do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do Subsistema Sudeste.

## 5.6 Segurança Energética

Não menos importante que o critério econômico é o critério da segurança energética no suprimento de energia aos consumidores industriais, comerciais e residenciais. Para o atendimento do índice de segurança no atendimento ao mercado, o Risco de Déficit observado para todo o horizonte em estudo para os subsistemas do SIN deve ser menor que cinco por cento ( $< 5\%$ ). As Figuras 42 e 43 apresentam os Riscos de Déficit

Segregado por Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte) para as alternativas simuladas (Jirau-P e Jirau-M).

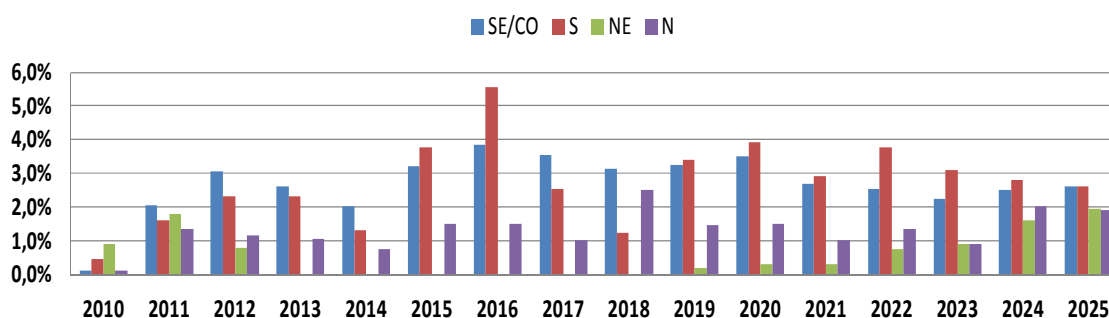


Figura 42 – Risco de Déficit Segregado por Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte) para a alternativa Jirau-P.

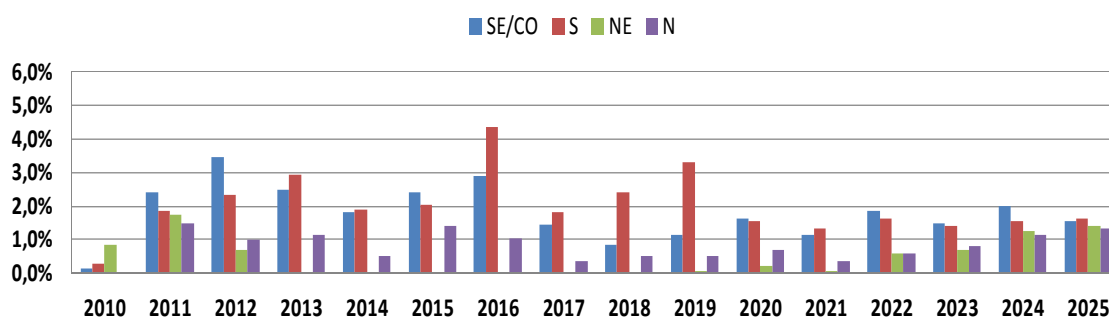


Figura 43 – Risco de Déficit Segregado por Subsistemas (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte) para a alternativa Jirau-M.

Destaca-se a considerável redução nos índices de risco de déficit na alternativa onde foram realizadas alterações nas características da UHE Jirau (consideração da UHE com reservatório de regularização), indicando para esta simulação o aumento da segurança energética do SIN.

## Capítulo 6

### Conclusões Finais

#### 6.1 Conclusões Finais

O presente trabalho apresenta uma visão geral do panorama energético brasileiro traçado pelo PDEE para o período de 2011 a 2020. Realiza ponderações acerca das projeções de crescimento da Carga e Oferta de Energia Elétrica, contemplando os cronogramas e limites de Interligações do SIN, e reflexões sobre a Capacidade de Armazenamento, Segurança Energética e CMO.

A expansão da capacidade de geração a partir de grandes usinas hidrelétricas constitui um importante instrumento de desenvolvimento para o Brasil, devido à disponibilidade de recursos, facilidade de aproveitamento e seu caráter de fonte renovável. No entanto, esses empreendimentos vêm encontrando complexas restrições na legislação ambiental vigente, o que é determinante na atual estratégia de investimentos do setor de geração de energia elétrica brasileiro (usinas hidrelétricas com elevada capacidade instalada e baixa ou nenhuma capacidade de armazenamento).

O resultados obtidos com as simulações e mostrados nos gráficos das Figuras 22 e 25 indicam que a capacidade instalada total do sistema brasileiro aumentará 48% em 10 anos (2011 a 2020), enquanto a capacidade de armazenamento do Sistema Interligado Nacional crescerá apenas 4,5% no mesmo período de estudo, de acordo com as projeções do PDEE.

O baixo crescimento da capacidade de regularização dos reservatórios do Sistema Elétrico Brasileiro somado ao crescimento projetado para o mercado total de energia compõem um cenário de decréscimo do grau de regularização dos reservatórios. No período entre 2001 e 2020 a Capacidade de Armazenamento Máximo sofre uma queda de aproximadamente 50%.

O baixo índice do grau de regularização tem impacto nas ações do ONS, que visando aumentar a margem de segurança de fornecimento de energia poderá sinalizar com um maior despacho térmico fora da ordem de mérito, provocando um aumento do custo operacional no SEB.

Os resultados mostraram que o grau de regularização dos reservatórios é uma variável importante na formação do Preço de Liquidação de Diferenças e que uma das consequências da redução do grau de regularização seria o aumento significativo da volatilidade do PLD.

Finalmente, com as análises comparativas das simulações que alternam a UHE Jirau entre uma usina a fio d'água e uma que contém um reservatório a montante com a capacidade de regularizar as vazões do Rio Madeira, evidenciam a oportunidade que o Brasil está perdendo ao se priorizar empreendimentos de grandes hidrelétricas sem que se tenha incluso em seus projetos reservatórios de regularização, capazes de diminuir os custos operacionais e aumentar a segurança energética para os consumidores brasileiros.

## 6.2 Publicações

“Incorporação de Grandes Usinas Hidrelétricas com Reservatório a fio d'água no Setor Elétrico Brasileiro: Impactos Econômicos, Energéticos e Comerciais, The 9TH Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE, 2011, Mar Del Plata, Argentina.”

## 6.3 Sugestões para trabalhos futuros

Como trabalhos futuros deseja-se realizar novas simulações com a finalidade de se fortalecer a idéia do ganho econômico e de segurança energética quando da construção de reservatórios de regularização. Para isto, poder-se-ia estudar as alternativas não vencedoras dos empreendimentos de Santo Antônio-Jirau e Belo Monte. No primeiro caso seriam estudados os impactos da alternativa que se relacionava com a construção apenas da UHE Santo Antônio que seria possuidora de um reservatório de regularização



de vazões afluentes (não sendo construída a UHE Jirau). Para a segunda simulação se utilizaria da primeira alternativa da construção da UHE Belo Monte, quando em seu projeto estava incluso um reservatório de regularização.

**REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

ANA. *Relatório de Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil*. Ministério do Meio Ambiente. Agência Nacional de Águas. Brasília: MMA/ANA, 2011.

ANEEL. *Resolução Homologatória N° 923, de 15 de Dezembro de 2009*. Resolução Homologatória. Dezembro 2009.

ANEEL. *Site oficial da Agência Nacional de Energia Elétrica*. 2012. <http://www.aneel.gov.br>. Acessado em janeiro de 2012.

BELLMAN, R. E. *Dynamic Programming*. [S.l.]: Princeton University Press, 1957.

BENDERS, J. F. *Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems*. Numerische Mathematik, v. 4, n. 0029-599X (print), 0945-3245 (electronic), p. 238–252, dec 1962.

BRANDI, R. B. S. *Processo Iterativo de Construção da Função de Custo Futuro na Metodologia PDE-ConvexHull*. Dissertação de Mestrado. UFJF, Juiz de Fora, 2011.

CAMARGO, C. C. B. *Gerenciamento pelo Lado da Demanda: Metodologia para Identificação do Potencial de Conservação de Energia Elétrica de Consumidores Residenciais*. Tese de Doutorado. UFSC, Santa Catarina, 1996.

CASTRO, N. J.; LEITE, A. L. S.; DANTAS, G. A. *Análise Comparativa entre Belo Monte e Empreendimentos Alternativos: Impactos Ambientais e Competitividade Econômica*. Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL. Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 35. UFRJ, Rio de Janeiro, 2011.

CCEE. *Site oficial da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. 2012. <http://www.ccee.org.br>. Acessado em Agosto de 2012.

CCEE. *Treinamento NEWAVE e DECOMP - O SIN e os modelos para o Planejamento da Operação Energética*. Julho 2011.

CEPEL. *Manual de Referência - Modelo NEWAVE*. Rio de Janeiro, 2001. Relatório Técnico.

ELETROBRAS. *Sistema de Informação do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT*. Relatório Técnico. 2011.

ELETROBRAS. *Site Oficial das Centrais Elétricas Brasileiras*. 2011. <http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISB33DBED6PTBRIE.htm>. Acessado em outubro de 2011.

EPE. *Balanço Energético Nacional - BEN 2011*. Outubro 2011. Relatório Final.

EPE. *Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os próximos 10 anos (2011-2020)*. Série Estudos de Energia, Nota Técnica DEA 03/11. Fevereiro 2011.

EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2011.

EPE. *Projeto da Usina Hidrelétrica de Belo Monte. Fatos e Dados*. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Fevereiro 2011.

EPE. *Site Oficial das Empresa de Pesquisa Energética*. 2011. <http://www.epe.gov.br/Paginas/Default.aspx>. Acessado em julho de 2011.

IBGE. *Site oficial do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística*. 2012. <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2010>. Acessado em Abril de 2012.

MARCATO, A. L. M. *Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte*. Tese de Doutorado. PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2002.

ONS. *Plano Anual da Operação Energética - PEN 2010*. Maio 2010. Relatório Executivo.

ONS. *Relatório de Validação do Modelo SUIISHI-O*. [S.l.], 2010.

ONS. *Site oficial do Operador Nacional do Sistema Elétrico*. 2011. [Http://www.ons.org.br](http://www.ons.org.br). Acessado em outubro de 2011.

ONS. *Relatório Anual de Avaliação das Previsões de Vazões – 2011*. ONS RE3/129/2012. Relatório Técnico.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. *Stochastic optimization of multireservoir hydroelectric system: A decomposition approach*. In: *Water Resources Research*. [S.l.: s.n.], 1985. v. 21, n. 6, p. 779–792.

RAMOS, T. P. *Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas Baseado em Técnicas de Programação Não Linear Integrado com o Modelo de Decisão Estratégica*. Dissertação de Mestrado. UFJF, Juiz de Fora, 2011.

SILVA, J. A. B. *Despacho Econômico e Ambiental Nebuloso em Sistemas de Energia Elétrica*. Dissertação de Mestrado. UNICAMP, Campinas, 2007.

TAKAHASHI, L. *Abordagens de Sistemas Inteligentes para a Solução do Problema de Despacho Econômico de Geração*. Dissertação de Mestrado. UNESP, Bauru, 2004.

ZAMBELLI, M. *Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional Baseado em Modelo de Controle Preditivo*. Tese (Doutorado) — UNICAMP, Campinas, 2009.