



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CARLOS RUBENS RAFAEL DORNELLAS

**PRECIFICAÇÃO NODAL DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO
BRASILEIRO CONSIDERANDO MÚLTIPLOS
CENÁRIOS HIDROLÓGICOS**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para
obtenção do Título de Doutor em Ciências em
Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva
Coorientador: Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

Dezembro de 2017
Itajubá – MG – Brasil



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

A N E X O I

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Título da Tese: **“Precificação Nodal do Sistema de Transmissão Brasileiro Considerando Múltiplos Cenários Hidrológicos”.**

Autor: **Carlos Rubens Rafael Dornellas**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito		Rubrica
	A = Aprovado	R = Reprovado	
1º	A		
2ª	A		
3º	A		
4º	A		
5º	A		
6º	A		

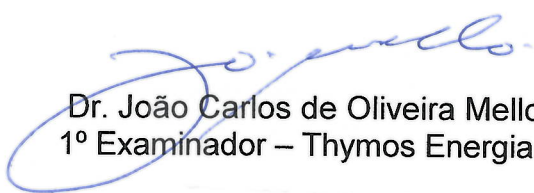
Observações:

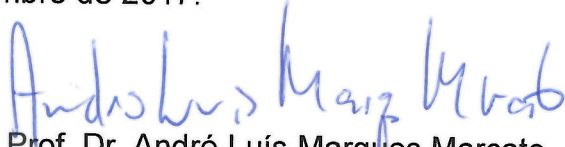
- (1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
(2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
Este documento terá a validade de 90 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Tese.

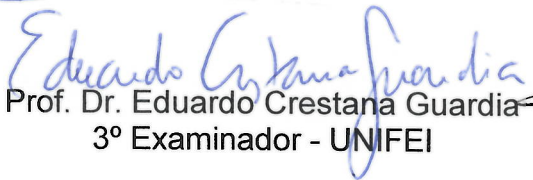
Resultado Médio: **Conceito:** A, ou seja, Aprovado

Observações: _____

Itajubá, 01 de dezembro de 2017.


Dr. João Carlos de Oliveira Mello
1º Examinador – ThyMos Energia


Prof. Dr. André Luís Marques Marcato
2ª Examinador – UFJF


Prof. Dr. Eduardo Crestana Guardia
3º Examinador - UNIFEI


Prof. Dr. Zulmar Soares Machado Junior
4º Examinador – UNIFEI


Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa
5º Examinador (Coorientador) - UNIFEI


Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva
6º Examinador (Orientador) - UNIFEI

Dedico este trabalho à minha amada esposa Luiza Helena Meyer de Moraes Dornellas, às minhas adoráveis filhas Laura e Marcela Campos Dornellas, e à minha querida enteada Júlia Moraes de Freitas.

“A nossa família são os que escolhem, de forma livre, estar ali, conosco. Os que não nos abandonam, nem esquecem, e que guardam a distância do respeito pela nossa liberdade.”

José Luís Nunes Martins, Filósofo Português

AGRADECIMENTOS

- Aos Professores Doutores Armando Martins Leite da Silva e João Guilherme de Carvalho Costa pela pronta e cordial disponibilidade para minha orientação, sempre feita de forma precisa e valiosa, bem como pela convivência harmoniosa e pelos momentos agradáveis que tivemos durante o curso;
- Ao Professor Doutor Zulmar Soares Machado Junior pelo fundamental suporte tecnológico oferecido nos programas computacionais elétricos, sempre atencioso, célere e o mais importante, efetivo em suas atuações;
- Aos Professores Doutores André Luís Marques Marcato e Tales Pulinho Ramos pela pronta e gentil disponibilização e prestação de esclarecimentos aos modelos computacionais energéticos;
- Ao Doutor João Carlos de Oliveira Mello, Presidente da Thymos Energia, pela incessante e inestimável atuação como fonte de incentivo e inspiração profissional, para que eu concluísse Mestrado e Doutorado em Engenharia Elétrica, desde o meu ingresso como Pesquisador no CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – do grupo Eletrobrás, quando lá concedeu minha primeira oportunidade como profissional;
- Ao Conselho de Administração da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, em especial ao Doutor Roberto Castro, empresa na qual hoje atuo como Gestor, pela compreensão nos momentos decisivos e pelo exemplo e incentivo contagiantes para a finalização do curso;
- Ao Mestre José Cláudio Rebouças da Silva, Especialista em Gestão de Mercado da CCEE, pelos diversos e valiosos apoios e lições na extração e manipulação inteligente de dados das grandes bases de entrada e saída dos modelos computacionais;
- Aos profissionais do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia (ISEE) da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) pelo apoio administrativo e pelos esclarecimentos para os muitos trâmites necessários à realização do curso;
- À minha esposa e companheira Luiza Helena Meyer de Moraes Dornellas pelas carinhosas palavras de incentivo e pelo indispensável apoio emocional para a realização deste grande e importante marco em minha vida profissional e acadêmica.

RESUMO

A tarifação do uso do sistema de transmissão afeta diretamente a remuneração das empresas concessionárias de transmissão e os custos dos agentes participantes do mercado. Uma vez definido o montante total necessário para cobrir despesas com operação e manutenção, além de garantir investimentos no setor para ampliação e reforço, torna-se necessário estabelecer a forma com que este custo será rateado entre os usuários, o que pode ser feito por métodos baseados em diferentes princípios. Como sabido, o despacho hoje utilizado pelos programas de tarifação, principalmente no Brasil, não guarda qualquer semelhança com aqueles praticados na realidade operativa, resultando em sinais inadequados para a instalação de novos geradores e cargas, o que pode ocasionar elevação de congestionamentos e perdas na transmissão, bem como deterioração dos níveis de confiabilidade da rede.

Como contribuição principal desta Tese de Doutorado, propõe-se um procedimento inovador para a consideração na precificação nodal de múltiplos cenários hidrológicos, obtidos a partir da modelagem energética hidrotérmica, mais próximos da realidade operativa do sistema e mais adequados ao planejamento da operação da transmissão. Assim, o objetivo é tornar a tarifação do uso do sistema de transmissão mais locacional e aderente aos cenários de geração, ou despacho, utilizados em estudos de planejamento da operação de médio prazo, na determinação da política operativa e precificação.

Os desenvolvimentos desta tese são descritos detalhadamente, com a apresentação dos conceitos, equações e algoritmos correspondentes. Características importantes do procedimento proposto, como a sensibilidade aos múltiplos cenários hidrológicos, são analisadas e ilustradas com base em aplicações numéricas com o sistema interligado brasileiro para o ciclo tarifário de 2014/2015. Por fim, são apresentados e discutidos os resultados de análises probabilísticas para o conjunto de encargos de transmissão finais e anuais para usinas termelétricas e hidrelétricas, bem como para consumidores industriais eletrointensivos, localizados em distintos submercados, obtidos a partir da consideração de múltiplos cenários hidrológicos. O método também traz a inovação de permitir a análise de risco de portfólio para empreendedores que detêm a concessão/propriedade de diversas unidades geradoras/fabris.

Palavras-chave: mercado de energia, metodologia nodal, precificação da transmissão

ABSTRACT

Transmission tariffs directly affect the service payments of transmission companies and the costs of market agents. Once the total amount required to cover operation and maintenance costs has been defined, besides investments for expansion and reinforcement, it is necessary to establish how this cost will be shared among users, which can be done by methods based on different principles. As well known, the dispatch strategies used by the transmission tariff computational programs, mainly in Brazil, has no similarity to those practiced in the operational reality, resulting in inadequate signals for the installation of new generators and loads, which can lead to increased congestion and transmission losses, as well as deterioration levels of network reliability.

As the main contribution of this Doctoral Thesis, it is proposed an original procedure for the consideration of multiple hydrological scenarios in the nodal pricing, obtained from the hydrothermal energy models, closer to the operational reality of the system and more adequate to the transmission operation planning. The objective is to make the transmission system usage pricing more locational and adherent to generation scenarios, used in medium term operation planning studies, in the establishment of operational policy and pricing.

The purposes of this thesis are described in detail, with the presentation of the corresponding concepts, equations, and algorithms. Important features of the proposed approach, such as sensitivity to multiple hydrological scenarios, are analyzed and illustrated based on numerical applications with the Brazilian interconnected system for the 2014/2015 tariff cycle. Finally, probabilistic analyses are presented and discussed for the set of final and annual transmission tariffs for thermoelectric and hydroelectric power plants, as well as for industrial electrical consumers, located in different markets, obtained from the consideration of multiple hydrological scenarios. The method also brings the innovation of allowing portfolio risk analysis for entrepreneurs holding the concession/ownership of various generating/manufacturing plants.

Index Terms: energy market, nodal methodology, transmission pricing

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO	1
1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
1.2. DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO.....	2
1.3. ESTRUTURA DA TESE.....	17
CAPÍTULO 2: TARIFAÇÃO DO USO DA TRANSMISSÃO NO BRASIL: GENERALIZAÇÃO DA METODOLOGIA NODAL.....	20
2.1. INTRODUÇÃO	20
2.2. DECOMPOSIÇÃO TARIFÁRIA E MÚLTIPLOS DESPACHOS	21
2.3. CÁLCULO DE TARIFAS.....	25
2.3.1. Formulação Matemática – Mercado Único	25
2.3.2. Generalização para Mercados Interligados.....	28
2.3.3. Critérios de Alocação de Custos.....	29
2.3.4. Consideração de Perdas na Transmissão	30
2.4. APLICAÇÃO NUMÉRICA	31
2.4.1. Sistema Elétrico Brasileiro	31
2.4.2. Algoritmo Nodal.....	34
2.4.3. Algoritmo TUST	41
2.5. MÚLTIPLOS DESPACHOS.....	51
2.6. CONCLUSÕES	61
CAPÍTULO 3: MODELOS DE OTIMIZAÇÃO HIDROTÉRMICA DO SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO	62
3.1. INTRODUÇÃO	62
3.2. MODELOS DE PLANEJAMENTO DO SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO	65
3.3. MODELO NEWAVE	70

3.4.	MODELO SUISHI-O	73
3.5.	PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA E ALGORITMO DE FECHOS CONVEXOS (PDE-CONVEXHULL) - MDDH	77
3.6.	MODELO INDIVIDUALIZADO DE USINAS HIDRELÉTRICAS COM PROGRAMAÇÃO NÃO LINEAR - MIUH	78
3.7.	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DA OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA A USINAS INDIVIDUALIZADAS	81
3.7.1.	Função Objetivo	82
3.7.2.	Restrição de Balanço Hídrico	83
3.7.3.	Equação de Atendimento à Demanda.....	86
3.7.4.	Restrições de Limites	88
3.7.5.	Formulação do Problema de Otimização a Usinas Individualizadas	89
3.7.6.	Função de Custo Futuro.....	90
3.7.7.	Modelagem do Problema de Otimização Multi-Estágio	92
3.8.	APLICAÇÃO NUMÉRICA	93
3.8.1.	Sistema Interligado Nacional.....	93
3.8.2.	Comparação da Simulação Final via PDDE (NEWAVE) e PDE-ConvexHull (MDDH).....	94
3.9.	CONCLUSÕES	97
CAPÍTULO 4: PRECIFICAÇÃO NODAL E MÚLTIPLOS CENÁRIOS HIDROLÓGICOS.....		99
4.1.	INTRODUÇÃO	99
4.2.	METODOLOGIA PROPOSTA	100
4.2.1.	Módulo de Compatibilização Eletro-Energética: Programa COMPAT	100
4.2.2.	Tarifação do Uso da Transmissão Considerando Múltiplos Cenários Hidrológicos.....	102
4.3.	APLICAÇÃO NUMÉRICA	109
4.3.1.	Caso-Teste Completo: Sistema Elétrico Brasileiro	109
4.3.2.	Resultados.....	112

4.4.	ANÁLISE PROBABILÍSTICA.....	129
4.4.1.	Análise Probabilística Aplicável à Geração	129
4.4.2.	Análise Probabilística Aplicável à Geração – Riscos de Portfólio.....	136
4.4.3.	Análise Probabilística Aplicável à Carga	141
4.4.4.	Análise Probabilística Aplicável à Carga – Riscos de Portfólio	145
4.5.	CONCLUSÕES	147
CAPÍTULO 5: PRECIFICAÇÃO NODAL E MÚLTIPLOS CENÁRIOS		
HIDROLÓGICOS EM CONDIÇÃO DE CARGA PESADA.....		148
5.1.	INTRODUÇÃO	148
5.2.	AJUSTE DO DESPACHO	149
5.3.	APLICAÇÃO NUMÉRICA	151
5.4.	ANÁLISE PROBABILÍSTICA.....	155
5.4.1.	Análise Probabilística Aplicável à Geração	157
5.4.2.	Análise Probabilística Aplicável à Carga	160
5.5.	TARIFA EQUIVALENTE POR SUBMERCADO	162
5.6.	EFEITOS DA RESPOSTA DA DEMANDA A PREÇOS	165
5.7.	CONCLUSÕES	168
CAPÍTULO 6: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....		170
REFERÊNCIAS		175

LISTA DE FIGURAS

Fig 2.1 Diagrama do SIN – Horizonte 2007.....	32
Fig 2.2 Representação Esquemática das Interligações Entre as Regiões do SIN.....	33
Fig 2.3 Intercâmbios Entre Subsistemas – Despacho Proporcional por Área.....	36
Fig 2.4 Representação Gráfica da Disposição das Tarifas Nodais de Geração.....	39
Fig 2.5 Intercâmbios Entre Subsistemas – Despacho Proporcional Brasil.....	43
Fig 2.6 Tarifas de Geração – Despacho Proporcional Brasil – Eliminação Após Selo.....	46
Fig 2.7 Tarifas de Geração – Despacho Proporcional Brasil – Eliminação Antes do Selo.....	49
Fig 2.8 Fluxos nas Interligações do SIN (“Norte/Nordeste Importador”).....	53
Fig 2.9 Tarifas de Geração para o Despacho “Norte/Nordeste Importador”.....	55
Fig 2.10 Tarifas de Geração para o Despacho Original	58
Fig 2.11 Tarifas de Geração para o Despacho “Norte/Nordeste Importador”.....	58
Fig 2.12 Tarifas de Geração para o Despacho Composto	60
Fig 3.1 Representação do Sistema.....	63
Fig 3.2 Característica Hidrológica entre os Subsistemas	63
Fig 3.3 Processo de Decisão em Sistemas Hidrotérmicos.....	65
Fig 3.4 Fluxograma de Otimização	80
Fig 3.5 Energia Armazenada do SIN – PDDE Versus PDE-ConvexHULL	95
Fig 3.6 Geração Hidráulica do SIN - PDDE Versus PDE-ConvexHULL	95
Fig 3.7 Geração Térmica do SIN - PDDE Versus PDE-ConvexHULL.....	96
Fig 3.8 Déficit do SIN - PDDE Versus PDE-ConvexHULL	96
Fig 3.9 CMO do SIN - PDDE Versus PDE-ConvexHULL	97
Fig 4.1 Vizinhaça das Barras de Carga Relacionadas à Usina IU.....	101
Fig 4.2 Fluxograma do Procedimento Proposto	103
Fig 4.3 Sazonalidade da Carga e Diferentes Cenários Hidrológicos.....	104

Fig 4.4 Modelagem das Perdas como Cargas Fictícias	106
Fig 4.5 Fatores de Ponderação.....	107
Fig 4.6 Exemplo de Relatório de Saída de Usina, Encargo Final	109
Fig 4.7 Capacidade Instalada Hidrelétrica do SIN	110
Fig 4.8 Capacidade Instalada Termelétrica do SIN.....	111
Fig 4.9 Capacidade Instalada – Usinas Não Simuladas do SIN	111
Fig 4.10 Evolução da Carga de Energia 2014/2018.....	112
Fig 4.11 Balanço Geração-Carga para o Caso Brasil 2014-2015.....	113
Fig 4.12 Variabilidade da Geração Hidrelétrica e Termelétrica.....	115
Fig 4.13 Submercados de Energia Elétrica e as Interligações Entre Eles	116
Fig 4.14 Diagramas Esquemáticos para os Fluxos entre os Submercados: Cen. 23 e 52	118
Fig 4.15 Tarifas Finais de Geração para o Submercado Nordeste: Cen. 23 x Cen. 52	120
Fig 4.16 Tarifas Finais de Geração para o Submercado Norte: Cen. 23 x Cen. 52.....	120
Fig 4.17 Tarifas Finais de Geração para o Submercado Sudeste: Cen. 23 x Cen. 52	121
Fig 4.18 Tarifas Finais de Geração para o Submercado Sul: Cen. 23 x Cen. 52	122
Fig 4.19 Diagramas Esquemáticos para os Fluxos entre os Submercados: Cen. 24 e 75	124
Fig 4.20 Tarifas Finais de Geração para o Submercado Nordeste: Cen. 24 x Cen. 75	126
Fig 4.21 Tarifas Finais de Geração para o Submercado Norte: Cen. 24 x Cen. 75.....	126
Fig 4.22 Tarifas Finais de Geração para o Submercado Sudeste: Cen. 24 x Cen. 75	128
Fig 4.23 Tarifas Finais de Geração para o Submercado Sul: Cen. 24 x Cen. 75	128
Fig 4.24 Distribuições de Probabilidade para UTEs nos 4 Submercados	133
Fig 4.25 Distribuições de Probabilidade para UHEs nos 4 Submercados.....	136
Fig 4.26 Distribuições para Empreendimentos e Empreendedor - Eletronuclear	138
Fig 4.27 Distribuições para Empreendimentos e Empreendedor - Eletrobrás	141
Fig 4.28 Distribuições de Probabilidade para Cargas no Brasil.....	144
Fig 4.29 Distribuições para Empreendimentos e Empreendedor - Votorantim	146
Fig 5.1 Nova Demanda Mensal	149

Fig 5.2 Variação (%) do Despacho para as Principais Usinas – Cap. 5 x Cap. 4.....	150
Fig 5.3 Distribuições de Probabilidade da Parcela Locacional	156
Fig 5.4 Distribuições de Probabilidade para UTEs nos 4 Submercados	158
Fig 5.5 Distribuições de Probabilidade para UHEs nos 4 Submercados.....	160
Fig 5.6 Distribuições de Probabilidade para Cargas nos 4 Submercados	162
Fig 5.7 Mapas de Tarifa Equivalente	165
Fig 5.8 Resposta da Demanda a Preços.....	167
Fig 5.9 Efeitos da RD - Gerdau	168

LISTA DE TABELAS

TABELA 1.1 CARACTERÍSTICAS DOS MÉTODOS	14
TABELA 2.1 FLUXOS EM ALGUMAS INTERLIGAÇÕES	36
TABELA 2.2 TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO (PROGRAMA NODAL).....	38
TABELA 2.3 TARIFAS FINAIS DE CARGA (PROGRAMA NODAL)	40
TABELA 2.4 FLUXO NAS INTERLIGAÇÕES (PROPORCIONAL BRASIL)	43
TABELA 2.5 MONTANTES DE POTÊNCIA DE CADA REGIÃO	44
TABELA 2.6 TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO	45
TABELA 2.7 TARIFAS FINAIS DE CARGA	47
TABELA 2.8 TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO	48
TABELA 2.9 TARIFAS FINAIS DE CARGA	50
TABELA 2.10 FLUXOS NAS INTERLIGAÇÕES (DESPACHO N/NE IMPORTADOR).....	53
TABELA 2.11 TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO	54
TABELA 2.12 COMPARAÇÃO DAS TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO	57
TABELA 2.13 CASO COMPOSTO (8/12 ORIGINAL E 4/12 N/NE IMPORTADOR).....	59
TABELA 4.1 FLUXOS NAS PRINCIPAIS INTERLIGAÇÕES EM CADA CENÁRIO: 23 E 52 ...	117
TABELA 4.2 TARIFAS EM CADA CENÁRIO: 23 E 52	119
TABELA 4.3 FLUXOS NAS PRINCIPAIS INTERLIGAÇÕES EM CADA CENÁRIO: 24 E 75 ...	123
TABELA 4.4 TARIFAS EM CADA CENÁRIO: 24 E 75	125
TABELA 4.5 ENCARGOS – ANÁLISE PROBABILÍSTICA – UTEs E UHEs	130
TABELA 4.6 ENCARGOS – ANÁLISE PROBABILÍSTICA – ELETRONUCLEAR.....	137
TABELA 4.7 ENCARGOS – ANÁLISE PROBABILÍSTICA – ELETROBRÁS	139
TABELA 4.8 CONEXÃO DOS CONSUMIDORES LIVRES	142
TABELA 4.9 ENCARGOS – ANÁLISE PROBABILÍSTICA – CARGAS	142
TABELA 4.10 ENCARGOS – ANÁLISE PROBABILÍSTICA – VOTORANTIM	145
TABELA 5.1 TARIFAS E DESPACHOS EM CADA CENÁRIO: 23 E 52	151

TABELA 5.2 VARIAÇÃO (%) DAS TARIFAS E DOS DESPACHOS: CEN. 23 X CEN. 52.....	152
TABELA 5.3 TARIFAS E DESPACHOS EM CADA CENÁRIO: 24 E 75	153
TABELA 5.4 VARIAÇÃO (%) DAS TARIFAS E DOS DESPACHOS: CEN. 24 X CEN. 75.....	154
TABELA 5.5 PARCELA LOCACIONAL	155
TABELA 5.6 TARIFAS – ANÁLISE PROBABILÍSTICA – UTES E UHES	157
TABELA 5.7 CONEXÃO DO CONSUMIDOR LIVRE GERDAU.....	160
TABELA 5.8 TARIFAS DE TRANSMISSÃO – ANÁLISE PROBABILÍSTICA – GERDAU.....	160
TABELA 5.9 TARIFA EQUIVALENTE POR SUBMERCADO - GERAÇÃO.....	163
TABELA 5.10 TARIFA EQUIVALENTE POR SUBMERCADO - CARGA	164

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

CT^{Sub_k}	Vetor com os custos dos circuitos pertencentes ao subsistema k ;
CTN	Custo da transmissão não utilizada;
CTN^{Sub_k}	Custo da transmissão não utilizada correspondente ao subsistema k ;
CTT	Custo total da transmissão;
CTT^{Sub_k}	Custo total da transmissão correspondente ao subsistema k ;
CTU	Custo da transmissão utilizada;
CTU^{Sub_k}	Custo da transmissão utilizada correspondente ao subsistema k ;
$ECTN_{Sub_i}^{Sub_j}$	Encargo atribuído às cargas do subsistema j pela disponibilidade da rede do subsistema i ;
$EGTN_{Sub_i}^{Sub_j}$	Encargo atribuído aos geradores do subsistema j pela disponibilidade da rede do subsistema i ;
$ECTU_{Sub_i}^{Sub_j}$	Encargo atribuído às cargas do subsistema j pelo uso da rede do subsistema i ;
$EGTU_{Sub_i}^{Sub_j}$	Encargo atribuído aos geradores do subsistema j pelo uso da rede do subsistema i ;
$FPC_{Sub_i}^{Sub_j}$	Fator de participação das cargas do subsistema j sobre o custo de uso da rede do subsistema i ;
$FPG_{Sub_i}^{Sub_j}$	Fator de participação dos geradores do subsistema j sobre o custo de uso da rede do subsistema i ;
π	Vetor das tarifas nodais sem ajuste;
π^{Sub_k}	Vetor das tarifas nodais sem ajuste do subsistema k ;
π_0	Vetor de correção da dependência da barra de referência;
$\pi_0^{Sub_k}$	Vetor de correção da dependência da barra de referência do subsistema k ;

π_C^{CTN}	Vetor das tarifas da transmissão não utilizada referentes aos consumidores;
π_C^{CTN, Sub_k}	Vetor das tarifas da transmissão não utilizada referentes aos consumidores do subsistema k ;
π_G^{CTN}	Vetor das tarifas da transmissão não utilizada referentes aos geradores;
π_G^{CTN, Sub_k}	Vetor das tarifas da transmissão não utilizada referentes aos geradores do subsistema k ;
π_C^{CTT}	Vetor das tarifas nodais finais referentes aos consumidores;
π_C^{CTT, Sub_k}	Vetor das tarifas nodais finais referentes aos consumidores do subsistema k ;
π_G^{CTT}	Vetor das tarifas nodais finais referentes aos geradores;
π_G^{CTT, Sub_k}	Vetor das tarifas nodais finais referentes aos geradores do subsistema k ;
π_C^{CTT}	Vetor das tarifas da transmissão utilizada referentes aos consumidores;
π_C^{CTT, Sub_k}	Vetor das tarifas da transmissão utilizada referentes aos consumidores do subsistema k ;
π_G^{CTT}	Vetor das tarifas da transmissão utilizada referentes aos geradores;
π_G^{CTT, Sub_k}	Vetor das tarifas da transmissão utilizada referentes aos geradores do subsistema k ;
$1/(1+\beta)$	Taxa de descontos;
α_{t+1}	Custo futuro de operação;
$\rho_{i,t}$	Produtibilidade da usina;
ρ_{esp_i}	Produtibilidade específica da usina;
$NUSF_s$	Número de usinas hidráulicas fio d'água;
ρ_{equi_i}	Produtibilidade equivalente da usina;
CA	Coeficiente da função de custo futuro associado à energia natural afluyente;
CAR	Curva de Aversão ao Risco;

<i>cdef</i>	Custo unitário de déficit;
<i>cg</i>	Custo unitário de geração da unidade térmica;
<i>CotaMedia</i>	Cota média do nível de jusante da usina;
<i>CV</i>	Coeficiente da função de custo futuro associado à energia armazenada;
<i>def</i>	Déficit de energia;
<i>DEMLIQ</i>	Demanda líquida ou mercado de energia;
<i>EA</i>	Energia Armazenada;
<i>EAmaz</i>	Energia Armazenável Máxima;
<i>EC</i>	Energia Controlável;
<i>EEvap</i>	Energia Evaporada;
<i>EFio</i>	Energia Fio d'água;
<i>ENA</i>	Energia Natural Afluente;
<i>EVmin</i>	Energia de Vazão Mínima;
<i>EVERT</i>	Energia Vertida;
<i>exc</i>	Excesso de energia;
<i>FCF</i>	Função de Custo Futuro;
<i>g</i>	Geração da unidade térmica;
<i>GH</i>	Montante de energia gerada pelas usinas hidráulicas, exceto as fio d'água;
<i>ghu</i>	Geração da usina hidráulica;
<i>int</i>	Intercâmbio de energia;
<i>JUS</i>	Conjunto de todas as usinas à jusante;
<i>NM</i>	Número da usina imediatamente a montante;
<i>PAR(p)</i>	Modelo Estocástico Autorregressivo Periódico;
<i>Payback</i>	Alocações negativas de custos;
<i>PC</i>	Vetor de carga das barras;

<i>PDDE</i>	Programação Dinâmica Dual Estocástica;
<i>PG</i>	Vetor de geração das barras;
<i>PL</i>	Programação Linear;
<i>PNL</i>	Programação Não Linear;
<i>pu</i>	Por unidade (valor relativo);
<i>qdef</i>	Defluência da usina;
<i>QI</i>	Vazão incremental à usina;
<i>RAP</i>	Receita anual permitida;
<i>SIN</i>	Sistema Interligado Nacional;
<i>Spot</i>	Mercado de curto prazo;
<i>VA</i>	Volume Armazenado;
<i>VT</i>	Volume turbinado na usina;
<i>VV</i>	Volume vertido na usina;
<i>z</i>	Custo total, incluindo o custo de operação e o custo futuro esperado;
δ	Parcela constante de ajuste das tarifas das cargas.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

OS sistemas de transmissão desempenham um papel fundamental para o funcionamento dos mercados de energia elétrica [SGL89]. A precificação do seu uso afeta diretamente a remuneração das empresas concessionárias e os custos dos participantes do mercado. Neste contexto, uma vez definido o montante total necessário para cobrir as despesas com operação, manutenção, ampliação e reforço da rede, torna-se necessário determinar a forma com que este custo será rateado entre os usuários, o que pode ser feito por métodos baseados em diferentes princípios.

Diversos métodos encontrados na literatura estão mais adaptados aos casos em que o sistema elétrico encontra-se organizado em termos de transações bilaterais, e não em torno de um mercado de despacho centralizado [SSL02]. A complexidade do método de precificação deve atender às exigências do mercado em que se pretende implantá-lo. Em alguns países, a facilidade de aplicação é indicada como a principal razão para a adoção de modelos mais simples. De um modo geral, métodos mais complexos são mais justos, pois refletem melhor o uso da rede pelos agentes, além de conduzir o sistema a uma operação mais eficiente.

Este trabalho apresenta um procedimento para a precificação nodal de sistemas de transmissão em mercados de energia elétrica compostos pela interligação de múltiplos submercados, e o mais relevante, sendo sensível a múltiplos cenários hidrológicos. Inicialmente, o método aqui descrito permite decompor o custo total do sistema de transmissão em duas parcelas: a primeira, correspondente à capacidade utilizada da rede (estimada em um ponto de operação previamente definido) e a segunda, referente à capacidade de transmissão ainda disponível no sistema. Uma técnica de decomposição de tarifas nodais por subsistema garante a aplicabilidade do método a mercados interligados. A partir do procedimento aqui descrito é possível determinar a responsabilidade de cada participante (ou grupo de participantes) sobre o uso de

qualquer conjunto especificado de elementos de transmissão. A flexibilidade do método apresentado permite o estabelecimento de critérios baseados em aspectos técnicos e econômicos para a alocação dos custos dos circuitos internos de cada subsistema, bem como dos elementos de interligação entre as áreas.

Como contribuição principal desta Tese, propõe-se um procedimento inovador para a consideração na precificação nodal de múltiplos cenários hidrológicos, obtidos a partir da modelagem hidrotérmica, mais próximos da realidade operativa do sistema, e mais adequados ao planejamento da expansão da transmissão. O objetivo é tornar a tarifação do uso do sistema de transmissão mais aderente aos cenários de geração, ou despacho, utilizados em estudos de planejamento de operação de médio prazo, na determinação da política operativa e precificação (PLD). O despacho hoje utilizado pelos programas de tarifação não guarda qualquer semelhança com aqueles praticados na realidade operativa, resultando em sinais inadequados para a instalação de novos geradores e cargas, o que pode ocasionar elevação de congestionamentos e perdas na transmissão, bem como deterioração dos níveis de confiabilidade da rede. Por fim, apresenta-se a análise estatística dos resultados obtidos com o procedimento proposto.

Os desenvolvimentos desta Tese de Doutorado são descritos detalhadamente, com a apresentação dos conceitos, equações e algoritmos correspondentes. Características importantes do procedimento proposto, como transparência, imparcialidade e flexibilidade, bem como a sensibilidade aos múltiplos cenários hidrológicos, são analisadas e ilustradas com base em aplicações numéricas com o sistema brasileiro para o ciclo tarifário de 2014/2015.

1.2. DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

As metodologias para alocação de custos de transmissão podem ser divididas em três grupos [SSL02]: métodos que traduzem comportamentos médios, métodos incrementais e métodos marginais. No primeiro grupo são encontrados métodos que alocam os custos totais de um sistema de transmissão entre seus usuários com base em proporções de variáveis regulatórias como potências de ponta ou energias transmitidas. Estes métodos podem ou não considerar estudos de fluxo de potência.

Pela técnica *Pro Rata* ou Selo Postal [IG98, KS04], por exemplo, o custo total da transmissão é dividido entre os agentes na proporção das magnitudes de sua injeção de potência em uma condição definida especificamente para este fim. Esta formulação tem como vantagem a simplicidade de implementação, motivo que justifica sua aplicação em alguns países. Contudo, o método não é capaz de medir a utilização da rede. Com isso, a ocorrência de subsídios entre os agentes é uma consequência inevitável. Por exemplo, uma carga próxima a um grande centro de geração terá uma tarifa idêntica à aplicada a uma carga mais distante e que, portanto, “utiliza mais” o sistema de transmissão. Cabe ressaltar que o *Pro Rata* pode ser usado para complementar as tarifas calculadas por métodos mais sofisticados, alocando a diferença entre os custos totais da transmissão e os originalmente recuperados pelos métodos.

O método do Caminho de Contrato se baseia na especificação de um conjunto de circuitos eletricamente contínuos entre os pontos de injeção e retirada de uma transação bilateral, denominado caminho de contrato. Os custos relativos a cada circuito são rateados entre as transações através de uma medida de uso, como por exemplo, o montante de potência envolvido na transação. Por esta razão, esse método é considerado uma particularização da metodologia *Pro Rata*.

Na primeira etapa da aplicação, devem-se selecionar as instalações que farão parte de cada caminho de contrato. Isto é feito através de um acordo entre o gerador, o consumidor e a companhia de transmissão, relativamente ao caminho “mais lógico” para o trânsito da energia associada à transação. É importante ressaltar que este acordo não leva em conta as leis físicas que regem o comportamento dos circuitos. De acordo com [O99], além de não fornecer sinais econômicos adequados, o presente método poderia originar tarifas demasiadamente elevadas para transações entre barras mais afastadas.

Em conclusão, por ser tecnicamente injustificável e possuir caráter mais arbitrário do que o *Pro Rata*, o método do Caminho de Contrato é considerado inadequado para aplicação no contexto atual dos sistemas elétricos.

Ainda neste grupo, metodologias baseadas no princípio da divisão proporcional [SSL02] admitem que os fluxos de potência que deixam uma barra por um conjunto de circuitos são combinações proporcionais dos fluxos que nela incidem. Em [B97] e [KAS97], apresentam-se descrições detalhadas sobre o equacionamento matricial deste tipo de método. Partindo de

uma solução de fluxo de potência AC, as contribuições de todos os geradores (ou cargas) para o fluxo em cada circuito são avaliadas e a mesma proporção é usada para alocar seu custo.

Apesar da relativa simplicidade, o método não possui fundamentos econômicos que o tornem capaz de fornecer sinais adequados aos usuários da rede. A referência [BK04] usa o valor de *Shapley* [AS74] para confirmar o princípio da divisão proporcional em um problema de alocação de perdas. Outros trabalhos que utilizam este princípio são: [AK09, ASK06, ASK07, B00, BZ03, BZW04, DLN03, GGC05, JTR00, MJ07, RAP06].

O método do MW-Milha foi proposto em [SGL89] para prover um esquema de alocação capaz de considerar o montante da transação e a distância entre as barras de injeção e retirada de potência. Duas versões foram apresentadas: a primeira, baseada na distância física entre duas barras associadas a uma transação bilateral, e a segunda, que utiliza os resultados de um estudo de fluxo de potência.

Na primeira versão, quanto maior o montante de potência e a distância entre as barras de injeção e retirada, maior será o encargo alocado à transação. Assim, o método tende a “favorecer” a instalação de geradores em centros de consumo e cargas em regiões geradoras, já que tais transações utilizam “uma parcela menor da rede”.

A segunda versão do método tem duas etapas. Na primeira, deve-se executar um estudo de fluxo de potência para obter uma situação de referência. Este caso-base deve corresponder a uma situação significativa do ponto de vista da operação do sistema e incluir as transações a serem tarifadas. Na segunda etapa, com o conhecimento dos fluxos em todos os circuitos, determinam-se os valores de MW-milha associados a cada transação.

Considerando que o fluxo de potência em cada circuito é menor que sua capacidade máxima, observa-se que este método não recupera o custo total a ser pago às companhias de transmissão. Isto significa que a existência de margens de segurança na transmissão e períodos em que o sistema fica com baixo carregamento provoca uma remuneração insuficiente.

Neste caso, torna-se necessária a implantação de algum ajuste para garantir a remuneração do custo total e consequentemente, evitar que as companhias de transmissão sejam tentadas a adiar investimento, fazendo com que a rede opere próximo dos limites. O ajuste proposto em

[SSL02] consiste no rateio do custo total de transmissão entre as transações, obedecendo à proporção dos encargos calculados inicialmente pelo método do MW-Milha.

O método do Módulo, também conhecido como método do uso [KL94, M96], assume que os agentes devem pagar tanto pela parcela utilizada dos recursos de transmissão, quanto por sua reserva, i.e., a diferença entre a capacidade máxima e os fluxos existentes nos circuitos. Essa reserva se deve à necessidade do atendimento a critérios de confiabilidade, estabilidade, segurança e incertezas associadas ao processo de planejamento do sistema.

De acordo com as condições de operação de um sistema, o efeito de uma transação ou injeção poderá ser benéfico no sentido de reduzir o fluxo de potência em um ou mais circuitos. Este é o caso da instalação de geradores em áreas do sistema com grande concentração de cargas e vice-versa. Em situações como esta, pode ser desejado isentar tais agentes dos encargos de transmissão, pois os mesmos contribuem para o aumento da eficiência na transmissão.

O método do Fluxo Positivo tem a vantagem de indicar aos novos geradores e consumidores, as barras mais adequadas para se conectarem, tendo em vista uma menor tarifa de uso e uma melhoria nas condições operativas do sistema (pois o alívio na utilização da rede pode postergar investimentos em reforços). Como desvantagem, pode-se citar a descontinuidade e a volatilidade das tarifas, principalmente em sistemas pouco carregados ou com poucas transações, onde inversões de fluxos são mais frequentes.

O método do Fluxo Dominante é uma combinação entre os métodos do Módulo e do Fluxo Positivo e seu objetivo é reduzir ou mesmo eliminar as desvantagens inerentes a cada um deles. Neste caso, a tarifa é decomposta em duas parcelas: a primeira, relacionada com a utilização efetiva dos circuitos é denominada capacidade-base e a segunda, associada à capacidade disponível nos circuitos (reserva), é chamada de capacidade adicional.

Os métodos baseados em estudos de fluxo de potência superam algumas deficiências apresentadas pelos anteriores, os quais não levam em conta a forma de exploração do sistema elétrico pelos diversos agentes. A utilização dos fluxos de potência nos circuitos torna os resultados mais aderentes à operação real do sistema. A depender do método adotado, alguns ajustes podem ser necessários para que o custo total do sistema seja recuperado. Um estudo comparativo entre os métodos é realizado em [MMS03].

Para a utilização de métodos incrementais, deve-se estabelecer uma situação-base à qual serão sobrepostas novas transações. O custo incremental associado a uma transação corresponde à diferença entre os custos do sistema (operação, manutenção, expansão e reforços) na presença e na ausência da mesma.

Embora os conceitos de natureza incremental contribuam para aumentar a eficiência e a racionalidade econômica do uso dos sistemas de transmissão, alguns inconvenientes estão presentes neste tipo de metodologia.

Entre as deficiências apontadas em [SSL02], destacam-se a alta complexidade do cálculo dos custos associados a cada transação (principalmente nos casos em que há um grande número de transações) e a dependência dos resultados com relação à sequência de inclusão dessas transações. Esta última característica é extremamente indesejável, pois introduz um caráter discriminatório no processo de alocação de custos.

As dificuldades indicadas acima mostram que metodologias incrementais têm boa aplicabilidade somente em sistemas com número reduzido de transações *pedágio*, onde é possível definir um cenário de referência para a análise incremental. Consequentemente, no atual ambiente, em que o acesso aos sistemas de transmissão é generalizado, tais métodos tornam-se inapropriados.

Diferentemente dos métodos incrementais, as metodologias marginais consistem basicamente em avaliar, em relação a um determinado ponto de operação, a variação nos custos do sistema de transmissão provocada pela variação marginal de alguma grandeza, e.g., a injeção de potência em uma barra.

Nos últimos anos, o interesse por métodos marginais tem aumentado devido à sua capacidade de promover uma alocação de custos justa e compatível com uma utilização eficiente das redes elétricas. Os sinais econômicos transmitidos pelos preços marginais [CBS82] têm justificado a aplicação de tais métodos nos sistemas tarifários de diversos países.

O conceito de tarifa marginal [SCT88] está estreitamente ligado a problemas de otimização. Num horizonte de curto prazo, deseja-se minimizar o custo de produção de energia elétrica,

como representado, por exemplo, na função objetivo de um sistema predominantemente hidrelétrico [M07, MM07]:

$$\text{Minimizar: } Z = \text{Custo de Produção} \quad (1.1)$$

Sujeito a:

$$\text{Equação da água} \quad (1.1a)$$

$$\text{Restrições de geração} \quad (1.1b)$$

$$\text{Restrições de transmissão} \quad (1.1c)$$

Neste caso, o preço marginal da barra j é definido como

$$\pi_j = \frac{\partial Z}{\partial P_j} \quad (1.2)$$

onde P_j é a injeção de potência da barra j . A tarifa marginal de j reflete a variação do custo Z em função do aumento marginal em sua injeção de potência.

No curto prazo, procura-se minimizar o custo de produção. Assim, a aplicação de custos marginais de curto prazo, denominados SRMC (*Short Run Marginal Cost*), não é capaz de recuperar o custo total da transmissão, necessitando de ajustes que igualem o valor recuperado à receita permitida das empresas. Em geral, a magnitude dos ajustes é relativamente grande, o que acaba por introduzir distorções nas tarifas, comprometendo a qualidade da sinalização econômica resultante.

As tarifas podem se tornar mais aderentes à atividade de transmissão se na função objetivo forem incluídos os custos de investimentos [CDP93]. Assim, os custos marginais passam a ser de longo prazo, denominados LRMC (*Long Run Marginal Cost*). Contudo, a maior dificuldade para o cálculo destes custos resulta da necessidade de se conhecer um plano de expansão ótimo, o que é uma tarefa difícil, tendo em vista o elevado alto grau de incertezas associadas ao futuro.

Uma simplificação bastante utilizada para contornar este problema consiste no uso do custo médio incremental de longo prazo, obtido a partir de um planejamento acordado entre as concessionárias envolvidas.

Outra possibilidade para simplificar o cálculo dos custos marginais de longo prazo baseia-se na troca da função objetivo do problema, que passa a buscar o mínimo custo total de transmissão (CTT), i.e.,

$$\text{Minimizar: } CTT = \sum_{i=1}^n c_i \times f_i \quad (1.3)$$

Sujeito a:

$$P = B \theta \quad (1.3a)$$

$$|f_i| = |b_{km} \theta_{km}| \quad (1.3b)$$

$$|f_i| \leq \bar{f}_i \text{ para todo circuito } i \quad (1.3c)$$

onde c_i é o custo unitário do circuito i , que corresponde à relação entre o custo do circuito i e sua capacidade; f_i é o fluxo no circuito i , $\bar{f}_i$ é a capacidade máxima do circuito i ; P é o vetor de potências injetadas; B é a matriz de susceptância nodal; θ é o vetor de ângulos, b_{km} é a susceptância do ramo i que liga as barras k e m , e θ_{km} é a diferença angular entre as tensões das barras k e m .

Neste problema, uma vez definidos os despachos dos geradores e as magnitudes das cargas, a solução ótima corresponde à própria solução do fluxo de potência DC (1.3a), desde que demais restrições sejam obedecidas. Esta propriedade facilita a obtenção dos coeficientes de Lagrange associados à restrição (1.3a), i.e., a sensibilidade do custo de ampliação do sistema de transmissão em relação a uma variação marginal na carga. Estes coeficientes podem ser obtidos diretamente a partir dos fatores de distribuição que deram origem ao método Nodal [A99], que será abordado mais adiante.

Além das metodologias descritas anteriormente, existem formulações que não se enquadram exatamente em nenhum dos grupos listados em [SSL02]. Tais métodos, brevemente descritos nesta seção, baseiam-se no cálculo da matriz de impedância nodal (Z_{bus}) de um sistema [CCL07, LS08]; na determinação de Transações Equivalentes Bilaterais – *Equivalent Bilateral Exchanges* [EE09, GCG03, GGC05, RD08, U05]; ou na utilização da Teoria dos Jogos Cooperativos [AKV09, BSP10, ETC05, LCP08, OP07, SRZ06, ZR02] para alocar os custos de um sistema de transmissão. Ainda com base na Teoria dos Jogos Cooperativos, encontram-

se os métodos baseados na teoria de *Aumann-Shapley*, aplicados em [JCB07, TL02]. Estudos comparativos entre os métodos são feitos nas referências [LCP09, LP04, RV06].

O método da Matriz de Impedância Nodal [CCL07] aloca os custos de transmissão com base na montagem da matriz de impedância nodal de um sistema, denominada Z_{bus} . A ideia básica do método é identificar como as correntes injetadas nas barras contribuem para a produção dos fluxos de potência ativa em cada linha de transmissão. A formulação utiliza a modelagem de rede não linear AC. O custo da transmissão é rateado entre os geradores e as cargas na proporção do uso que estes fazem da rede, que de acordo com a formulação proposta, se baseia na potência complexa.

Alguns desenvolvimentos matemáticos [CCL07] são feitos até que a potência ativa de cada linha seja decomposta e associada às injeções de corrente nas barras do sistema. O método adota como premissa, a existência de pelo menos um gerador ou uma carga em cada barra. Assim, há três casos a considerar:

- a) Se na barra existir uma única geração, esta será considerada responsável pelo uso da rede atribuído à injeção de corrente da barra;
- b) Se na barra existir apenas uma carga, esta assumirá a responsabilidade pelo uso da rede atribuído à corrente da barra;
- c) Se houver uma geração e uma carga na mesma barra, a utilização das linhas atribuída à corrente da barra será rateada entre a geração e a carga, na proporção das magnitudes de sua injeção/retirada de potência.

Para que a matriz Z_{bus} possa ser calculada e o método torne-se aplicável, é fundamental que as admitâncias “shunt”, i.e., capacitâncias de linha, capacitores e reatores de barra, sejam considerados na modelagem do sistema de transmissão. O método permite alocar o custo total do sistema existente, mas não é possível especificar um critério que defina a proporção com que os custos serão alocados entre os agentes de geração e consumo.

Já o método das Transações Equivalentes Bilaterais [GCG03, GGC05] se baseia no princípio de que cada gerador fornece uma fração predefinida da potência de cada carga e, consequentemente, cada carga recebe uma fração predefinida da potência de cada gerador.

A contribuição do gerador k para uma carga j é dada por [LCP08]:

$$GD_{kj} = \frac{P_{Gk}^{DC} \times P_{Dj}}{P^{Total}} \quad (1.4)$$

onde P^{Total} é a soma das cargas; P_{Dj} é a carga da barra j ; P_{Gk}^{DC} é a potência gerada na barra k sem considerar perdas (pois é utilizado o modelo DC).

A EBE, sigla utilizada para *Equivalent Bilateral Exchange*, associada a esta contribuição é representada como uma geração na barra k e uma carga na barra j , ambas com o valor GD_{kj} . Sua contribuição para os fluxos nos circuitos é

$$F = \beta P \quad (1.5)$$

onde F é o vetor com os fluxos provocados pela EBE; β é a matriz de sensibilidade [BV99] dos fluxos nos circuitos em relação às injeções de potência ativa nas barras¹ e P é o vetor de injeções de potência ativa nas barras, que neste caso, é dado por:

$$P = \begin{bmatrix} 0 & +GD_{kj} & 0 & \dots & -GD_{kj} & 0 \end{bmatrix}^T$$

$\uparrow$
 Barra k

$\uparrow$
 Barra j

Assim, os fluxos em cada circuito são expressos como uma soma de contribuições de cada EBE. Para conhecer a contribuição de cada gerador para originar os fluxos, basta atribuir a metade da responsabilidade de uso associada a cada EBE da qual ele participa. O mesmo procedimento vale para as cargas.

Como resultado, tem-se um método que aloca os custos totais da transmissão na proporção de 50:50% entre geradores e cargas. O princípio utilizado não fere nenhuma lei da teoria de circuitos, embora não possa ser justificado tecnicamente. Além disso, o método não possui um embasamento econômico.

¹ Esta matriz deve ser devidamente corrigida para que os resultados obtidos tornem-se independentes da barra de referência utilizada no cálculo do fluxo de potência linear DC.

A Teoria dos Jogos Cooperativos [Y94] tem sido frequentemente utilizada no setor elétrico para resolver problemas como a alocação de energia firme entre usinas hidrelétricas, a determinação de fatores de perdas e a tarifação da transmissão. Um jogo cooperativo é formado por um conjunto de N jogadores (agentes), que se unem para formar coalizões com o objetivo de maximizar ou minimizar uma função característica. Esta função pode representar o benefício de fornecer um serviço ou um custo para uma coalizão formada pelos N jogadores (como é o caso do problema de alocação de custos da transmissão).

A cada coalizão é associado um custo que pode ser determinado por qualquer método, e.g., incremental, marginal etc. A questão fundamental reside na forma como o custo total deverá ser dividido entre os agentes. Uma alocação é considerada justa [NM47] quando: (i) a soma das alocações resulta no custo total a ser dividido e; (ii) os jogadores têm custos menores participando da coalizão do que fora dela. O conjunto de todas as alocações justas é denominado núcleo do jogo. Para se efetuar a seleção da melhor solução, encontram-se na literatura os conceitos de Valor de *Shapley* [S53] e *Nucleolus* [GH84].

Fundamentado na Teoria dos Jogos Cooperativos, o procedimento de *Shapley* (que deu origem ao método de *Aumann-Shapley*) procura adicionar os geradores² ao sistema de forma sequencial, onde, para cada gerador incluído, deve-se determinar por otimização, o conjunto de cargas a serem supridas pelo mesmo, visando a obter as menores tarifas de transmissão. As cargas selecionadas ficam impossibilitadas de participar de futuras inclusões. O processo é repetido até que todos os geradores tenham sido adicionados.

A questão mais importante do método se refere à definição da ordem de inclusão dos agentes, uma vez que a sequência utilizada tem influência direta nos resultados da alocação de custos. Note, por exemplo, que o primeiro gerador a ser adicionado terá uma grande opção de cargas para suprir, enquanto o último só poderá alimentar as cargas que “sobrarem”.

A solução baseada na teoria de jogos por *Shapley* [Y94, S53] consiste em determinar as tarifas dos geradores para todas as possíveis ordens de entrada e, depois disto, utilizar a média das tarifas para garantir que todos os geradores terão a mesma oportunidade. No entanto, o método apresenta duas limitações:

² O procedimento para as cargas é análogo. Neste caso, elas devem ser incluídas no sistema uma por uma, seguidas da determinação dos geradores que as suprirão, para que as menores tarifas de transmissão sejam atingidas.

- a) Falta de isonomia: A magnitude dos geradores e a possibilidade de agregação entre os agentes são capazes de influenciar os resultados. Por exemplo, a alocação de custos a um gerador de 20 MW em uma determinada barra é diferente da soma das alocações feitas a dois geradores de 10 MW na mesma barra;
- b) Esforço computacional: A explosão combinatorial resultante do processo de determinação das tarifas médias faz com que este método seja aplicável somente a sistemas de pequeno porte. Neste caso, se um sistema possuir N agentes, serão necessários $N!$ cálculos de otimização. Por exemplo, para $N = 20$, o número de otimizações deve ser igual a $20! = 2,43 \times 10^{18}$.

Estas limitações são eliminadas no Método de *Aumann-Shapley*, sobre o qual é feita uma breve descrição a seguir.

Neste método, a ideia é dividir todas as gerações em segmentos infinitesimais e aplicar o procedimento de *Shapley* como se cada segmento fosse um agente individual. Deste modo, os custos incrementais médios são calculados à medida que os agentes são adicionados ao sistema, iniciando em zero e aumentando sucessivamente até atingirem seus valores atuais. Este procedimento elimina a limitação “a)” do método de *Shapley*, pois a inclusão dos geradores é feita por um parâmetro λ [JCB07] que varia linearmente entre 0 e 1, fazendo com que os geradores sejam adicionados proporcionalmente à sua magnitude.

A referência [AS74] mostra que se os agentes forem divididos em partes infinitesimais, o método de *Aumann-Shapley* provê uma solução analítica (integral de caminho) para o problema de alocação de custos de transmissão, que independe da ordem de entrada dos agentes. Consequentemente, o efeito da limitação “b)” (i.e., o esforço computacional) será reduzido.

A metodologia Nodal [A99] é a formulação atualmente utilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para a alocação dos custos da transmissão no Setor Elétrico Brasileiro. Países como Inglaterra, Colômbia e Panamá também utilizam a metodologia nodal, com pequenas variações em relação ao modelo em vigor no Brasil.

O método é baseado no cálculo de tarifas de uso por barra, levando em conta a localização elétrica do agente na malha de transmissão e a magnitude de sua injeção de potência. A refe-

rida metodologia resulta da combinação entre métodos marginais e o *Pro Rata*, visando obter uma sinalização econômica consistente e garantir a remuneração dos custos totais do sistema de transmissão. Como características principais deste tipo de tarifa, têm-se:

- a) Capacidade de fornecer sinais econômicos que conduzem ao uso eficiente do sistema de transmissão, considerando custos marginais de longo prazo, i.e., reforços e a expansão da rede;
- b) Dependência dos resultados com relação à escolha da barra de referência, pois o método se baseia em um estudo de fluxo de potência;
- c) Recuperação de custos inferiores ao custo total da transmissão, o que é típico nos métodos marginais.

Para corrigir os problemas “b)” e “c)”, são necessários alguns ajustes (parcelas aditivas às tarifas), cujo cálculo e a interpretação serão feitos detalhadamente no próximo capítulo.

Pode-se demonstrar que a tarifa de cada barra será composta por uma parcela locacional, i.e., que depende do posicionamento da barra no sistema e uma parcela selo (*Pro Rata*), necessária para fazer a reconciliação dos custos recuperados com a RAP, i.e., a Receita Anual Permitida [A99]. Uma vez feitas as correções necessárias, as tarifas tornam-se independentes da escolha da barra de referência e capazes de alocar o custo total na proporção 50:50% entre geradores e cargas, enquanto a sinalização locacional é parcialmente preservada.

A Tabela 1.1 apresenta a comparação com base em algumas questões e características fundamentais dos métodos de alocação de custos de transmissão.

TABELA 1.1 – CARACTERÍSTICAS DOS MÉTODOS.

Questão	Método ¹							
	PR	CC	PS	FP	NOD	Z _{bus}	EBE	AS
É aplicável ao modelo de mercado centralizado?	Sim	Não	Sim	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
É aplicável ao modelo de mercado baseado em transações bilaterais?	Sim	Sim	Não	Sim	Não	Não	Não	Não
Aloca os custos totais do sistema de transmissão?	Sim	Sim	Sim	Sim ²	Sim ²	Sim	Sim ²	Sim
Pode-se definir a proporção para alocar os custos entre geradores e cargas?	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Sim
Considera a operação real do sistema?	Não	Não	Sim ³	Sim	Sim ⁴	Sim	Sim	Sim
Possui fundamentação econômica?	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
Possibilita alocações negativas de custos?	Não	Não	Não	Sim ⁵	Sim ⁵	Não	Sim ⁵	Sim
Qual a modelagem utilizada para a rede?	–	–	–	DC	DC	AC	DC	DC
Observações: ¹ As siglas utilizadas são: PR – <i>Pro Rata</i>; CC – Caminho de Contrato; PS – <i>Proportional Sharing Principle</i>; FP – Métodos baseados em fluxo de potência englobando o MW-milha, módulo, fluxo positivo e fluxo dominante; NOD – Nodal; Z_{bus} – Matriz de Impedância Nodal; EBE – <i>Equivalent Bilateral Exchanges</i>; AS – Aumann-Shapley. ² Nestes métodos, a igualdade entre o valor recuperado e o custo total da transmissão é garantida através de ajustes que podem envolver o <i>Pro Rata</i>. ³ Na verdade, o método usa um critério arbitrário (<i>proportional sharing principle</i>) aplicado sobre um ponto de operação definido por uma simulação de fluxo de potência ótimo AC. ⁴ O método é capaz de considerar a operação do sistema, pois utiliza a modelagem de fluxo de potência DC. No entanto, a condição de despacho utilizada atualmente não condiz com a operação real. ⁵ As alocações negativas são possíveis, pois alguns participantes podem provocar reduções em fluxos de potência em determinados circuitos. No entanto, os métodos possuem mecanismos para evitar as alocações negativas.								

Uma proposição para alocação de custos fixos de transmissão considerando o critério de segurança operativa N-1 é apresentado em [OGH13]. Neste método de precificação, para cada intervalo de tempo, a maior capacidade ótima de uma instalação de transmissão é determinada através de um fluxo de potência ótimo para todas as condições de contingência N-1. As tarifas de transmissão são calculadas, utilizando-se as técnicas de Fatores de Distribuição e MW-Milha, com base no uso (fluxo de potência) em relação à maior capacidade ótima de cada linha de transmissão, para todos os intervalos de tempo durante um ou mais anos.

De acordo com os autores, a precificação somente pela condição de pico de carga ou ponta (carga pesada) reduz a necessidade de nova capacidade de transmissão e geração de ponta mais cara, porém não provê incentivos para aumento de eficiência e sinalização correta para a localização de novas cargas e geradores. Por este motivo, entendem que a proposição feita é mais justa por considerar a maior capacidade ótima de uma instalação de transmissão.

No trabalho [TLS13] os autores propõem um método de tarifação da transmissão que combina as técnicas de Custo Marginal de Longo Prazo e Otimização Min-Max, visando equacionar a volatilidade e a dispersão intrínsecas à primeira técnica, hoje aplicada ao Sistema Brasileiro de Energia Elétrica. A motivação é propiciar aos investidores um ambiente regulatório mais estável, e indutor de novos investimentos.

Como conclusão, o método proposto apresenta resultados com menor desvio padrão, ou seja, com menor dispersão, e por consequência, menor volatilidade, tendendo aos resultados obtidos pelo clássico método Selo Postal, porém com a preservação de certo grau de sinal locacional. Nas palavras dos autores, consiste em alternativa adequada para o tratamento de volatilidade e dispersão sem o emprego de pós-processamentos.

Em [LLY13] os autores apresentam uma proposição inovadora que considera o equilíbrio entre custos de operação (curto prazo) e custos de investimento (longo prazo) na metodologia de precificação baseada em Custos Marginais ou Incrementais de Longo Prazo. O custo de operação de curto prazo utilizado neste artigo é o custo de gestão do congestionamento da transmissão. Com isto, torna-se possível determinar a influência dos custos de curto prazo sobre o momento adequado para ampliar ou reforçar a rede, e sobre as tarifas de uso do sistema de transmissão.

Demonstra-se que a gestão do congestionamento, no intuito de eliminar sobrecargas nas linhas de transmissão principalmente por meio de redespacho de geração, posterga significativamente o momento de ampliação ou reforço da rede, reduzindo consequentemente as tarifas de uso do sistema de transmissão.

De acordo com [RSS14] existem diversos métodos para alocar os custos de transmissão entre os usuários do sistema. A maioria deles se baseia no fluxo de potência, ou uso físico da rede. Este trabalho, diferentemente da maioria, estabelece a alocação de custos de transmissão por uma abordagem econômica, através da definição de benefícios aos usuários. Os beneficiários de cada instalação de transmissão são determinados para cada participante, gerador ou consumidor, pelo cálculo das receitas (função da magnitude do fluxo, que por sua vez depende dos preços de energia e da capacidade da rede de transmissão) com e sem a instalação de transmissão. Os resultados obtidos são comparados com o método de rastreamento de Bialek, e conforme afirmam os autores, as tarifas obtidas por este método são mais justas para geradores e consumidores.

Em [NHS14] os autores propõem uma inovação sobre o tradicional método MW-milha, baseado no fluxo de potência e no comprimento (distância) de cada linha de transmissão. O artigo apresenta um método que considera não somente o fluxo de potência, mas também a qualidade da carga, através do fator de potência. O baixo fator de potência em instalações que usam cargas reativas (motores de indução e lâmpadas especiais) pode comprometer a capacidade de transmissão, por conta da queda de tensão ao longo da rede. Como há diferenciação de tarifas de uso do sistema de transmissão a depender da qualidade do fator de potência de cada carga, há incentivo provido pelo método para melhoria do fator de potência do sistema.

Em [RS15] é proposta uma técnica para contornar as dificuldades inerentes à Teoria dos Jogos Cooperativos aplicados em problemas de alocação de custo da transmissão, tais como o mal da dimensionalidade (explosão combinatória) e a dependência da barra *Slack* econômica.

O método proposto se chama Procedimento Justo de Min-Max, que durante a alocação de custo da transmissão minimiza o máximo arrependimento, medido em termos de preço/tarifa, entre usuários/agentes de geração e consumo a cada etapa. Segundo os autores, trata-se de uma solução rápida e justa, por produzir o vetor de preços/tarifas mais equilibrado (menor desvio-padrão), sendo uma alternativa viável à precificação marginal, a mais empregada.

A referência [RBD15] explora as metodologias para cálculo da tarifa de uso do sistema de transmissão utilizadas no mercado de energia australiano. Como tal mercado hoje vivencia a inserção maciça de fontes renováveis, há alguns aspectos na tarifação que podem ser aperfeiçoados tais como avaliação do uso da transmissão, percentual de alocação dos serviços de transmissão para os usuários do mercado, e métodos de precificação da transmissão. São propostos dois novos esquemas para tarifas de transmissão para energia renovável chamados Precificação Aperfeiçoada da Transmissão por Fatores de Distribuição, este método baseado na capacidade, e outro método com base na energia.

Mais recentemente, em [SCL17] foi proposto um procedimento para a consideração de múltiplos pontos de operação, ou cenários de despacho, para calcular as tarifas nodais de transmissão, bem como um algoritmo para a determinação de tarifas zonais de geração e carga. O método foi descrito em detalhes, destacando a possibilidade de responsabilização para cada participante pelo uso do sistema, e aplicado numericamente ao caso completo do Sistema Elétrico Brasileiro.

1.3. ESTRUTURA DA TESE

A Tese está dividida em seis capítulos, descritos a seguir.

O presente capítulo descreve a importância da consideração de múltiplos cenários hidrológicos no problema de alocação de custos em mercados interligados, e apresenta uma ampla revisão bibliográfica sobre precificação nodal de sistemas de transmissão de energia elétrica, analisando as características de cada método destinado a esta finalidade.

O Capítulo 2 destina-se à apresentação da metodologia para precificação nodal do sistema de transmissão entre os participantes de múltiplos mercados interligados. Este capítulo apresenta também o estabelecimento de critérios baseados em aspectos técnicos e econômicos para a alocação dos custos dos circuitos internos de cada subsistema, bem como dos elementos de interligação entre as áreas, com o objetivo de avaliar a flexibilidade da metodologia aqui descrita.

Discute-se também no Capítulo 2 um procedimento para o cálculo de preços nodais a partir de múltiplos cenários operativos, o grande diferencial deste trabalho. Características importantes

da metodologia, como transparência, imparcialidade e flexibilidade, bem com os efeitos da melhor representação dos despachos operativos sobre as tarifas de uso, são analisadas e ilustradas com base em aplicações numéricas no sistema brasileiro.

O Capítulo 3 apresenta os fundamentos teóricos dos principais modelos de planejamento da operação de médio e longo prazo utilizados no Sistema Interligado Nacional. Trata-se de modelos computacionais que determinam a política operativa, o despacho a usinas individualizadas. Tais ferramentas computacionais são imprescindíveis para o objetivo maior deste trabalho, que consiste na determinação de tarifas de uso do sistema de transmissão brasileiro considerando múltiplos despachos. São avaliados e discutidos principalmente os modelos MDDH e MIUH, desenvolvidos no âmbito do projeto estratégico ANEEL no tema "Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico" [A08].

O Capítulo 4 apresenta o detalhamento, o fluxograma e as aplicações da metodologia proposta, sendo o Sistema Elétrico Brasileiro, ciclo tarifário de 2014/2015, o caso estudo. Os procedimentos para o cálculo de preços nodais a partir de múltiplos cenários hidrológicos são observados com esse sistema a fim de, novamente, avaliar características importantes, tais como transparência, imparcialidade e flexibilidade da metodologia, bem como a maior qualidade do sinal locacional na presença de despachos mais aderentes à realidade operativa do sistema.

São apresentados e discutidos os resultados de análises probabilísticas para o conjunto de encargos de transmissão finais e anuais para usinas termelétricas e hidrelétricas, bem como para consumidores industriais eletrointensivos, localizados em distintos submercados, obtidos a partir da consideração de múltiplos cenários hidrológicos. O método também trouxe a inovação de permitir a análise de risco de portfólio para empreendedores que detêm a concessão/propriedade de diversas unidades geradoras/fabris.

O Capítulo 5 apresenta a sistemática e os resultados para a precificação nodal considerando múltiplos cenários hidrológicos em condição de carga pesada. Assim, o procedimento inovador proposto foi submetido a uma condição de carga semelhante à utilizada no Programa Nodal, e diferente daquela usada na elaboração do Capítulo 4, qual seja, a condição de carga média, compatível com os modelos energéticos. Tal elevação da carga tem o propósito de provocar maior estresse e carregamento no sistema de transmissão, e portanto intensificar o sinal locacional, deixando o resultado compatível com o Programa Nodal, que trabalha com a de-

manda máxima. Por fim, são analisados, de forma ilustrativa, os efeitos da resposta da demanda a preços, um conceito inovador no mercado brasileiro, sobre a precificação nodal para um consumidor eletrointensivo de porte.

Finalmente, o Capítulo 6 apresenta as principais conclusões da Tese, tendo como base a análise numérica do Sistema Elétrico Brasileiro, bem como recomendações para a continuação do trabalho.

CAPÍTULO 2

TARIFICAÇÃO DO USO DA TRANSMISSÃO NO BRASIL: GENERALIZAÇÃO DA METODOLOGIA NODAL

2.1. INTRODUÇÃO

ESTE capítulo apresenta a metodologia para a alocação dos custos de sistemas de transmissão em mercados compostos pela interligação de múltiplos subsistemas. Inicialmente, o método permite decompor o custo total da transmissão em duas parcelas: a primeira, correspondente à capacidade utilizada da rede (estimada em um ponto de operação previamente definido) e a segunda, referente à capacidade de transmissão ainda disponível no sistema. Nesta análise, utiliza-se o conceito de centro de gravidade (ou referência virtual), i.e., uma barra fictícia do sistema, onde os geradores entregam sua energia produzida e as cargas recebem sua energia consumida, na qual os custos totais da transmissão são divididos em uma proporção especificada para cada classe [AEMC10, BBM04, FSR11, NG11, PJM10].

Uma técnica de decomposição de preços nodais por subsistema garante a aplicabilidade do método a mercados interligados de energia elétrica. Com este procedimento, torna-se possível calcular a responsabilidade de cada participante do mercado (gerador ou carga) sobre o uso de qualquer conjunto especificado de elementos de transmissão [L09, L12]. A flexibilidade do método apresentado permite o estabelecimento de critérios para a alocação dos custos dos circuitos internos de cada subsistema e elementos de interligação entre as áreas.

Por último, são apresentados os desenvolvimentos metodológicos e algumas aplicações numéricas ilustrativas com o Sistema Interligado Nacional (SIN) no ciclo tarifário 2007/2008. O sistema brasileiro é apresentado, definindo as suas divisões geográficas e a receita anual permitida (i.e., custo de uso e disponibilidade relativo aos elementos de transmissão a ser pago meio a meio pelos agentes de geração e carga) para o ciclo considerado. São analisados alguns aspectos que complementam a metodologia, para novamente avaliar características im-

portantes como transparência, imparcialidade e flexibilidade. Dentre eles, os procedimentos de alocação dos custos de sistemas de transmissão entre os participantes de um mercado de energia elétrica a partir de múltiplos cenários operativos. Nas aplicações realizadas, as tarifas são representadas graficamente sobre o mapa do SIN, utilizando-se uma escala de cores. Nesta análise, são considerados diferentes cenários de uso da rede, como o “despacho proporcional por área”, utilizado pelo Programa Nodal; o “despacho proporcional Brasil”, em que os geradores do sistema são despachados proporcionalmente à sua capacidade instalada até o suprimento da carga-pico somada às perdas na transmissão; e uma nova condição denominada “Norte/Nordeste importador”, onde cerca de 3 GW de potência são deslocados das usinas de Tucuruí e Paulo Afonso, passando a ser supridos pela usina de Itaipu.

2.2. DECOMPOSIÇÃO TARIFÁRIA E MÚLTIPLOS DESPACHOS

Este item estabelece o início dos estudos referentes aos efeitos da condição de carregamento do sistema e dos despachos dos geradores sobre as tarifas de transmissão dos participantes do mercado de energia elétrica. Procura analisar os pontos discutíveis da sinalização econômica [M07] provida pelo Programa Nodal [A05], que representam os principais motivadores da realização desta Tese.

Atualmente, na aplicação do Programa Nodal, a configuração da rede é proveniente dos casos bases do PAR (Plano de Ampliações e Reforços), cujos arquivos de dados são disponibilizados pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) em sua página na Internet.

Contudo, apesar de conhecidos e disponíveis, os valores de potência gerada e consumida nas barras não são utilizados pelo Programa Nodal, que define por meio de um algoritmo próprio um ponto de operação onde os geradores são despachados proporcionalmente à sua capacidade instalada nominal³, até que a carga do subsistema somada às suas perdas seja atendida.

O “despacho proporcional” estabelece uma condição operativa na qual os subsistemas são autossuficientes em geração, minimizando os fluxos nas linhas de interligação e, consequentemente, a contribuição destes circuitos para o custo da parcela utilizada do sistema de transmissão. O objetivo da aplicação deste despacho é fazer com que os custos das interligações sejam “socializados” i.e., divididos através de selo.

³ Antes da resolução 117/04 [A04], os geradores hidráulicos eram despachados de maneira proporcional à sua energia assegurada e os demais, proporcionalmente à potência instalada.

No entanto, a consideração de um despacho “distante” do utilizado no planejamento da expansão da transmissão faz com que as tarifas calculadas não reflitam a verdadeira utilização dos circuitos, podendo gerar sinais econômicos distorcidos para os participantes do mercado.

Por outro lado, a associação entre a metodologia de decomposição de tarifas nodais e um critério de alocação de custos permite desenvolver um esquema de tarifação flexível e capaz de alocar de forma independente os custos associados ao uso da malha de transmissão e os custos referentes às linhas de interligação entre áreas.

Este trabalho identifica algumas desvantagens ligadas ao despacho atual e sugere um procedimento para melhorar os sinais econômicos, mantendo o rateio dos custos das interligações através de selo. Verifica-se ainda a possibilidade de serem utilizados diversos pontos de operação para caracterizar os cenários considerados no planejamento da expansão da transmissão.

Como mencionado anteriormente, o Programa Nodal calcula as tarifas de uso da transmissão em um ponto de operação obtido a partir de uma condição de despacho proporcional às capacidades instaladas dos geradores, buscando minimizar os fluxos nas interligações. Assim, no ponto de operação considerado, cada subsistema apresenta uma geração total equivalente à soma entre a sua carga e as perdas na rede interna.

No caso de algum subsistema apresentar geração insuficiente para suprir seu montante total de carga e perdas, o déficit correspondente deverá ser eliminado com a importação de potência do subsistema vizinho com a maior margem (diferença entre geração e carga) disponível.

As seguintes considerações podem ser feitas com relação à utilização do despacho proporcional no cálculo das tarifas:

- A autossuficiência dos subsistemas faz com que os fluxos nas interligações sejam mínimos, de forma que seus custos sejam alocados por selo;
- Os fluxos calculados a partir do despacho proporcional são significativamente diferentes dos obtidos na operação real⁴, não estimando exatamente o grau de utilização da rede pelos geradores e cargas;
- Como consequência imediata, os custos da parcela utilizada e não utilizada da rede passam a ser determinados de forma imprecisa;

⁴ Neste trabalho, as expressões “despacho real” e “operação real” são usadas para descrever as condições de carregamento e despacho consideradas no planejamento da operação do sistema de transmissão.

- Além disso, as tarifas nodais estão sujeitas a distorções. Por exemplo, áreas com capacidade de geração poderão apresentar tarifas que incentivam a inclusão de novas cargas, em vez de viabilizar a implantação de novos empreendimentos de geração.

Observe então que uma sinalização econômica coerente só será atingida se as tarifas forem determinadas sob condições de carregamento semelhantes às encontradas na operação real do sistema.

A associação entre a metodologia aqui descrita e um critério de alocação de custos propicia uma tarifação flexível, onde é possível:

- Alocar os custos da parcela utilizada da rede (CTU) com base em qualquer despacho especificado, sem influenciar o rateio dos custos referentes às interligações (que, se desejado, pode continuar sendo feito por selo);
- Dividir o custo da parcela não utilizada da rede de transmissão (CTN) através de selo ou outro critério que permita incluir uma sinalização locacional para minimizar os subsídios entre áreas, decorrentes da aplicação do selo.

A seguir, descreve-se o procedimento proposto para a alocação dos custos de transmissão, visando atender às particularidades do Sistema Brasileiro. O procedimento consta dos seguintes passos:

1. Identificar uma ou mais condições de operação utilizadas na fase de planejamento da expansão, que tenham sido determinantes para a configuração atual do sistema de transmissão;
2. Se desejado, pode-se atribuir a cada condição, um peso (ponderação);
3. Para cada condição considerada, aplicar a metodologia de decomposição de tarifas juntamente com o critério de alocação desejado, armazenando, para cada participante, os encargos obtidos com relação:
 - Ao uso da rede de transmissão (CTU);
 - À disponibilidade da rede de transmissão (CTN);
 - Às interligações entre subsistemas.
4. Para cada participante, calcular a média ponderada (com base nos pesos determinados no passo 2) dos encargos relativos ao CTU, CTN e interligações, obtidos em todas as condições analisadas;

5. Calcular a tarifa final (equivalente) de cada gerador e carga como a relação entre o encargo médio obtido no passo 4 e um valor de referência, e.g. capacidade instalada e pico de demanda.

Este procedimento permite determinar para cada participante, uma tarifa de transmissão equivalente (i.e., valor único), tal que:

- Leva-se em conta o uso da rede ao longo do período tarifário, sob circunstâncias próximas da operação real;
- Alocam-se os custos das interligações através de selo, de forma independente das condições de despacho consideradas para a alocação do custo da transmissão utilizada (CTU);
- Efetua-se o rateio do custo da parcela não utilizada (CTN) de acordo com o critério desejado, com ou sem sinalização locacional entre subsistemas.

A análise do Programa Nodal permitiu, assim, concluir que o algoritmo de despacho utilizado atualmente pode causar distorções nas tarifas de uso do sistema de transmissão. Visando melhorar a sinalização econômica, é proposto um procedimento capaz de calcular os encargos de transmissão de cada participante, levando em consideração:

- O uso real da rede caracterizado por diversas condições de carregamento e despacho representando os diferentes cenários utilizados no planejamento da expansão da transmissão;
- A eventual ponderação dos referidos cenários;
- A possibilidade de se escolher o critério para alocação do custo da parcela não utilizada da transmissão, i.e., através de selo ou outra forma que inclua uma sinalização locacional para reduzir a ocorrência de subsídios entre os subsistemas;
- A alocação dos custos das interligações através de selo;
- A necessidade de um esquema de tarifação simples e transparente, que produza para cada gerador ou carga, uma tarifa única que contemple os custos relativos ao uso e à capacidade não utilizada da transmissão, bem como das linhas de interligação entre subsistemas.

É sabido que as tarifas de transmissão variam conforme o ponto de operação do sistema e que, para a obtenção de uma sinalização locacional consistente, o despacho considerado no cálculo

das tarifas deverá representar, da forma mais próxima possível, o uso real do sistema de transmissão.

Em suma, o objetivo deste trabalho é tornar a tarifação do uso do sistema de transmissão mais aderente aos cenários de geração, ou despacho, utilizados em estudos de planejamento de operação de médio prazo, na determinação da política operativa e precificação (PLD). Como mencionado, o despacho hoje utilizado pelo Programa Nodal não guarda qualquer semelhança com aqueles praticados na realidade operativa, resultando em sinais inadequados para a instalação de novos geradores e cargas, o que pode ocasionar elevação de congestionamentos e perdas na transmissão, bem como a deterioração dos níveis de confiabilidade da rede.

2.3. CÁLCULO DE TARIFAS

2.3.1. Formulação Matemática – Mercado Único

A tarifa inicial [CSL11, SCL13], de uma barra i representa a soma dos custos de uso de todos os nl circuitos de um sistema de nb barras, provocados pela injeção de 1 MW na barra i . Na condição de mercado único, as tarifas iniciais de todas as barras, representadas em um vetor $1 \times nb$, podem ser calculadas por

$$\pi = CT \times DT \times \beta \quad (2.1)$$

onde CT é o vetor $1 \times nl$ com os custos dos circuitos, a serem recuperados por ano, em R\$; DT é a matriz diagonal $nl \times nl$, cujo termo $j-j$ é inverso da capacidade do circuito j em MW, e; β é a matriz $nl \times nb$ com as sensibilidades dos fluxos nos circuitos em relação às injeções de potência ativa nas barras [A99].

A aplicação direta das tarifas iniciais sobre as injeções de potência implica recuperação do custo da parcela utilizada do sistema de transmissão, CTU . Este custo equivale à soma dos produtos entre o custo unitário de cada circuito e seu fluxo de potência calculado no ponto de operação considerado para tarifação. Matematicamente,

$$\pi \times P = \sum_{i=1}^{nb} \pi_i P_i = CTU \quad (2.2)$$

onde P é o vetor $1 \times nb$ com as injeções de potência ativa em MW. As tarifas iniciais permitem alocar o CTU entre todos os participantes. No entanto, algumas correções [CSL11] devem ser efetuadas, para que:

- i. As tarifas de transmissão calculadas sejam independentes da escolha da barra de referência considerada no estudo de fluxo de potência e no cálculo da matriz β [A99], conferindo transparência ao método;
- ii. Os custos de transmissão sejam alocados em uma proporção predefinida [PJM10] entre geração e consumo, e.g., 50% para cada classe, como no Brasil [A99], e;
- iii. O custo referente à parcela não utilizada da transmissão também seja alocado entre geração e carga na mesma proporção. A existência desta capacidade excedente se deve a investimentos em reforços e ampliações da rede para o atendimento de solicitações de carga/geração previstos para um horizonte futuro. O CTN representa, então, o montante a ser pago de forma complementar pelos participantes, visando à remuneração da capacidade ainda disponível no sistema de transmissão. Matematicamente, o CTN pode ser calculado por

$$CTN = CTT - CTU \quad (2.3)$$

onde CTT é o custo total da transmissão, que é conhecido previamente, devendo ser alocado a cada ano.

A adição de uma parcela constante m às tarifas iniciais de todas as barras é suficiente para satisfazer aos requisitos *i* e *ii* acima. Para que o CTU seja dividido meio a meio entre geração e carga, o ajuste m [CSL11] é dado por:

$$m = \frac{-\pi \times (PG + PC)}{\sum_{k=1}^{nb} PG_k + \sum_{k=1}^{nb} PC_k} \quad (2.4)$$

onde PG e PC são vetores de dimensão $nb \times 1$ com a geração e a carga em cada barra do sistema. Este ajuste corresponde à substituição de uma referência física por uma referência *virtual*, distribuída entre todas as barras do sistema. O desenvolvimento de (2.4) mostra que o ajuste m corresponde à média das tarifas iniciais das barras, ponderadas pelos montantes totais de geração e carga (do ponto de operação considerado) nas mesmas. Com isso, a referência virtual se aproxima da região com o maior volume de geração e carga total. Uma vez corrigidas, as tarifas passam a recuperar o CTU na proporção desejada entre geração e carga, inde-

pendentemente de qual tenha sido a referência inicialmente escolhida [SCL13, L12]. Os vetores de tarifas corrigidas referentes ao CTU para geração e carga podem ser escritos como:

$$\pi_G^{CTU} = \pi + \pi_0 \quad \text{e} \quad \pi_C^{CTU} = -(\pi + \pi_0) \quad (2.5)$$

onde π_0 é um vetor de dimensão $1 \times nb$ com todos os elementos iguais à constante m , determinada por (2.4). As tarifas nodais referentes ao CTU refletem o posicionamento elétrico dos geradores e cargas no sistema de transmissão, indicando sua maior ou menor proximidade em relação aos centros de consumo e geração, e, por isto, são também chamadas de tarifas *locais*. A princípio, cada barra apresenta uma tarifa locacional diferente.

Para se completar o processo de tarifação (satisfazendo ao requisito *iii*), é necessário alocar o CTN . Uma forma simples para se realizar esta tarefa consiste na aplicação da técnica *pro rata* ou selo postal. Neste caso, para garantir a proporção 50:50% estabelecida inicialmente, metade do CTN deve ser rateada entre os geradores e a outra metade entre as cargas, utilizando-se, para isso, a proporção de seus montantes de geração e carga. Assim, as tarifas dos geradores e cargas devem ser acrescidas, respectivamente, das seguintes parcelas [CSL11]:

$$k_G = \frac{CTN / 2}{\sum_{i=1}^{nb} PG_i} \quad \text{e} \quad k_C = \frac{CTN / 2}{\sum_{i=1}^{nb} PC_i} \quad (2.6)$$

Finalmente, os seguintes vetores de tarifas (aplicáveis aos valores de geração e carga do ponto de operação considerado) recuperam o CTT :

$$\pi_G^{CTT} = \pi_G^{CTU} + \pi_G^{CTN} \quad \text{e} \quad \pi_C^{CTT} = \pi_C^{CTU} + \pi_C^{CTN} \quad (2.7)$$

onde π_G^{CTN} e π_C^{CTN} são vetores de dimensão $1 \times nb$, cujos elementos são todos iguais a k_G e k_C , respectivamente.

A tarifa de qualquer barra possui uma parcela locacional, responsável pela alocação do CTU e uma parcela selo, que garante a remuneração do CTN . Por ter origem incremental, a parcela locacional (diferenciada por barra) pode ser positiva ou negativa, enquanto a parcela selo (idêntica em todas as barras) é sempre positiva. Assim, a depender da magnitude da parcela selo, tarifas finais negativas poderão ser encontradas. Usualmente, geradores instalados em centros de consumo e cargas em áreas de geração reduzem o uso da transmissão, estando “bem posicionados” na rede. Embora esta sinalização esteja correta, a obtenção de receita a

partir do uso da rede é uma questão a ser analisada com cuidado, pois faz com que a soma dos pagamentos supere o custo total da transmissão.

Um procedimento capaz de eliminar alocações negativas [CSL11], [L12] consiste na redistribuição do montante total alocado negativamente através de *pro rata* entre os participantes que tiveram encargos positivos. Assim, participantes que inicialmente obtiveram encargos negativos tornam-se isentos, enquanto os que efetivamente pagaram pela transmissão obtêm uma redução em seus encargos iniciais. Este procedimento é iterativo e pode ser aplicado aos geradores e/ou cargas, antes ou depois do rateio do *CTN*, de acordo com as regras do mercado em questão.

2.3.2. Generalização para Mercados Interligados

Em um mercado composto pela interligação de n subsistemas, o *CTU* pode ser expresso pela soma dos valores de *CTU* de cada área. Assim, o vetor de tarifas iniciais pode ser escrito como a soma de n vetores de tarifas iniciais, cada qual referente ao *CTU* de um subsistema. Matematicamente [L12]:

$$\pi = \pi^{Sub_1} + \dots + \pi^{Sub_k} + \dots + \pi^{Sub_n} \quad (2.8)$$

onde π^{Sub_k} é o vetor de dimensão $1 \times nb$ com as sensibilidades (i.e., tarifas iniciais) do custo da parcela utilizada da rede do subsistema k em relação às injeções de potência das nb barras do sistema, calculado por:

$$\pi^{Sub_k} = CT^{Sub_k} \times DT \times \beta. \quad (2.9)$$

Em (2.9), CT^{Sub_k} é o vetor de dimensão $1 \times nl$ contendo apenas os custos dos circuitos pertencentes ao subsistema k , sendo os demais feitos iguais a zero. Neste caso, pode-se mostrar [L12] que a aplicação direta das tarifas decompostas resulta no *CTU* de cada subsistema e a soma dos n vetores de tarifas decompostas resulta no vetor de tarifas iniciais do mercado único, garantindo a consistência do modelo proposto. No mercado único, a dependência das tarifas em relação à escolha da barra de referência é eliminada com a adição de um ajuste m às tarifas iniciais. Em sistemas interligados, o mesmo problema é resolvido com a adição de n ajustes, cada qual às tarifas referentes a um subsistema. O ajuste aplicável às tarifas relativas ao subsistema k é:

$$m^{Sub_k} = \frac{-\pi^{Sub_k} \times (PG + PC)}{\sum_{i=1}^{nb} PG_i + \sum_{i=1}^{nb} PC_i}. \quad (2.10)$$

Este ajuste garante que o *CTU* do subsistema k seja dividido meio a meio entre todos os geradores e cargas do sistema. Assim, o *CTU* do subsistema k pode ser alocado com base nos seguintes vetores de tarifas:

$$\pi_G^{CTU, Sub_k} = \pi^{Sub_k} + \pi_0^{Sub_k} \quad \text{e} \quad \pi_C^{CTU, Sub_k} = -(\pi^{Sub_k} + \pi_0^{Sub_k}). \quad (2.11)$$

A alocação do *CTN* de cada subsistema pode ser feita com base em qualquer critério com embasamento técnico e econômico acordado entre os participantes. Ao se optar pelo *pro rata*, como ilustrado na formulação para mercado único, as seguintes constantes deverão ser adicionadas às tarifas decompostas de todas as barras:

$$k_G^{Sub_k} = \frac{CTN^{Sub_k} / 2}{\sum_{i=1}^{nb} PG_i} \quad \text{e} \quad k_C^{Sub_k} = \frac{CTN^{Sub_k} / 2}{\sum_{i=1}^{nb} PC_i}. \quad (2.12)$$

Finalmente, os seguintes vetores de tarifas recuperam o *CTT* de cada subsistema:

$$\pi_G^{CTT, Sub_k} = \pi_G^{CTU, Sub_k} + \pi_G^{CTN, Sub_k} \quad \text{e} \quad \pi_C^{CTT, Sub_k} = \pi_C^{CTU, Sub_k} + \pi_C^{CTN, Sub_k} \quad (2.13)$$

onde π_G^{CTN} e π_C^{CTN} são vetores de dimensão $1 \times nb$, cujos elementos são calculados por (2.12).

A linearidade das equações envolvidas garante que a soma dos vetores de tarifas referentes aos n subsistemas resulte no próprio vetor de tarifas finais do mercado único, o que permite concluir que a especificação de subsistemas não influencia as tarifas finais das barras. A decomposição permite conhecer a responsabilidade de cada participante sobre os custos da rede de cada subsistema, enquanto os resultados do mercado único são preservados.

2.3.3. Critérios de Alocação de Custos

A técnica de decomposição de tarifa pode ainda ser associada a alguns critérios de alocação de custos [L12], tornando o método bastante flexível e capaz de se adequar às regras do mercado em que este venha a ser aplicado. A seguir, são descritas as características de um critério

de alocação de custos analisado em [PE11], que tem como objetivo o atendimento de necessidades específicas do Sistema Brasileiro. O referido critério caracteriza-se por:

- Atribuição do CTU de cada subsistema de acordo com as tarifas locais decompostas;
- Alocação do CTN de cada subsistema entre todos os agentes na proporção da geração instalada e carga-pico;
- Rateio dos custos referentes aos circuitos de interligação na proporção da geração instalada e da carga pico.

O tratamento diferenciado dado às linhas e transformadores de interligação se deve à importância estratégica desses circuitos para a interligação energética entre os parques de geração. Por se tratar de elementos que beneficiam a todos os agentes, este critério elimina o sinal locacional do rateio dos custos destes circuitos.

2.3.4. Consideração de Perdas na Transmissão

Os desenvolvimentos anteriores consideraram o modelo de fluxo de potência DC, onde geração e carga totais do sistema são idênticas. No entanto, em redes de grande porte, o montante total de perdas na transmissão faz com que o despacho considerado em uma análise de fluxo DC tradicional se distancie muito do real. Uma forma eficaz para se aprimorar o modelo DC consiste na representação das perdas em cada circuito (estimadas por uma análise de fluxo DC ou calculadas previamente com o modelo AC) como cargas fictícias em suas barras terminais [M83]. Matematicamente, as cargas fictícias são organizadas separadamente das originais, em um vetor $PFIC$ de dimensão $nb \times 1$. Para que estas não sejam responsabilizadas por custos de transmissão, as tarifas de carga (referentes ao CTU do mercado único ou ao CTU do subsistema k) devem ser acrescidas das seguintes constantes [L12]:

$$\delta_C = \frac{\pi_C^{CTU} \times PFIC}{\sum_{i=1}^{nb} PC_i} \quad \text{e} \quad \delta_C^{Sub_k} = \frac{\pi_C^{CTU, Sub_k} \times PFIC}{\sum_{i=1}^{nb} PC_i}. \quad (2.14)$$

2.4. APLICAÇÃO NUMÉRICA

2.4.1. Sistema Elétrico Brasileiro

A Fig. 2.1 ilustra o SIN para o horizonte 2007, época em que ocorreram os testes de validação do “Programa TUST” [P11], que devido à extensão territorial e ao parque gerador predominantemente hidráulico, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão em função das distâncias envolvidas entre as fontes geradoras e os centros de carga. Desta forma, a Rede Básica de transmissão compreende as tensões de 230kV a 750kV, com as principais funções de [EPE05]:

- a) Transmissão da energia gerada pelas usinas para os centros de carga;
- b) Interligação entre as bacias hidráulicas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a aumentar o rendimento do uso da água; e
- c) Integração energética entre os diversos elementos do sistema e, também, com os países vizinhos para garantir tanto a estabilidade quanto a confiabilidade da rede.

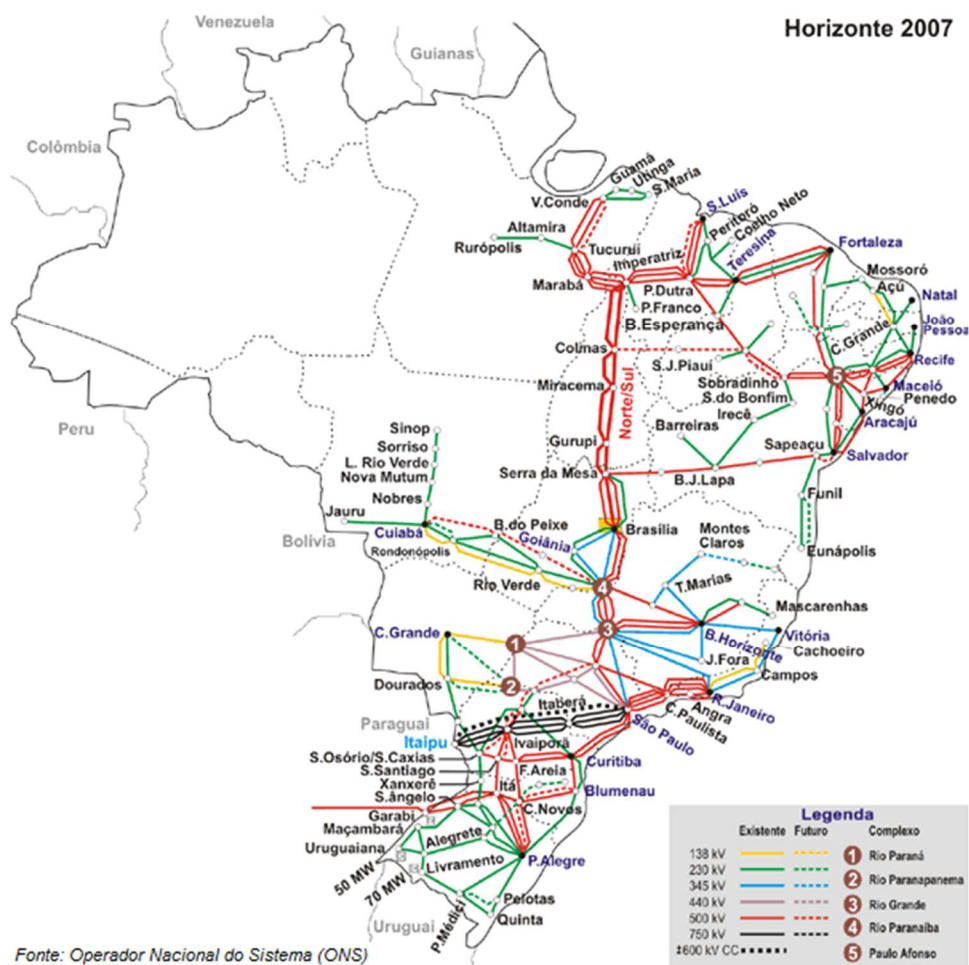


Fig. 2.1 – Diagrama do SIN – Horizonte 2007 (Fonte: ONS).

As interligações elétricas entre as regiões possibilitam a otimização energética do sistema aproveitando a diversidade hidrológica existente. As aplicações numéricas apresentadas neste capítulo utilizam o SIN para o ciclo tarifário 2007/2008, dividido em 4 subsistemas [EPE05]:

- **Sul (S):** Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- **Sudeste e Centro-Oeste (SE/CO):** Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul;
- **Norte (N):** Pará, Tocantins e Maranhão;
- **Nordeste (NE):** Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

A Fig. 2.2 apresenta as regiões do SIN, destacando as interligações entre as mesmas, consideradas nos casos de estudo simulados. No ciclo tarifário considerado (2007/2008), o custo total da transmissão (*CTT*), i.e., a Receita Anual Permitida (*RAP*) vale 7.204.090.273,65 R\$/ano, a ser alocado em partes iguais entre os geradores e as cargas.

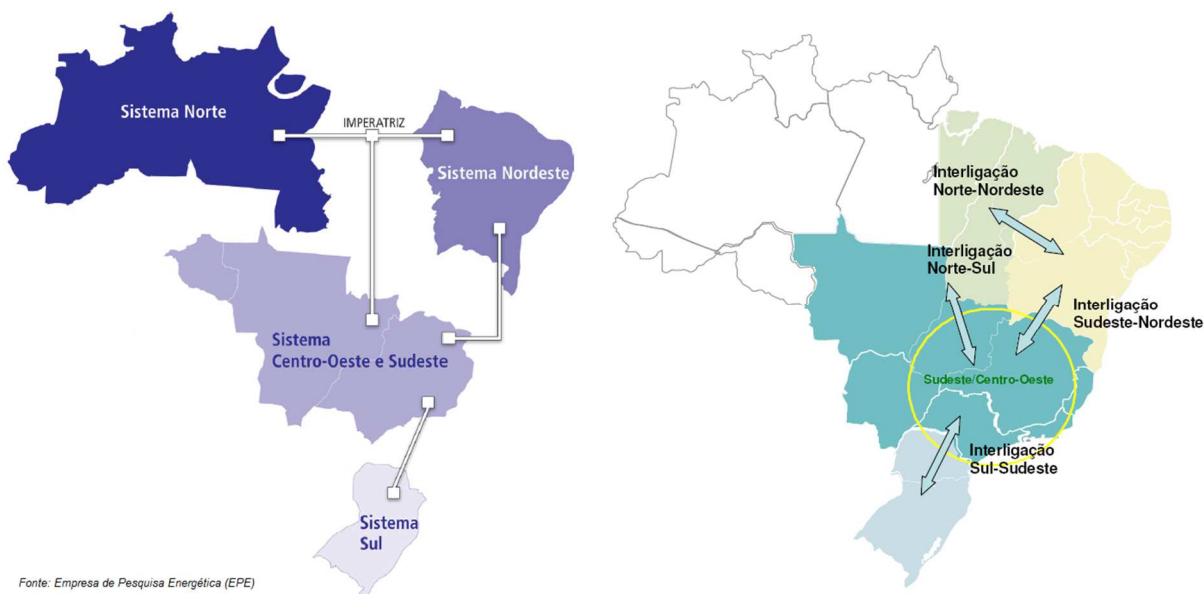


Fig. 2.2 – Representação Esquemática das Interligações Entre as Regiões do SIN
(Fonte: EPE).

No Brasil, assim como em outros países que adotaram a metodologia Nodal para a alocação dos custos de transmissão, a divisão em 50:50% foi estabelecida pela ANEEL [A99]. Entretanto, por exemplo, uma divisão de aproximadamente 25:75% geração/carga é usada na Inglaterra e Suécia, uma divisão de 35:65% é usada na Noruega e uma divisão de 0:100% é usada na Austrália [CDP93, NG11, PJM10], a depender do peso que se pretende definir à participação da carga no rateio dos encargos de transmissão.

No caso brasileiro, o encargo atribuído ao gerador tende a ser repassado à carga, em face do ambiente competitivo. No entanto, espera-se que os geradores mais eficazes em termos de gestão absorvam parte destes encargos na busca por novos clientes.

2.4.2. Algoritmo Nodal

A metodologia utilizada atualmente no SIN calcula as tarifas em um ponto de operação obtido a partir de uma condição de despacho proporcional às capacidades instaladas dos geradores. Os seguintes passos [A11] descrevem de forma simplificada o algoritmo utilizado para a obtenção desse despacho:

1. Calcular o fluxo de potência linear DC com perdas a partir do despacho original;
2. Despachar os geradores proporcionalmente às capacidades instaladas;
3. Estimar as perdas em todos os subsistemas e armazená-las;
4. Para cada subsistema i :
 - a) $Erro \leftarrow 0$;
 - b) $C_{tot}(i) \leftarrow$ carga total + perdas da rede do subsistema i ;
 - c) $G_{tot}(i) \leftarrow$ geração total atual do subsistema i ;
 - d) $Fator = \frac{C_{tot}(i)}{G_{tot}(i)}$;
 - e) Multiplicar os despachos de todos os geradores por $Fator$. Se em algum gerador o despacho exceder a potência instalada, deve-se fazer a geração igual ao valor máximo e acumular a diferença em $Erro$;
 - f) Enquanto $Erro > 0$:
 - $G_{aux}(i) \leftarrow$ geração total atual do subsistema i referente aos geradores que ainda não atingiram o valor limite;
 - $K_{aux}(i) = \frac{G_{aux}(i) + Erro}{G_{aux}(i)}$;

- Multiplicar os despachos dos geradores que não atingiram o limite por $K_{aux}(i)$
 - $Erro \leftarrow 0$;
 - Se algum despacho exceder a capacidade instalada, fazer a geração igual à potência máxima e acumular a diferença em $Erro$;
5. Executar um cálculo de fluxo de potência com perdas;
 6. Recalcular as perdas de cada subsistema e armazená-las;
 7. Se o balanço de potência em algum subsistema for maior que a tolerância admitida, retornar ao passo 4.

No caso de algum subsistema apresentar geração insuficiente para suprir seu montante total de carga e perdas, o déficit correspondente deverá ser eliminado com a importação de potência do subsistema vizinho com a maior margem disponível, i.e., diferença entre geração e carga.

No cálculo das tarifas de transmissão através do despacho proporcional por área, a autossuficiência dos subsistemas faz com que os fluxos nas interligações sejam mínimos, como pode ser observado na Fig. 2.3, de forma que seus custos sejam alocados por selo. Pode-se notar também que os fluxos calculados a partir desse despacho são significativamente diferentes dos obtidos na operação real, i.e., em condições de carregamento consideradas no planejamento da expansão do sistema de transmissão, não estimando exatamente o grau de utilização da rede pelos agentes, como consequência imediata, os custos da parcela utilizada e não utilizada da rede passam a ser determinados de forma imprecisa.

A Tabela 2.1 apresenta os fluxos de potência em algumas interligações do Sistema Elétrico Brasileiro no ciclo 2007/2008, obtidos a partir do despacho proporcional por área.

TABELA 2.1 – FLUXOS EM ALGUMAS INTERLIGAÇÕES (PROPORCIONAL POR ÁREA).

Barra de Origem		Barra de Destino		No do Circuito	Fluxo (MW)
Número	Nome	Número	Nome		
125	IBIUN-C1-500	112	BATEIAS1-500	1	-77,90
546	GROSANA---138	865	GLOANDA---138	1	138,05
615	CHAVANTE-230	884	FIGUEIRA-230	1	77,05
556	ASSIS---525	1027	LONDRINA-525	1	167,32
299	S.MESA-2-500	6444	R.EGUAS--500	1	152,74
5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	1	219,03
5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	2	219,03
7300	COLINAS--500	5437	RG-CO-CS1000	1	-122,76
5525	C.NETO---230	5501	TERESINA-230	1	-58,95
5580	P.DUTRA--500	5510	B.ESPER--500	1	-409,31

A Fig. 2.3 ilustra os intercâmbios entre os subsistemas para esta condição de despacho dos geradores, obtidos a partir da solução de fluxo DC com perdas.

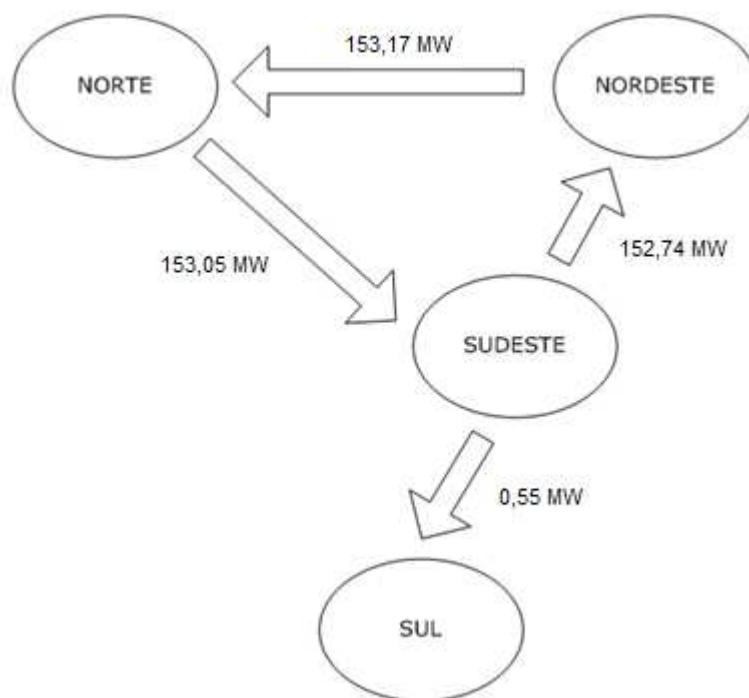


Fig. 2.3 – Intercâmbios Entre Subsistemas – Despacho Proporcional por Área.

Observe que apesar do balanço de potência em cada subsistema ser praticamente igual a zero, o algoritmo de despacho proporcional por área não garante que os fluxos nas linhas de interligação sejam nulos como desejado inicialmente.

A Tabela 2.2 apresenta os valores das tarifas finais fornecidas pelo Programa Nodal para algumas usinas do SIN no ciclo tarifário considerado.

A Fig. 2.4 ilustra, através de uma escala de cores, a disposição dos valores das tarifas finais de uso do sistema de transmissão para os agentes de geração (i.e., usinas hidráulicas, térmicas e eólicas) do SIN para o ciclo 2007/2008.

TABELA 2.2 – TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO (PROGRAMA NODAL).

Região	Nome da Usina	Capacidade (MW)	Tarifa Nodal (R\$/kW×mês)
N	UHE LAJEADO	902,5	7,2110
	UHE TUCURUÍ	8358,0	9,0340
	UHE PEIXE ANGICAL	452,0	6,0620
NE	UHE XINGO	3155,9	9,7130
	UHE PAULO AFONSO I II III	1415,1	9,9850
	UHE PAULO AFONSO IV	2458,8	9,9080
	UHE SOBRADINHO	1049,5	9,4610
	UTE TERMOBAHIA	187,4	5,0150
	UTE TERMOCEARÁ	290,0	4,3860
	UTE TERMOPERNAMBUCO	520,0	6,3930
	UHE BOA ESPERANÇA	237,0	6,5410
SE/CO	UHE SERRA DA MESA	1272,0	5,4460
	UHE GUAPORÉ	120,0	12,3230
	UTE W. ARJONA	186,8	2,2470
	UHE EMBORCAÇÃO	1184,9	3,0780
	UHE MARIMBONDO	1435,0	2,6330
	UTE IBIRITE	230,0	0,2980
	UTE ANGRA I	627,0	-0,4160
	UTE ANGRA II	1275,0	-0,4160
	UTE MACAE MERCHANT	895,5	-0,2450
	UHE ILHA SOLTEIRA	3429,0	1,8110
	UHE PORTO PRIMAVERA	1514,8	3,2960
	UTE PIRATININGA	350,0	-0,2260
S	UHE ITAIPU	11625,0	0,4660
	UHE SALTO OSORIO	1065,1	3,5620
	UTE ARAUCARIA	469,0	0,6960
	UHE ITAUBA	500,0	1,1580
	UTE PRES. MEDICI A, B	395,0	-2,7650
	UHE ITA	1450,0	1,7150
	UTE JORGE LACERDA A, B, C	774,4	1,8520

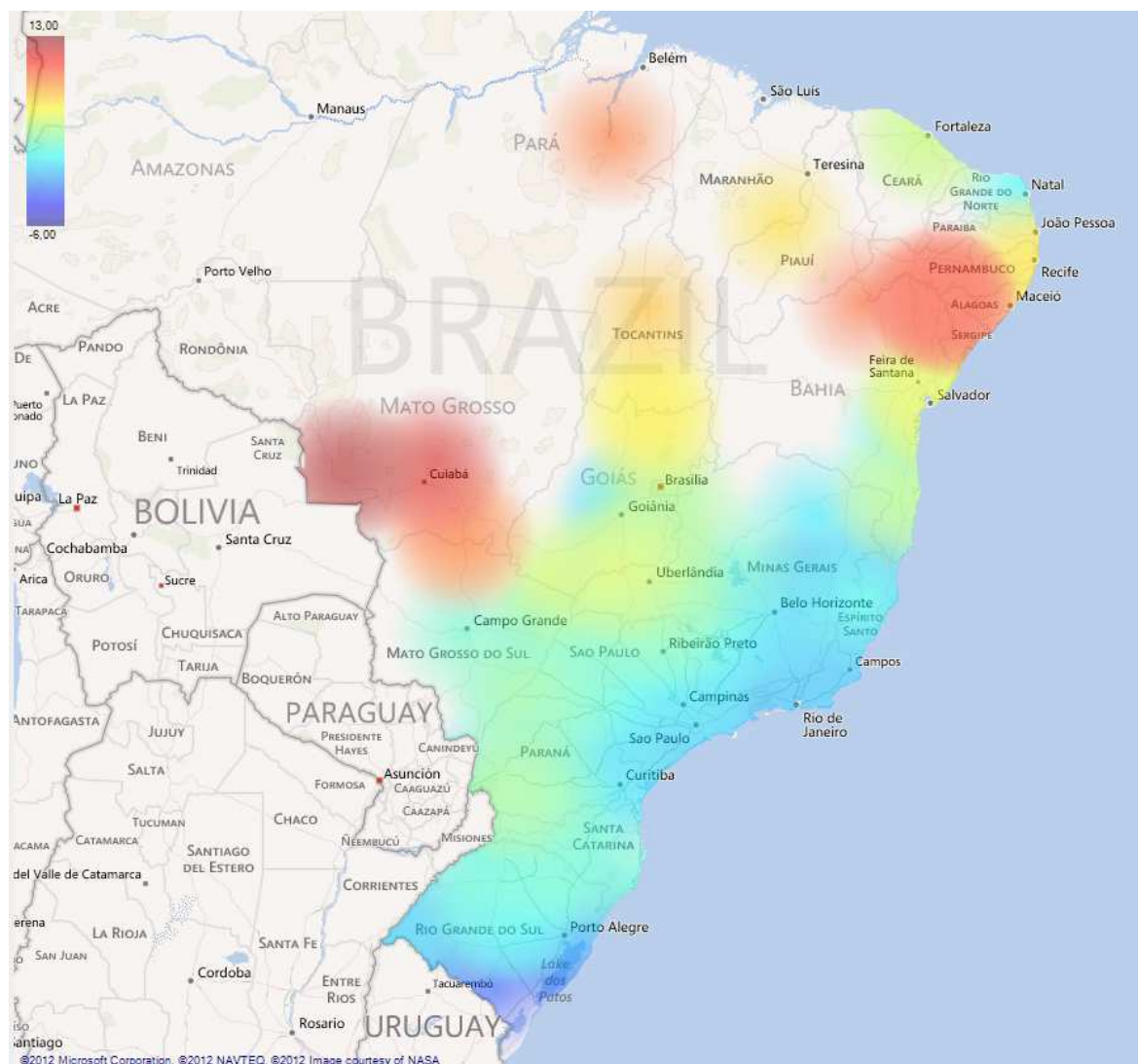


Fig. 2.4 – Representação Gráfica da Disposição das Tarifas Nodais de Geração.

Como pode ser observado na Fig. 2.4, de um modo geral, os valores das tarifas finais de usinas localizadas nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul apresentaram valores mais baixos (i.e., tarifas representadas nas cores azul e verde) quando comparados com os obtidos para as usinas localizadas nas regiões Norte e Nordeste (tarifas representadas nas cores amarela, laranja e vermelha). Notam-se, ainda, alguns valores negativos para usinas das regiões SE/CO e S, isso é possível, pois na metodologia Nodal (para o ciclo 2007/2008) as eliminações dos valores negativos são realizadas apenas nas tarifas de carga.

A Tabela 2.3 apresenta as tarifas finais fornecidas, novamente, pelo Programa Nodal para algumas barras de carga do SIN no ciclo tarifário considerado.

TABELA 2.3 – TARIFAS FINAIS DE CARGA (PROGRAMA NODAL).

Região	No. Barra	Nome	Carga Pico (MW)	Tarifa Nodal (R\$/kW×mês)
N	6407	CARAJAS--230	177,8	0,0000
	6461	V.CONDE--230	928,5	0,0000
	6472	GUAMA----069	191,0	0,0000
	6482	UTINGA----069	344,2	0,0000
	6493	STA.MARI--069	98,1	0,3940
	7202	MIRACEMA-138	74,2	0,0000
NE	5111	R.LARGO---230	170,0	0,0000
	5243	NATAL--II--069	414,3	3,7580
	5453	FORTALEZ-069	357,4	1,8120
	5551	S.LUISII-230	908,0	1,1090
	5721	JARDIM----230	79,6	0,0000
	5751	CMD-BP-1-230	229,0	0,0000
SE/CO	170	P.CALDAS--138	431,3	4,7790
	471	BAIXADA--345	220,0	5,8470
	477	CARBOCL--230	116,0	6,3740
	493	BANDEIRA--088	1053,0	6,2490
	761	ANHANGUE-138	129,1	3,5000
	768	XAVANTES-138	299,3	4,3230
	787	NIQUEL---230	149,3	0,6690
	1520	CSBM-----230	145,7	8,1400
	3475	SUL1-----088	1070,0	6,3020
	3715	CARAJAS--138	130,0	4,0000
	3724	PIRINEUS-138	129,3	5,0160
	4533	COXIPO---138	274,8	0,0000
S	840	CASCAVEL-138	451,5	3,3460
	887	IBIPORA--138	248,0	4,9190
	940	BLUMENAU-138	543,8	5,5690
	1016	JOINVILL-138	322,3	6,0670
	1204	POLOPETR-230	168,3	6,0850
	1257	CINDUPAL-138	212,0	6,5050

Por outro lado, os valores das tarifas finais de agentes de carga localizados nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul apresentaram valores mais altos quando comparados com os obtidos para cargas localizadas nas regiões Norte e Nordeste que, em muitos casos apresentaram tarifas nulas. Esse efeito é observado, mais uma vez, devido à política de eliminação de alocações negativas presente na Metodologia Nodal.

2.4.3. Algoritmo TUST

Foi desenvolvido um programa não comercial, utilizado e referido ao longo deste Trabalho de Tese como “Programa TUST” [P11]. Para simular os casos do SIN apresentados neste Capítulo foi desenvolvida a versão escrita em linguagem C++.

O algoritmo do Programa TUST é composto pelos passos apresentados a seguir:

1. Efetuar a leitura dos dados elétricos e a condição de despacho desejada para o sistema (formato ANAREDE) e dados de custos de transmissão (custos dos elementos e uso ou não do fator de ponderação);
2. Escolher o critério para alocação de custos em sistemas interligados:
 - *Critério 1:* Não separa as interligações (idem mercado único);
 - *Critério 2:* Separa as interligações (CTI alocado por selo);
3. Decidir se haverá eliminação de alocações negativas na geração e/ou na carga e escolher o modelo de eliminação, i.e., sobre o custo total (após o rateio da parcela selo) ou sobre o encargo locacional;
4. Executar o cálculo do fluxo DC com perdas a partir da condição de despacho informada. Nesta fase, são calculadas as cargas fictícias e os fluxos nos circuitos, permitindo conhecer a capacidade utilizada da rede;
5. Com base no ponto de operação obtido no Passo 4, calcular a matriz β e o vetor de tarifas iniciais;

6. Calcular o ajuste m e obter as tarifas referentes ao CTU . PC deve incluir as cargas fictícias (perdas);
7. Corrigir as tarifas locacionais (CTU) das cargas;
8. Determinar os valores de CTU , CTI e CTN , conforme critério estabelecido no Passo 2;
9. Calcular a tarifa selo responsável pela alocação do CTN . Neste ponto, o vetor PC deverá conter apenas as cargas originais;
10. Determinar as tarifas referentes ao CTT ;
11. Executar o procedimento de verificação e eliminação de alocações negativas conforme o modelo escolhido no Passo 3;
12. Calcular os encargos totais e tarifas finais, aplicáveis às capacidades instaladas e carga-pico dos agentes.

No despacho Proporcional Brasil, todas as usinas são despachadas proporcionalmente à sua capacidade instalada, sem, no entanto, procurar estabelecer um balanço de potência nulo para cada área, como visto no despacho utilizado normalmente pelo Programa Nodal. Este novo ponto de operação foi utilizado nas simulações deste Capítulo com a finalidade de que todas as unidades geradoras fossem despachadas, podendo, assim, participar do processo de rateio dos custos do sistema de transmissão.

Para que esta condição de despacho fosse gerada a partir do Programa Nodal, todas as barras do SIN foram especificadas nos arquivos de entrada do programa como pertencentes a uma única área. O despacho resultante desta simulação no Programa Nodal foi então informado através do arquivo de dados do programa desenvolvido (Programa TUST), que executou os cálculos de fluxo de potência DC com perdas e dos valores das tarifas de transmissão.

A Tabela 2.4 apresenta os fluxos de potência em algumas interligações do Sistema Elétrico Brasileiro no ciclo 2007/2008, obtidos a partir do despacho Proporcional Brasil.

TABELA 2.4 – FLUXO NAS INTERLIGAÇÕES (PROPORCIONAL BRASIL).

Barra de Origem		Barra de Destino		No do Circuito	Fluxo (MW)
Número	Nome	Número	Nome		
125	IBIUN-C1-500	112	BATEIAS1-500	1	98,43
546	GROSANA---138	865	GLOANDA---138	1	146,56
615	CHAVANTE-230	884	FIGUEIRA-230	1	99,98
556	ASSIS----525	1027	LONDRINA-525	1	371,67
299	S.MESA-2-500	6444	R.EGUAS—500	1	52,26
5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	1	272,82
5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	2	272,82
7300	COLINAS--500	5437	RG-CO-CS1000	1	-122,21
5525	C.NETO---230	5501	TERESINA-230	1	-54,97
5580	P.DUTRA--500	5510	B.ESPER—500	1	-274,35

A Fig. 2.5 ilustra os intercâmbios para esta condição de despacho. Neste caso, os balanços de potência de cada área são diferentes dos apresentados para o despacho proporcional por área.

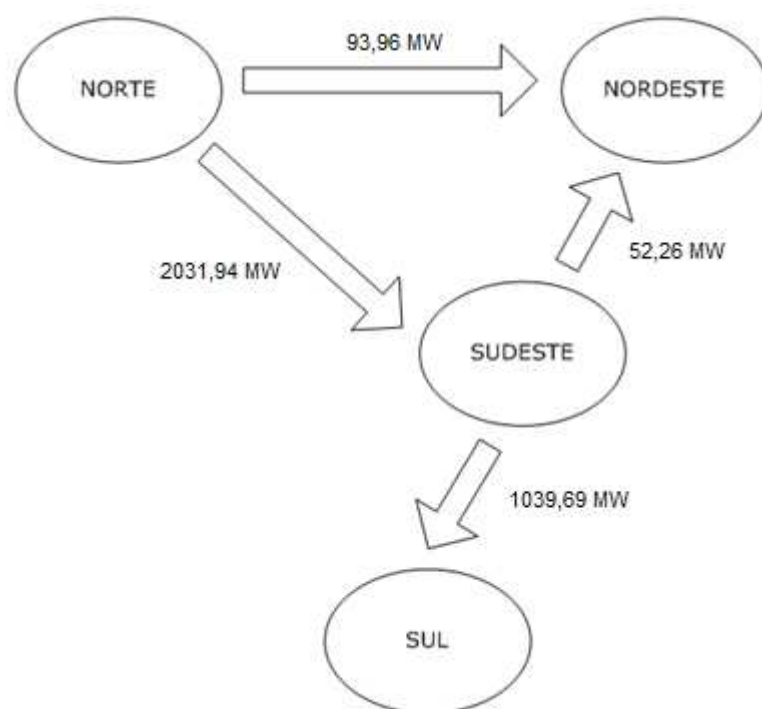


Fig. 2.5 – Intercâmbios Entre Subsistemas – Despacho Proporcional Brasil.

Mais uma informação adquirida através das simulações com o Programa TUST são os montantes de geração e carga por região, i.e., Sul (S), Sudeste e Centro Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte (N), do SIN. A Tabela 2.5 apresenta, para todas as regiões do SIN, os valores de

capacidade instalada, geração despachada, carga-pico e o balanço (geração – carga – perdas), considerando o despacho Proporcional Brasil.

TABELA 2.5 – MONTANTES DE POTÊNCIA DE CADA REGIÃO (VALORES EM MW).

Região	Cap. Instalada	Geração	Carga	Carga + Perdas	Balanço	Percentual
S	14995,70	11900,95	12629,26	12940,69	-1039,74	17,93%
SE/CO	51828,00	41188,19	40166,38	42128,13	-939,94	60,12%
NE	12695,20	9921,40	9769,99	10067,61	-146,21	14,42%
N	8358,00	6281,20	3897,01	4155,31	2125,89	7,53%
Total	87876,90	69291,74	66462,64	69291,74	0,00	100,00%

Nota-se que na Tabela 2.5, do montante total (geração e carga) do Sistema Brasileiro no ciclo considerado, a maior parcela (60,12%) se encontra na Região Sudeste e Centro-Oeste (SE/CO). Depois, em ordem decrescente, aparece a Região Sul com 17,93% deste montante seguida pelo Nordeste com 14,42% e pelo Norte com 7,53%.

Um fato interessante de se observar é que no despacho considerado as regiões Norte e Nordeste somadas representam cerca de 20% do montante de potência total do sistema, deixando para as regiões Sudeste e Centro-Oeste e Sul os 80% restantes. Com isso, espera-se o deslocamento do “centro de gravidade” ou “referência virtual” para próximo destas últimas regiões, em especial, da região SE/CO.

Inicialmente, foi simulado o caso em que é aplicado o Critério 2, em que o *CTU* e *CTN* são alocados, respectivamente, com base nas potências despachadas e capacidades instaladas. Além disso, os encargos totais referentes às linhas de interesse sistêmico, ou seja, as linhas de interligação entre submercados, são rateados entre todos os participantes através de selo, utilizando as proporções das capacidades instaladas e cargas pico. Nas simulações realizadas, o custo total referente às interligações é igual a 321.805.200,00 R\$/ano. i.e., aproximadamente 4,5% do valor total do *CTT*.

As Tabelas 2.6 e 2.7 apresentam as tarifas finais de uso do sistema de transmissão obtidas com o Programa TUST para algumas barras de geração e carga escolhidas aleatoriamente. No caso dos geradores, a tarifa final foi calculada por:

$$\text{Tarifa TUST} = \frac{\text{Enc. locacional} + \text{Enc. selo} + \text{Enc. interligações}}{\text{Capacidade instalada}}. \quad (2.15)$$

Cabe ressaltar, ainda, que foi utilizado o despacho Proporcional Brasil e que a eliminação de alocações negativas foi feita, na geração e carga, após o rateio da parcela selo.

TABELA 2.6 – TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO.

Região	Nome da Usina	Capacidade (MW)	Tarifa TUST (R\$/kW×mês)
N	UHE LAJEADO	902,5	6,6418
	UHE TUCURUÍ	8358,0	8,5199
	UHE PEIXE ANGICAL	452,0	5,7026
NE	UHE XINGO	3155,9	8,6415
	UHE PAULO AFONSO I II III	1415,1	8,8442
	UHE PAULO AFONSO IV	2458,8	8,7828
	UHE SOBRADINHO	1049,5	8,1189
	UTE TERMOBAHIA	187,4	5,4123
	UTE TERMOCEARÁ	290,0	5,6742
	UTE TERMOPERNAMBUCO	520,0	6,0777
	UHE BOA ESPERANÇA	237,0	6,3189
SE/CO	UHE SERRA DA MESA	1272,0	5,2276
	UHE GUAPORÉ	120,0	10,1644
	UTE W. ARJONA	186,8	1,7580
	UHE EMBORCAÇÃO	1184,9	3,1803
	UHE MARIMBONDO	1435,0	2,3564
	UTE IBIRITE	230,0	1,2094
	UTE ANGRA I	627,0	0,2304
	UTE ANGRA II	1275,0	0,2304
	UTE MACAE MERCHANT	895,5	0,8307
	UHE ILHA SOLTEIRA	3429,0	2,0695
	UHE PORTO PRIMAVERA	1514,8	2,3421
	UTE PIRATININGA	350,0	0,2818
S	UHE ITAIPU	11625,0	0,9263
	UHE SALTO OSORIO	1065,1	2,6489
	UTE ARAUCARIA	469,0	0,1560
	UHE ITAUBA	500,0	0,4271
	UTE PRES. MEDICI A, B	395,0	0,1526
	UHE ITA	1450,0	1,1284
	UTE JORGE LACERDA A, B, C	774,4	0,8483

A Fig. 2.6 ilustra, através da mesma escala de cores utilizada para o Programa Nodal, a disposição dos valores das tarifas finais do sistema de transmissão para os agentes de geração do SIN utilizando o despacho proporcional Brasil.

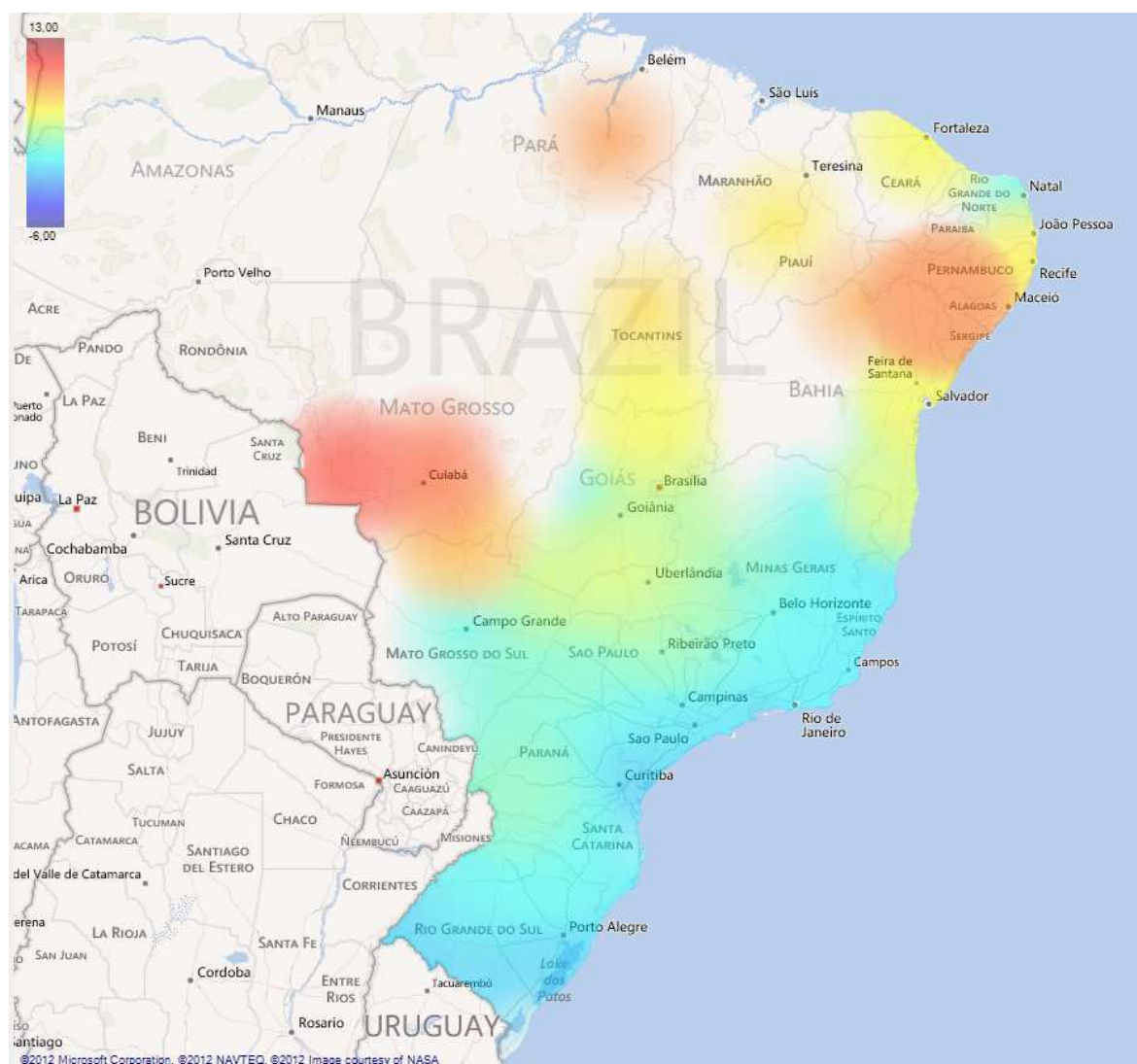


Fig. 2.6 – Tarifas de Geração – Despacho Proporcional Brasil – Eliminação Após Selo.

Em geral, os resultados indicam uma pequena diminuição nos maiores valores das tarifas de geração quando comparados aos obtidos através do Programa Nodal, na Tabela 2.2. Note que, por exemplo, a usina de PAULO AFONSO IV apresentou uma tarifa de 9,9080 R\$/kW×mês no Programa Nodal, enquanto que no Programa TUST, seu valor é de 8,7828 R\$/kW×mês. Observe que, devido ao critério de eliminação de alocações negativas estabelecido, não houve valores negativos e que o menor valor estabelecido nesta condição foi a tarifa final devida ao custo das interligações (i.e., 0,1526 R\$/kW×mês) que é alocada através de selo.

A Tabela 2.7 apresenta as tarifas finais fornecidas pelo Programa TUST para algumas barras de carga do SIN no ciclo tarifário considerado.

TABELA 2.7 – TARIFAS FINAIS DE CARGA.

Região	No. Barra	Nome	Carga Pico (MW)	Tarifa TUST (R\$/kW×mês)
N	6407	CARAJAS--230	177,8	0,2017
	6461	V.CONDE--230	928,5	0,2017
	6472	GUAMA----069	191,0	0,2017
	6482	UTINGA----069	344,2	0,2017
	6493	STA.MARI--069	98,1	0,2017
	7202	MIRACEMA-138	74,2	0,2017
NE	5111	R.LARGO---230	170,0	0,2017
	5243	NATAL--II--069	414,3	3,2427
	5453	FORTALEZ-069	357,4	0,2017
	5551	S.LUISII-230	908,0	0,2017
	5721	JARDIM----230	79,6	0,2017
	5751	CMD-BP-1-230	229,0	0,2017
SE/CO	170	P.CALDAS--138	431,3	4,6252
	471	BAIXADA--345	220,0	5,9372
	477	CARBOCL--230	116,0	6,4781
	493	BANDEIRA--088	1053,0	6,4476
	761	ANHANGUE-138	129,1	2,7350
	768	XAVANTES-138	299,3	3,6758
	787	NIQUEL---230	149,3	0,2017
	1520	CSBM-----230	145,7	7,8654
	3475	SUL1-----088	1070,0	6,4521
	3715	CARAJAS--138	130,0	3,2379
	3724	PIRINEUS-138	129,3	2,7163
	4533	COXIPO---138	274,8	0,2017
S	840	CASCAVEL-138	451,5	4,0179
	887	IBIPORA--138	248,0	5,3478
	940	BLUMENAU-138	543,8	6,6328
	1016	JOINVILL-138	322,3	7,1821
	1204	POLOPETR-230	168,3	7,0487
	1257	CINDUPAL-138	212,0	7,4347

Este é um caso interessante, pois o encargo referente ao uso (CTU) das interligações (linhas de grande importância sistêmica) passa a ser socializado, i.e., alocado sob a forma de selo entre todos os participantes do mercado (geração e carga).

Já neste outro caso, a eliminação de alocações negativas é aplicada sobre a parcela locacional dos custos, impedindo que encargos de uso negativos possam ser utilizados para a redução da parcela selo. Como no caso anterior, o custo total referente às interligações é alocado entre todos os agentes do sistema através de selo. As Tabelas 2.8 e 2.9 apresentam as tarifas finais de uso do sistema de transmissão obtidas com o Programa TUST para algumas barras.

TABELA 2.8 – TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO.

Região	Nome da Usina	Capacidade (MW)	Tarifa TUST (R\$/kW×mês)
N	UHE LAJEADO	902,5	4,5909
	UHE TUCURUÍ	8358,0	6,4687
	UHE PEIXE ANGICAL	452,0	3,6515
NE	UHE XINGO	3155,9	6,5906
	UHE PAULO AFONSO I II III	1415,1	6,7931
	UHE PAULO AFONSO IV	2458,8	6,7318
	UHE SOBRADINHO	1049,5	6,0678
	UTE TERMOBAHIA	187,4	3,3606
	UTE TERMOCEARÁ	290,0	3,6231
	UTE TERMOPERNAMBUCO	520,0	4,0261
	UHE BOA ESPERANÇA	237,0	4,2680
SE/CO	UHE SERRA DA MESA	1272,0	3,1765
	UHE GUAPORÉ	120,0	8,1126
	UTE W. ARJONA	186,8	2,3900
	UHE EMBORCAÇÃO	1184,9	2,3900
	UHE MARIMBONDO	1435,0	2,3900
	UTE IBIRITE	230,0	2,3900
	UTE ANGRA I	627,0	2,3900
	UTE ANGRA II	1275,0	2,3900
	UTE MACAE MERCHANT	895,5	2,3900
	UHE ILHA SOLTEIRA	3429,0	2,3900
	UHE PORTO PRIMAVERA	1514,8	2,3900
	UTE PIRATININGA	350,0	2,3900
S	UHE ITAIPU	11625,0	2,3900
	UHE SALTO OSORIO	1065,1	2,3900
	UTE ARAUCARIA	469,0	2,3900
	UHE ITAUBA	500,0	2,3900
	UTE PRES. MEDICI A, B	395,0	2,3900
	UHE ITA	1450,0	2,3900
	UTE JORGE LACERDA A, B, C	774,4	2,3900

A Fig. 2.7 ilustra, através da mesma escala de cores utilizada para o Programa Nodal, a disposição dos valores das tarifas finais do sistema de transmissão para os agentes de geração do SIN utilizando o despacho proporcional Brasil.

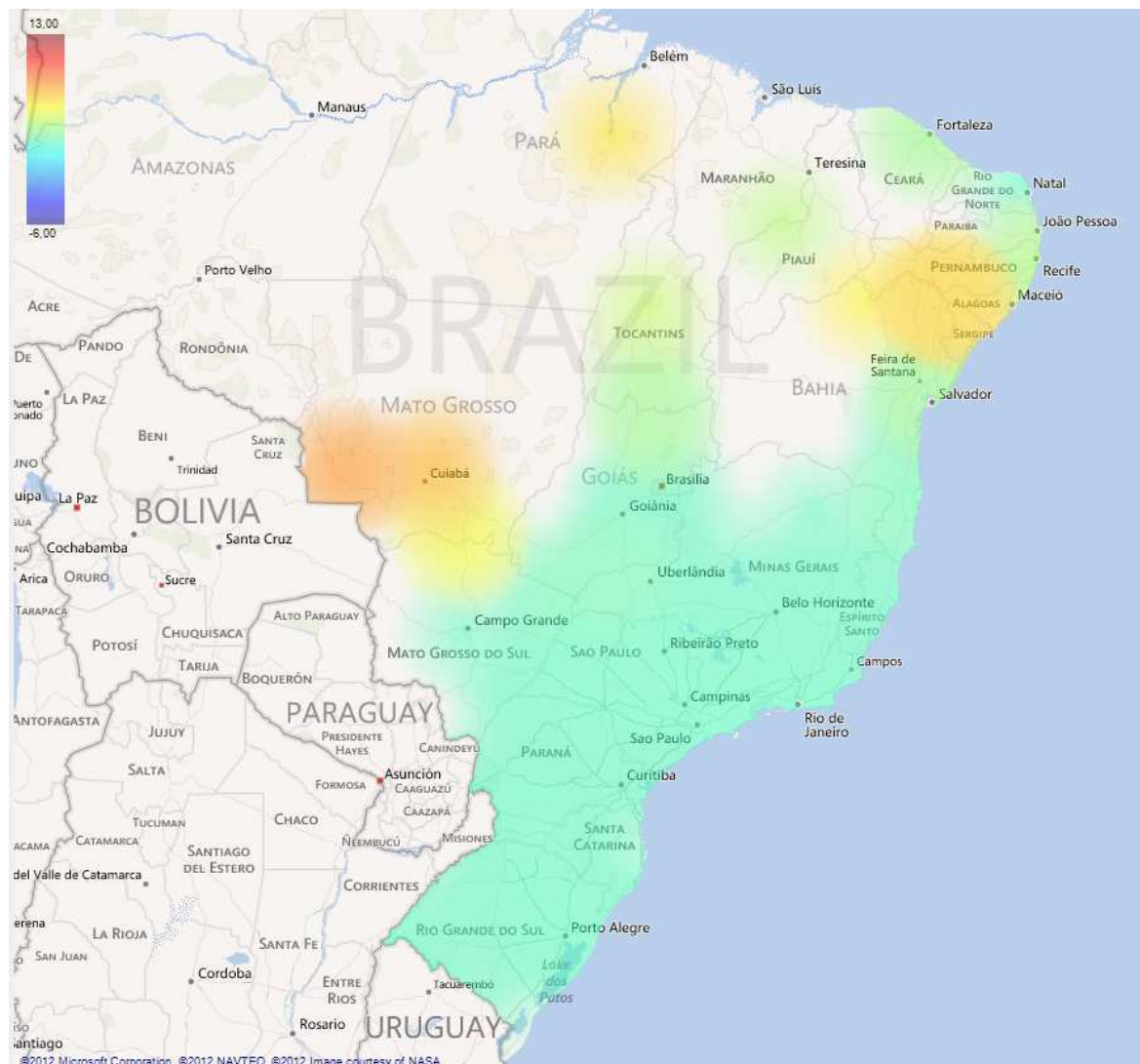


Fig. 2.7 – Tarifas de Geração – Despacho Proporcional Brasil – Eliminação Antes do Selo.

Nesta nova situação onde a eliminação das alocações negativas foi feita na parcela locacional, há uma diminuição na dispersão dos valores das tarifas finais de geração. Isto pode ser observado pela predominância da tarifa alocada sob forma de selo no valor de 2,3900 R\$/kW×mês (i.e., custo da parcela não utilizada e custo relativos às interligações) representada pela cor verde claro na Fig. 2.6.

A Tabela 2.9 apresenta as tarifas finais fornecidas pelo Programa TUST para algumas barras de carga do SIN no ciclo tarifário considerado.

TABELA 2.9 – TARIFAS FINAIS DE CARGA.

Região	No. Barra	Nome	Carga Pico (MW)	Tarifa TUST (R\$/kW×mês)
N	6407	CARAJAS--230	177,8	3,1601
	6461	V.CONDE--230	928,5	3,1601
	6472	GUAMA----069	191,0	3,1601
	6482	UTINGA----069	344,2	3,1601
	6493	STA.MARI--069	98,1	3,1586
	7202	MIRACEMA-138	74,2	3,1581
NE	5111	R.LARGO---230	170,0	3,1601
	5243	NATAL--II--069	414,3	3,1601
	5453	FORTALEZ-069	357,4	3,1601
	5551	S.LUISII-230	908,0	3,1601
	5721	JARDIM----230	79,6	3,1601
	5751	CMD-BP-1-230	229,0	3,1601
SE/CO	170	P.CALDAS--138	431,3	3,6905
	471	BAIXADA--345	220,0	5,0024
	477	CARBOCL--230	116,0	5,5434
	493	BANDEIRA--088	1053,0	5,5129
	761	ANHANGUE-138	129,1	3,1601
	768	XAVANTES-138	299,3	3,1601
	787	NIQUEL---230	149,3	3,1601
	1520	CSBM-----230	145,7	6,9306
	3475	SUL1-----088	1070,0	5,5173
	3715	CARAJAS--138	130,0	3,1601
	3724	PIRINEUS-138	129,3	3,1601
	4533	COXIPO---138	274,8	3,1601
S	840	CASCAVEL-138	451,5	3,1601
	887	IBIPORA--138	248,0	4,4131
	940	BLUMENAU-138	543,8	5,6980
	1016	JOINVILL-138	322,3	6,2474
	1204	POLOPETR-230	168,3	6,1139
	1257	CINDUPAL-138	212,0	6,4999

Observe que as tarifas das barras de carga localizadas nas regiões Norte e Nordeste, que anteriormente eram nulas no Programa Nodal e possuíam uma tarifa de 0,2017 R\$/kW×mês no Programa TUST, passaram a apresentar um valor igual a 3,1600 R\$/kW×mês, referentes tanto ao custo da parcela não utilizada das linhas quanto ao custo das interligações. Este aumento das tarifas de carga, por sua vez, provoca uma redução nas tarifas alocadas às cargas das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Entretanto, deve-se ressaltar que, mesmo com este aumento global, as tarifas das cargas localizadas na região agregada Norte/Nordeste (i.e., região exportadora de energia na condição de despacho considerada) possuem, em sua maioria, valores mais baixos que os das tarifas das cargas situadas na região agregada Sudeste/Centro-Oeste/Sul (i.e., região importadora de energia, também, nesta condição de despacho).

Após estes primeiros resultados, pode-se observar e constatar a flexibilidade da metodologia aqui descrita (i.e., Programa TUST) com relação à possibilidade da inclusão de despachos alternativos, aplicação de critérios para a alocação das tarifas (tratamento diferenciado ao encargo das interligações) e o emprego de diferentes modelos para a eliminação de alocações negativas (diretamente na parcela utilizada ou na parcela final da rede).

2.5. MÚLTIPLOS DESPACHOS

A seguir, descreve-se o procedimento proposto para a alocação dos custos de transmissão considerando a inclusão de múltiplos despachos, visando atender às particularidades do SIN. O procedimento consta dos seguintes passos:

1. Identificar uma ou mais condições de operação utilizadas na fase de planejamento, que tenham sido determinantes para a configuração atual do sistema de transmissão;
2. Se desejado, pode-se atribuir a cada condição, um peso (ponderação);
3. Para cada condição considerada, aplicar a metodologia de decomposição de tarifas juntamente com o critério de alocação desejado, armazenando, para cada participante, os encargos obtidos com relação:

- Ao uso da rede de transmissão (*CTU*);
 - À disponibilidade da rede de transmissão (*CTN*);
 - Às interligações entre subsistemas (*CTI*).
4. Para cada participante, calcular a média ponderada (com base nos pesos determinados no passo 2) dos encargos relativos ao *CTU*, *CTN* e *CTI* obtidos em todas as condições analisadas;
 5. Calcular a tarifa final (equivalente) de cada gerador e carga como a relação entre o encargo médio obtido no Passo 4 e um valor de referencial de potência, e.g., capacidade instalada de geração e pico de demanda.

Este procedimento proposto permite determinar para cada participante, uma tarifa final de transmissão equivalente (i.e., um único valor), tal que se leva em conta o uso da rede ao longo do período tarifário, próximas da operação real, e alocam-se os custos das interligações através de selo, de forma independente das condições de despacho consideradas para a alocação do custo da transmissão utilizada.

Nesta condição foram retirados aproximadamente 3 GW das usinas de Tucuruí e Paulo Afonso (i.e., regiões Norte e Nordeste) e injetados na usina de Itaipu (região Sul). Com isso, nota-se na Fig. 2.8 a inversão do fluxo entre as regiões Sudeste e Norte ocasionando um novo cenário denominado “Norte/Nordeste Importador”. A Tabela 2.10 apresenta os fluxos de potência em algumas interligações obtidas a partir desta nova condição de despacho.

TABELA 2.10 – FLUXOS NAS INTERLIGAÇÕES (DESPACHO N/NE IMPORTADOR).

Barra de Origem		Barra de Destino		No do Circuito	Fluxo (MW)
Número	Nome	Número	Nome		
125	IBIUN-C1-500	112	BATEIAS1-500	1	74,62
546	GROSANA---138	865	GLOANDA---138	1	129,31
615	CHAVANTE-230	884	FIGUEIRA-230	1	74,49
556	ASSIS----525	1027	LONDRINA-525	1	-13,40
299	S.MESA-2-500	6444	R.EGUAS—500	1	495,65
5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	1	429,77
5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	2	429,77
7300	COLINAS--500	5437	RG-CO-CS1000	1	353,14
5525	C.NETO---230	5501	TERESINA-230	1	-45,11
5580	P.DUTRA--500	5510	B.ESPER—500	1	-48,03

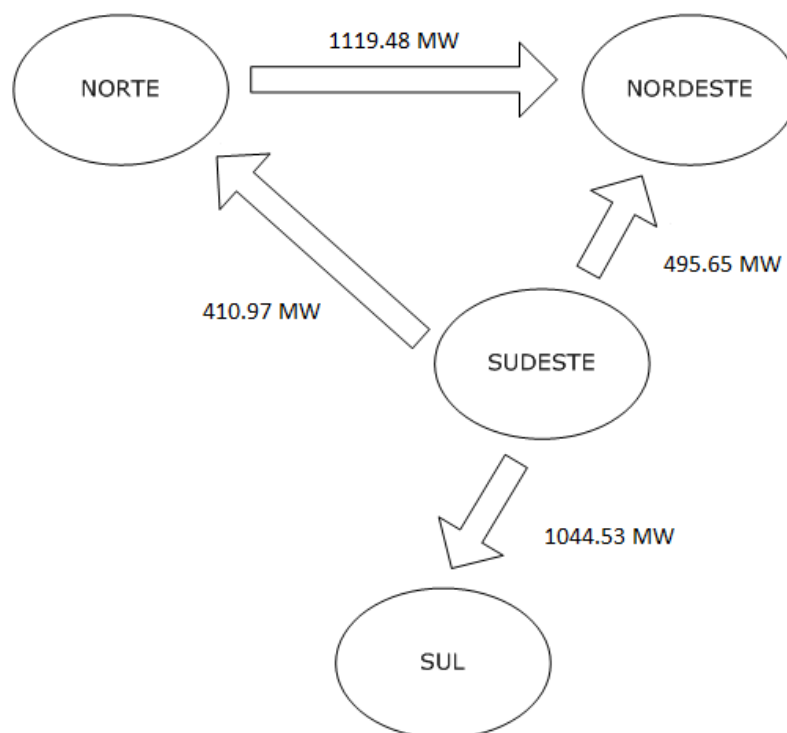


Fig. 2.8 – Fluxos nas Interligações do SIN (“Norte/Nordeste Importador”).

A Tabela 2.11 apresenta as tarifas finais de transmissão para os agentes de geração considerando esta nova condição de despacho, a aplicação do Critério 2 e a eliminação de alocações negativas sobre a parcela locacional, a fim de demonstrar a capacidade da metodologia em considerar qualquer despacho informado.

TABELA 2.11 – TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO.

Região	Nome da Usina	Capacidade (MW)	Tarifa TUST (R\$/kW×mês)
N	UHE LAJEADO	902,5	5,7903
	UHE TUCURUÍ	8358,0	5,6776
	UHE PEIXE ANGICAL	452,0	4,8036
NE	UHE XINGO	3155,9	3,7797
	UHE PAULO AFONSO I II III	1415,1	4,7289
	UHE PAULO AFONSO IV	2458,8	2,7440
	UHE SOBRADINHO	1049,5	4,6026
	UTE TERMOBAHIA	187,4	2,5066
	UTE TERMOCEARÁ	290,0	2,5066
	UTE TERMOPERNAMBUCO	520,0	2,5066
	UHE BOA ESPERANÇA	237,0	4,1483
SE/CO	UHE SERRA DA MESA	1272,0	4,3073
	UHE GUAPORÉ	120,0	10,0628
	UTE W. ARJONA	186,8	2,9418
	UHE EMBORCAÇÃO	1184,9	3,0648
	UHE MARIMBONDO	1435,0	3,0343
	UTE IBIRITE	230,0	2,5066
	UTE ANGRA I	627,0	2,5066
	UTE ANGRA II	1275,0	2,5066
	UTE MACAE MERCHANT	895,5	2,5066
	UHE ILHA SOLTEIRA	3429,0	2,7575
	UHE PORTO PRIMAVERA	1514,8	3,8662
	UTE PIRATININGA	350,0	2,5066
S	UHE ITAIPU	11625,0	2,7901
	UHE SALTO OSORIO	1065,1	3,8490
	UTE ARAUCARIA	469,0	2,5066
	UHE ITAUBA	500,0	2,5066
	UTE PRES. MEDICI A, B	395,0	2,5066
	UHE ITA	1450,0	2,5066
	UTE JORGE LACERDA A, B, C	774,4	2,5066

A Fig. 2.9 ilustra, através da mesma escala de cores utilizada anteriormente, a disposição dos valores das tarifas finais do sistema de transmissão para os agentes de geração do SIN utilizando a condição operativa denominada “Norte/Nordeste Importador”.

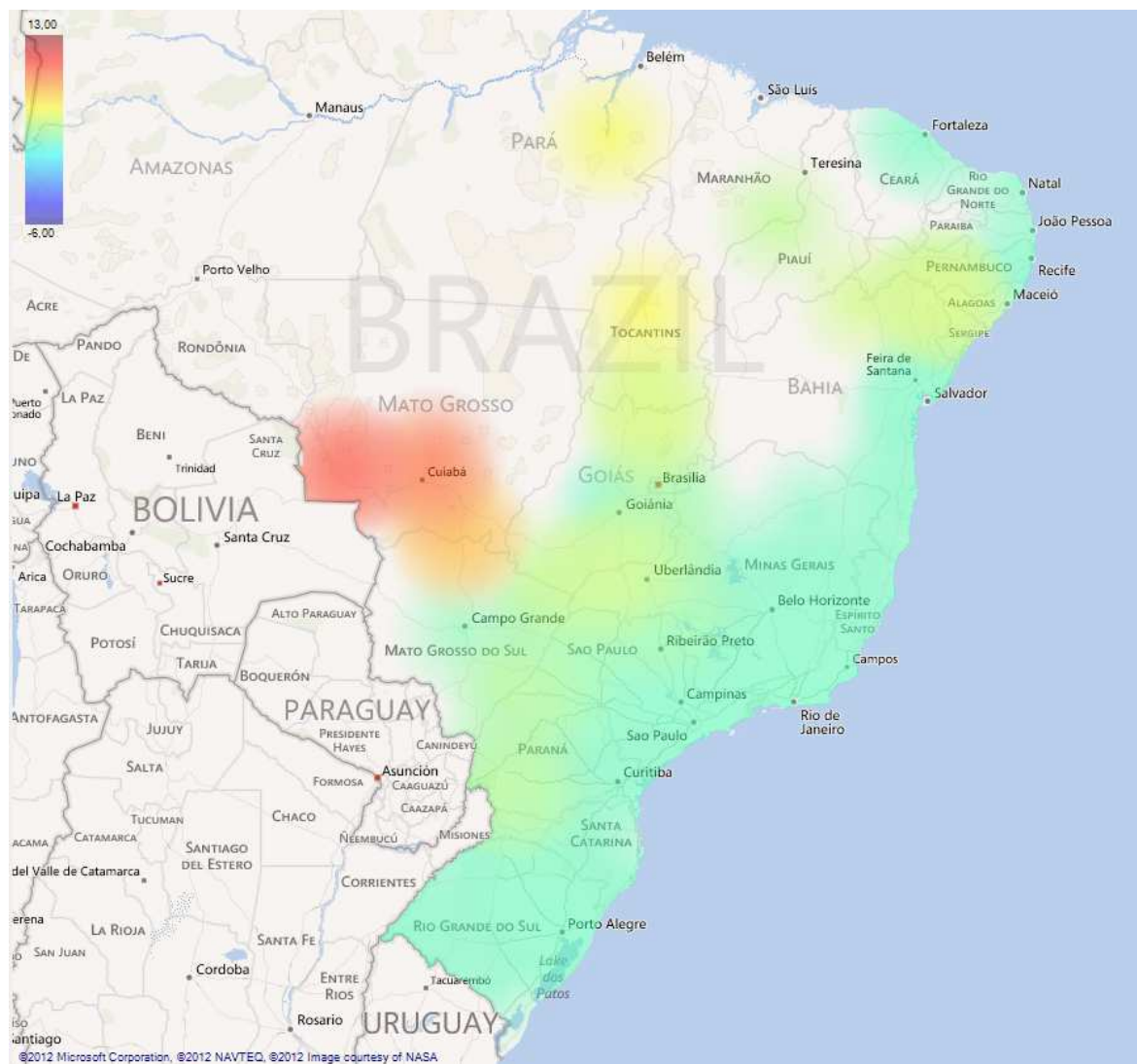


Fig. 2.9 – Tarifas de Geração para o Despacho “Norte/Nordeste Importador”.

Comparando as tarifas finais de geração desta nova condição de despacho com a condição original (i.e., tarifas finais apresentadas na Tabela 2.8) nota-se, na maioria dos casos, uma diminuição nos valores das usinas localizadas nas regiões Norte e Nordeste e um aumento nos valores das usinas do Sudeste/Centro-Oeste e Sul, refletindo coerentemente a modificação imposta na geração.

Foi utilizada esta escala de cores para uma ampla comparação entre todos os casos simulados até agora, ou seja, o Programa Nodal e Programa TUST. A seguir, como será simulada apenas a metodologia aqui descrita (TUST), esta escala será alterada para melhor comparação das diferentes condições de despacho.

A aplicação numérica apresentada neste capítulo utiliza o SIN para o ciclo tarifário 2007/2008, em uma configuração com 4 subsistemas (i.e., Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), como mostrou a Fig. 2.2. Somente para a ilustração do procedimento proposto neste capítulo, são admitidos como exemplo, dois pontos de operação para o sistema, a saber:

- Caso 1: Cenário referente à condição de carregamento e despacho idênticos aos utilizados na aplicação numérica da Seção 2.4.3 onde a eliminação de alocações negativas é aplicada sobre a parcela locacional dos custos, e;
- Caso 2: Condição operativa denominada “Norte/Nordeste Importador”. Esta condição foi obtida com a retirada de aproximadamente 3 GW de usinas da região Norte e Nordeste e injetados em usinas da região Sul. Neste caso a eliminação de alocações negativas também foi aplicada sobre a parcela locacional dos custos de transmissão.

Neste exemplo, satisfazendo o item 2 do procedimento proposto (i.e., a ponderação de cada condição operativa), optou-se por atribuir um peso de 8/12 para a condição original e 4/12 para a condição denominada “Norte/Nordeste Importador”.

A Tabela 2.12 apresenta novamente, para facilitar o entendimento da metodologia aqui descrita, as tarifas finais de transmissão para os agentes de geração considerando o despacho original e a condição denominada “Norte/Nordeste Importador” (apresentadas neste capítulo, respectivamente, nas Tabelas 2.8 e 2.11).

As Figuras 2.10 e 2.11 ilustram, através da mesma escala de cores, a disposição dos valores das tarifas finais do sistema de transmissão para os agentes de geração do SIN utilizando, respectivamente, o despacho original e a condição “Norte/Nordeste Importador”.

TABELA 2.12 – COMPARAÇÃO DAS TARIFAS FINAIS DE GERAÇÃO.

Região	Nome da Usina	Capacidade (MW)	Tarifa TUST Despacho Original (R\$/kW×mês)	Tarifa TUST Despacho N/NE Importador (R\$/kW×mês)
N	UHE LAJEADO	902,5	4,5909	5,7903
	UHE TUCURUÍ	8358,0	6,4687	5,6776
	UHE PEIXE ANGICAL	452,0	3,6515	4,8036
NE	UHE XINGO	3155,9	6,5906	3,7797
	UHE PAULO AFONSO I II III	1415,1	6,7931	4,7289
	UHE PAULO AFONSO IV	2458,8	6,7318	2,7440
	UHE SOBRADINHO	1049,5	6,0678	4,6026
	UTE TERMOBAHIA	187,4	3,3606	2,5066
	UTE TERMOCEARÁ	290,0	3,6231	2,5066
	UTE TERMOPERNAMBUCO	520,0	4,0261	2,5066
	UHE BOA ESPERANÇA	237,0	4,2680	4,1483
SE/CO	UHE SERRA DA MESA	1272,0	3,1765	4,3073
	UHE GUAPORÉ	120,0	8,1126	10,0628
	UTE W. ARJONA	186,8	2,3900	2,9418
	UHE EMBORCAÇÃO	1184,9	2,3900	3,0648
	UHE MARIMBONDO	1435,0	2,3900	3,0343
	UTE IBIRITE	230,0	2,3900	2,5066
	UTE ANGRA I	627,0	2,3900	2,5066
	UTE ANGRA II	1275,0	2,3900	2,5066
	UTE MACAE MERCHANT	895,5	2,3900	2,5066
	UHE ILHA SOLTEIRA	3429,0	2,3900	2,7575
	UHE PORTO PRIMAVERA	1514,8	2,3900	3,8662
	UTE PIRATININGA	350,0	2,3900	2,5066
S	UHE ITAIPU	11625,0	2,3900	2,7901
	UHE SALTO OSORIO	1065,1	2,3900	3,8490
	UTE ARAUCARIA	469,0	2,3900	2,5066
	UHE ITAUBA	500,0	2,3900	2,5066
	UTE PRES. MEDICI A, B	395,0	2,3900	2,5066
	UHE ITA	1450,0	2,3900	2,5066
	UTE JORGE LACERDA A, B, C	774,4	2,3900	2,5066

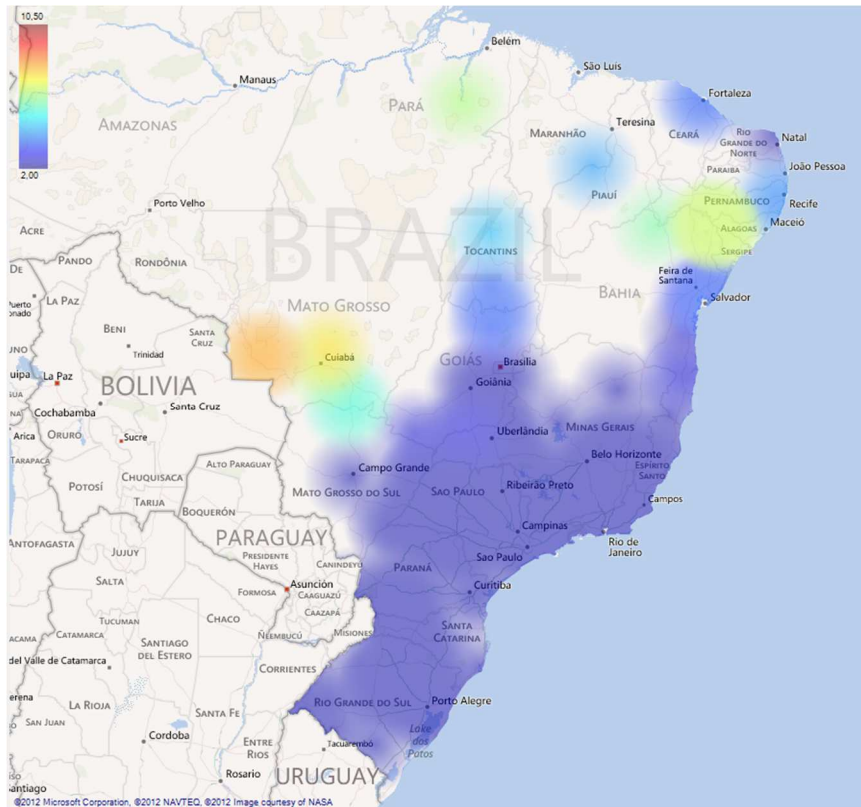


Fig. 2.10 – Tarifas de Geração para o Despacho Original.

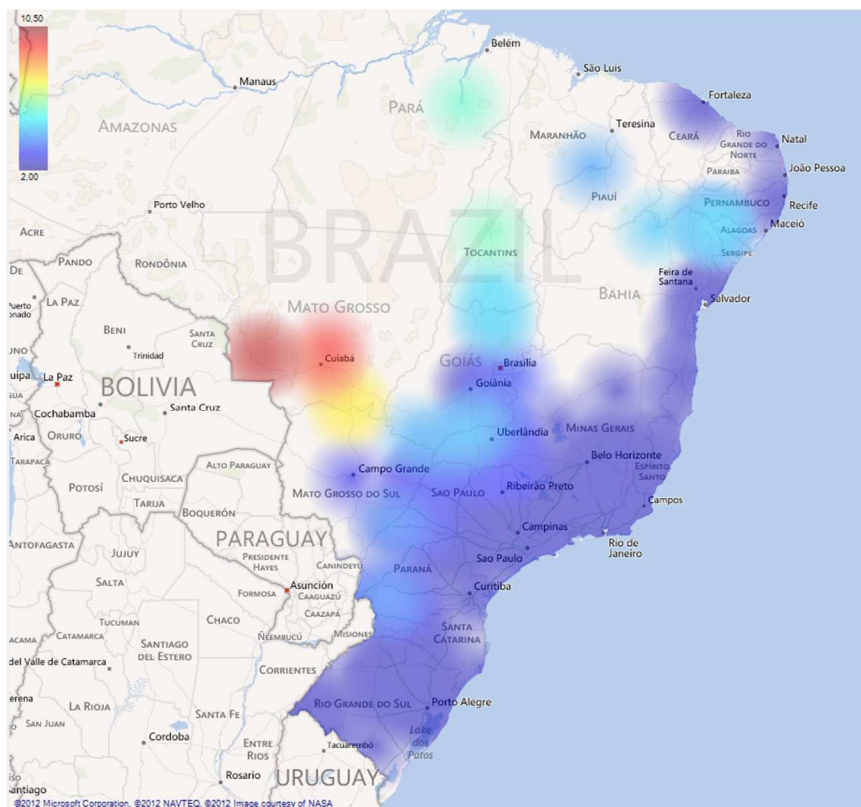


Fig. 2.11 – Tarifas de Geração para o Despacho “Norte/Nordeste Importador”.

A Tabela 2.13 apresenta as tarifas finais de transmissão para os agentes de geração considerando o caso composto por 8/12 do despacho original e 4/12 da condição “Norte/Nordeste Importador”.

TABELA 2.13 – CASO COMPOSTO (8/12 ORIGINAL E 4/12 N/NE IMPORTADOR).

Região	Nome da Usina	Capacidade (MW)	Tarifa TUST Caso Composto (R\$/kW×mês)
N	UHE LAJEADO	902,5	4,9907
	UHE TUCURUÍ	8358,0	6,2050
	UHE PEIXE ANGICAL	452,0	4,0355
NE	UHE XINGO	3155,9	5,6536
	UHE PAULO AFONSO I II III	1415,1	6,1050
	UHE PAULO AFONSO IV	2458,8	5,4026
	UHE SOBRADINHO	1049,5	5,5794
	UTE TERMOBAHIA	187,4	3,0760
	UTE TERMOCEARÁ	290,0	3,2510
	UTE TERMOPERNAMBUCO	520,0	3,5196
	UHE BOA ESPERANÇA	237,0	4,2281
SE/CO	UHE SERRA DA MESA	1272,0	3,5535
	UHE GUAPORÉ	120,0	8,7622
	UTE W. ARJONA	186,8	2,5740
	UHE EMBORCAÇÃO	1184,9	2,6149
	UHE MARIMBONDO	1435,0	2,6048
	UTE IBIRITE	230,0	2,4289
	UTE ANGRA I	627,0	2,4289
	UTE ANGRA II	1275,0	2,4289
	UTE MACAE MERCHANT	895,5	2,4289
	UHE ILHA SOLTEIRA	3429,0	2,5125
	UHE PORTO PRIMAVERA	1514,8	2,8821
	UTE PIRATININGA	350,0	2,4289
S	UHE ITAIPU	11625,0	2,5234
	UHE SALTO OSORIO	1065,1	2,8763
	UTE ARAUCARIA	469,0	2,4289
	UHE ITAUBA	500,0	2,4289
	UTE PRES. MEDICI A, B	395,0	2,4289
	UHE ITA	1450,0	2,4289
	UTE JORGE LACERDA A, B, C	774,4	2,4289

A Fig. 2.12 ilustra, através da mesma escala de cores, a disposição dos valores das tarifas finais do sistema de transmissão para os agentes de geração do SIN utilizando o caso composto por 8/12 do despacho original e 4/12 da condição “Norte/Nordeste Importador”.

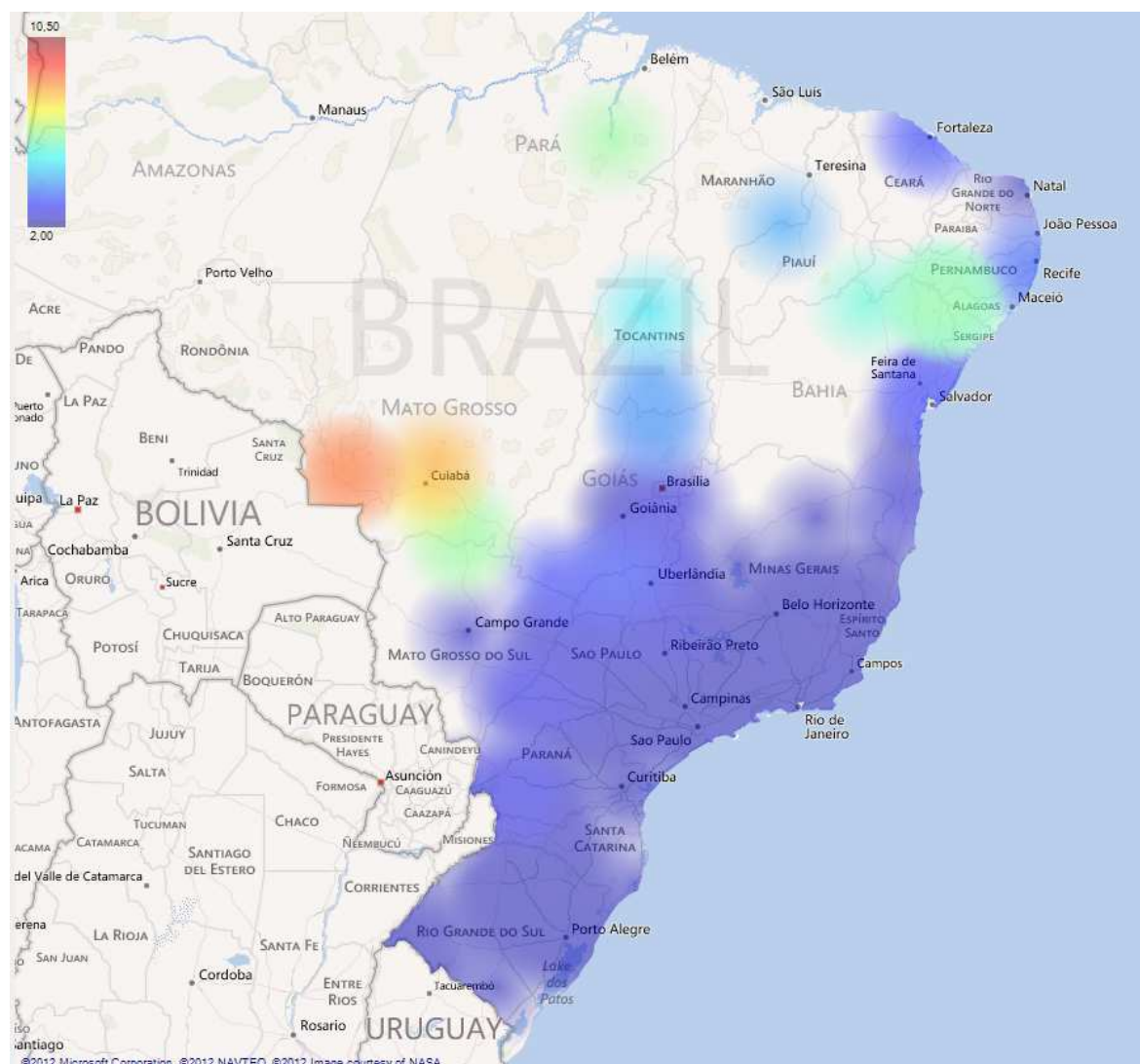


Fig. 2.12 – Tarifas de Geração para o Despacho Composto.

Como era de se esperar, os valores das tarifas finais refletem esta nova condição, que está em um nível intermediário entre o caso original (onde os fluxos nas interligações estão direcionados do Norte/Nordeste para o Sul/Sudeste/Centro-Oeste) e a condição “Norte/Nordeste Importador” onde os fluxos nas interligações estão direcionados do Sul/Sudeste/Centro-Oeste para o Norte/Nordeste.

2.6. CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou a metodologia para alocação dos custos do sistema de transmissão entre os participantes de um mercado de energia elétrica. O modelo discutido permite o cálculo de preços nodais sensíveis à localização dos agentes na rede elétrica, com a recuperação do custo total da transmissão.

Em seguida, a metodologia foi generalizada para a aplicação em sistemas interligados, tornando possível identificar, de forma clara, as parcelas de utilização (*CTU*) e não utilização (*CTN*) de cada participante sobre a rede de transmissão de cada subsistema. A decomposição aqui descrita possibilita uma precificação justa, minimizando a subjetividade na alocação dos custos, principalmente envolvendo fluxos nas interligações. Apresentou-se, ainda, uma análise da flexibilidade da metodologia de decomposição de preços nodais para possibilitar uma solução simples e transparente para o problema de alocação de custos de transmissão em sistemas com múltiplas áreas. Com isso, a metodologia oferece diferentes possibilidades (critérios) para alocação dos custos de transmissão relacionados com o uso da rede por participantes conectados em subsistemas vizinhos, a parcela não utilizada da rede e as linhas de interligação entre subsistemas.

Os critérios considerados foram concebidos considerando os objetivos específicos do Sistema Elétrico Brasileiro, que apresenta como características marcantes a existência de uma parcela “selo” com o valor elevado e a necessidade de se dividir entre todos os agentes da rede os custos referentes às linhas de interligação entre subsistemas (linhas de grande interesse sistêmico), excluindo sua característica locacional. Aplicações numéricas com o SIN mostraram que a alocação dos custos das interligações pode ser feita através de selo, sem a necessidade de se modificar os despachos dos geradores, eliminando as distorções nas tarifas que ocorrem atualmente.

Fica evidente que o método discutido neste capítulo permite o tratamento de quaisquer condições de despacho operativo, devidamente ponderados, de modo a melhor se aproximar da realidade operativa do SEB, cobrindo assim a principal lacuna do método vigente regulamentado pela ANEEL, disponível ao mercado através do programa Nodal. Portanto, o programa TUST representa uma ferramenta de tarifação importante para o tratamento da variabilidade hidrológica presente no sistema brasileiro.

CAPÍTULO 3

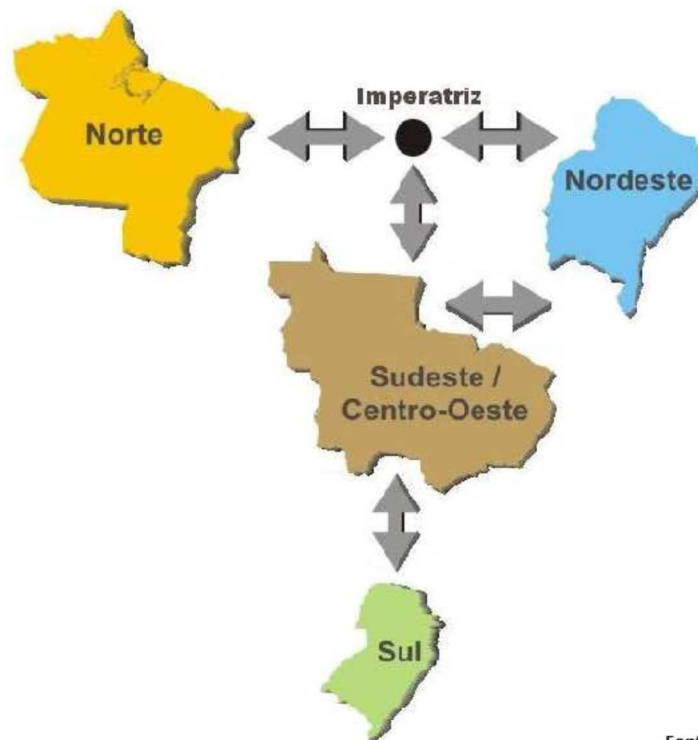
MODELOS DE OTIMIZAÇÃO HIDROTÉRMICA DO SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO

3.1. INTRODUÇÃO

DEVIDO à grande predominância das usinas hidroelétricas no Sistema Interligado Nacional (SIN), e ao fato do sistema ser fortemente dependente das afluências futuras, é necessário realizar o planejamento da operação a fim de minimizar o valor esperado do custo de operação no período de planejamento, atendendo à demanda dentro de um limite estabelecido de confiabilidade, com certo grau de risco, mesmo em situações hidrológicas desfavoráveis, através da redução e priorização do consumo de combustíveis [M02, S14, C12, G12, B11, R11, F10].

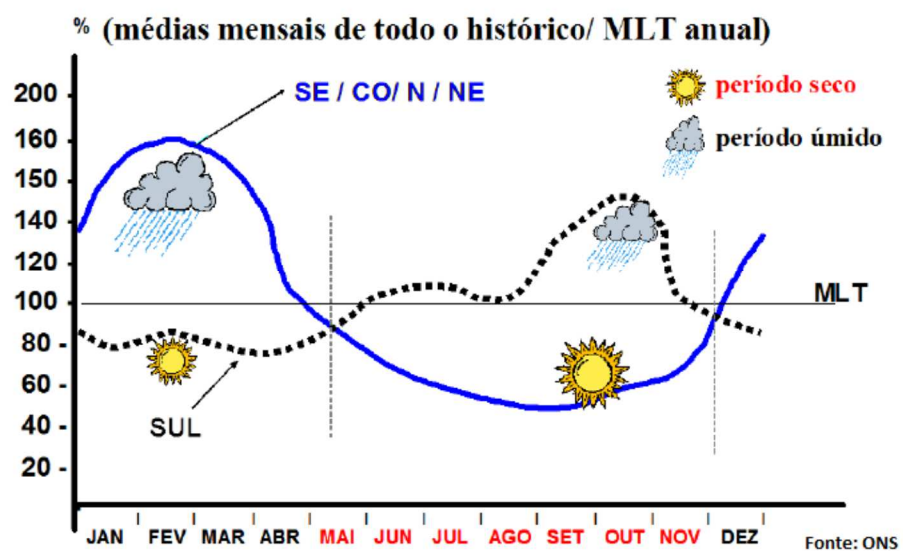
O planejamento da operação é feito levando em conta as interdependências operativas entre as usinas, bem como a interconexão entre os subsistemas e a integração dos recursos de geração e transmissão no atendimento à carga total do sistema. No Brasil, o sistema é subdividido em subsistemas ou submercados como mostra a Fig. 3.1.

Além disso, o planejamento contribui para a regularização de afluências, além do controle das cheias nos períodos úmidos, visto que o Brasil apresenta um território de grandes proporções com regimes complementares entre as bacias hidrográficas, como apresentado na Fig. 3.2.



Fonte: ONS

Fig. 3.1 - Representação do Sistema.



Fonte: ONS

Fig. 3.2 - Característica Hidrológica entre os Subsistemas.

Os sistemas hídricos com complementaridade térmica possuem características bem distintas dos sistemas puramente térmicos, dentre as quais se destacam [M02, MTC02]:

- **Estocasticidade:** relacionada com as incertezas em relação às afluências futuras, que se tornam mais significativas quanto maior for o horizonte do planejamento;
- **Acoplamento espacial da operação:** a construção de usinas hidráulicas em cascata, ou seja, no leito de um mesmo rio, faz com que a operação de uma usina à montante interfira na operação das usinas à jusante, diferentemente das usinas térmicas que apresentam a operação independente;
- **Acoplamento temporal da operação:** a decisão da utilização dos recursos hídricos em um mês pode ocasionar efeitos indesejados nos meses subsequentes, tais como o não suprimento da carga (déficit) ou mesmo o vertimento de água dos reservatórios, que representa um desperdício de energia.

Considerando que a disponibilidade de volume armazenado em um reservatório equivalente é limitada pela capacidade dos seus reservatórios, cujas afluências futuras são desconhecidas, então uma decisão de operação deve ser função das consequências futuras desta decisão.

Como existe uma relação entre a decisão tomada em um estágio qualquer e sua consequência futura, se, no presente, utilizarmos muita água dos reservatórios e futuramente um baixo regime pluviométrico vier a acontecer, provavelmente será necessária a utilização de geração térmica para o atendimento da demanda, e ainda com risco elevado do não atendimento da demanda de energia. Raciocínio inverso também se aplica ao problema. A representação esquemática do referido processo de decisão está apresentada na Fig. 3.3.

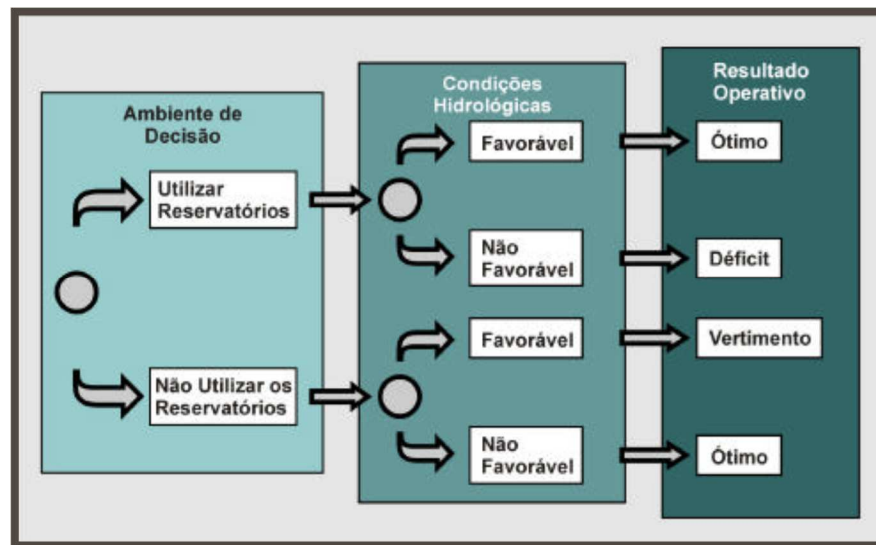


Fig. 3.3 - Processo de Decisão em Sistemas Hidrotérmicos (Fonte: ONS).

3.2. MODELOS DE PLANEJAMENTO DO SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO

O planejamento da operação visa determinar estratégias de operação que minimizem o custo esperado de operação (custo imediato mais custo futuro) com o uso racional dos recursos disponíveis. O SIN é muito complexo, visto as grandes dimensões territoriais, com grandes bacias hidrográficas interligadas eletricamente e grandes reservatórios que proporcionam capacidade de regularização plurianual. Todos estes fatores aumentam a complexidade do problema.

O planejamento e coordenação dos recursos energéticos eram realizados, entre 1974 a 1978, utilizando-se um método determinístico denominado Método da Curva Limite Inferior do Armazenamento, baseado na pior seca já ocorrida no histórico de vazões, que representava o mínimo armazenamento necessário para o atendimento da demanda, com o mínimo de complemento de geração térmica [Z09].

Em 1977, a Eletrobrás e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) concluíram o desenvolvimento de um modelo baseado em Programação Dinâmica Estocástica (PDE). A PDE consiste na aplicação da Programação Dinâmica (PD) a problemas nos quais o futuro é modelado como um conjunto de cenários possíveis [S08]. Este modelo foi adotado, após in-

tensa validação, a partir de 1979 [TPN86]. Cabe ressaltar que o modelo desenvolvido não considerava o intercâmbio entre as regiões do sistema hidrotérmico brasileiro como variável de decisão do problema, já que o Brasil era formado por sistemas isolados de energia.

Assim, a decisão de manter um reservatório com um determinado armazenamento, através de um volume deplecionado qualquer, poderá ter sido acertada ou não dependendo da sequência de afluições que chegará ao reservatório e da estratégia que se utilize para a sua operação, caracterizando assim o problema de natureza estocástica devido à grande incerteza em relação às afluições futuras.

Uma grande desvantagem do uso da PD é a chamada “Maldição da Dimensionalidade” [B57], resultante da necessidade da enumeração exaustiva de todas as possibilidades que crescem exponencialmente com o número de variáveis de estado do problema. Entretanto, a abordagem para o planejamento energético através da PDE sofre ainda mais com este problema do que a sua versão determinística, uma vez que o número de cenários futuros aumenta o número de combinações dos estados do problema.

Devido ao problema da “Maldição da Dimensionalidade” em abordagens do planejamento no médio prazo, as usinas não são consideradas no problema de forma individualizada, mas sim agrupadas em reservatórios equivalentes, reduzindo assim o número de combinações do problema e conseqüentemente o esforço computacional exigido para a solução do mesmo.

O reservatório equivalente de energia é, portanto, uma metodologia utilizada para agregar diversas usinas com reservatório e a fio d’água. A partir das características das usinas, das afluições e do acoplamento hidráulico existente entre as usinas hidrelétricas, podem ser calculados os parâmetros que refletem as características, o estado e as limitações dos reservatórios equivalentes em termos de energia.

Os principais parâmetros associados a um reservatório equivalente de energia são:

- Energia Armazenável Máxima – E_{Amax} ;
- Energia Armazenada – E_A ;
- Energia Natural Afluente – E_{NA} ;
- Energia Fio d’água – E_{Fio} ;

- Energia Controlável – EC;
- Energia Evaporada – EEvap, e;
- Energia de Vazão Mínima – EVmin.

A representação em reservatórios equivalentes de energia pressupõe uma condição hidrológica semelhante para as diferentes usinas que compõem um mesmo reservatório equivalente, além de assumir que as usinas que compõem o reservatório equivalente estão operando em paralelo, ou seja, o percentual do armazenamento das usinas é igual. Entretanto, na modelagem atual este princípio é aplicado com aproximações, perda de representação real (individual) das usinas hidráulicas, a partir do momento em que os reservatórios equivalentes possam ser formados por mais de uma (sub) bacia e assim apresentar comportamentos distintos entre si.

Com a ampliação do sistema de transmissão brasileiro, ocorrida ao longo dos anos, o sistema foi interligado e, portanto, a operação em uma determinada região influencia a operação de outra região; com isso, o sistema passou a ser representado de forma global, através dos intercâmbios de energia, resultando no aumento do número de combinações de estados operativos.

Este aspecto tornou a metodologia disponível inviável para a realização do planejamento da operação do SIN [K92]. Com isso, vários estudos foram realizados com o objetivo de considerar os intercâmbios como variáveis de decisão no problema de otimização. Em 1985, foi proposta a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) [P89, PP85], para o planejamento da operação energética. Esta metodologia utiliza a técnica de Decomposição de Benders [B62] buscando encontrar estratégias ótimas para a operação dos subsistemas interligados, enquanto as afluências são tratadas a partir de um modelo autorregressivo periódico [HM94, MW06].

Desta forma, os reservatórios do SIN são agregados em 9 reservatórios equivalentes de energia com a finalidade de evitar a “Maldição da Dimensionalidade”. Esta metodologia deu origem ao modelo denominado NEWAVE, utilizado atualmente no SIN para a determinação de estratégias ótimas de operação em médio prazo [MTC02, C01].

Portanto, o problema da operação hidrotérmica no planejamento energético é representado por um problema de otimização, onde em cada estágio é resolvido um problema de programação linear, conforme o esquema simplificado apresentado a seguir:

$$\text{Minimizar: Custo Total de Operação (Custo Imediato + Custo Futuro)} \quad (3.1)$$

s.a.:

- Equações de Atendimento à Demanda; (3.1a)

- Equações de Balanço Hídrico; (3.1b)

- Restrições Operativas (específicas de usinas hidráulicas ou reservatórios equivalentes e térmicas, além de limites de intercâmbio); (3.1c)

- Função de Custo Futuro (FCF). (3.1d)

A função objetivo (3.1) consiste na minimização do custo total de operação, representado pelo custo das usinas termelétricas e eventuais penalizações por cortes no fornecimento de energia. Como o problema é de natureza estocástica, o problema é dividido em vários subproblemas, tantos quantos forem os estágios considerados no horizonte de estudo. A função objetivo do subproblema de um determinado estágio t corresponde a minimizar o custo de operação presente, t , e o custo futuro, que representa o custo de operação desde o estágio seguinte, $t+1$, até o último estágio do horizonte de estudo [MTC02, C01].

As restrições do problema de programação linear limitam o conjunto de soluções possíveis e são representadas pelas equações de balanço e as equações de restrições operativas, tais como: Equação de Atendimento à Demanda (3.1a), Equação de Balanço Hidráulico (3.1b), Equação de Geração Hidráulica Máxima e Equação dos Nós Fictícios. A Função de Custo Futuro (3.1d) é representada pelas Equações de Cortes de Benders no caso da PDDE.

Os modelos utilizados para o planejamento da operação no médio prazo utilizam a agregação das usinas em reservatórios equivalentes de energia com a finalidade de reduzir o esforço computacional exigido pelos modelos de otimização. Porém, para verificar se a política de operação obtida pelo modelo de decisão estratégica será viável, é necessário desagregar a solução obtida para os reservatórios equivalentes de energia em usinas individualizadas, ou seja, verificar se as usinas que compõem o reservatório equivalente serão capazes de atender ao montante de geração hidráulica determinado pelo modelo de decisão estratégica.

Atualmente os modelos adotados oficialmente no SIN são: para a programação diária da operação, o modelo DESSEM; para o planejamento da operação de curto prazo, o DECOMP; e para o médio prazo, o NEWAVE e o modelo SUISHI-O. O modelo NEWAVE é baseado na

Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para determinar a política de operação que minimize o custo esperado de operação com um horizonte de estudo que se estende até 5 anos à frente, com discretização mensal. Para tal, pode-se ter geração de cenários de afluições sintéticas permitindo a otimização da operação de 200 (forward) séries sintéticas de energia afluyente, subdivididas em outras 20 (backward) cada uma delas, e as usinas são representadas de forma agregada em subsistemas de energia interligados por troncos de transmissão. Como resultado, o modelo fornece uma função de custo futuro que é utilizada pelo modelo SUISHI-O, no médio prazo e pelo modelo de curto prazo DECOMP.

No planejamento de médio prazo, as usinas são representadas agregadas em reservatórios equivalentes de energia, porém é de interesse determinar também o despacho das usinas individualizadas. Com o objetivo de desagregar as metas de geração dos reservatórios equivalentes, o modelo SUISHI-O [MTC02, C07] foi desenvolvido. O modelo SUISHI-O utiliza as funções de custos futuros obtidas pelo modelo NEWAVE e através de heurísticas realiza a simulação do reservatório equivalente de forma individualizada. Além disto o modelo SUISHI-O permite a realização do cálculo de garantia física.

O modelo DECOMP também utiliza a PDDE, mas com um horizonte de estudo reduzido para no máximo 12 meses, sendo que a discretização do primeiro mês é semanal, e dos estágios seguintes, é mensal. Este horizonte de estudo é denominado de curto prazo. Neste horizonte, as características físicas das usinas e do sistema elétrico são mais detalhadas.

Alternativamente, outros desenvolvedores também apresentam soluções para as etapas de planejamento da operação. O Modelo SDDP [P09] é utilizado no planejamento de Longo, Médio e Curto Prazo.

O modelo calcula a política operativa estocástica de mínimo custo de um sistema hidrotérmico, levando em consideração os seguintes aspectos:

- Detalhes operativos das usinas hidrelétricas (representação individualizada, balanço hídrico, limites de turbinamento e armazenamento, volumes de segurança, vertimento, filtração, etc.);
- Detalhes das usinas térmicas (“commitment”, restrições de geração devidas a contratos “take or pay”, curvas de eficiência côncavas e convexas, restrições de consumo de gás, térmicas bi-combustível, etc.);
- Representação de mercados “spot” e contratos de fornecimento;

- Incerteza hidrológica: é possível utilizar modelos estocásticos de vazões que representam as características hidrológicas do reservatório equivalente (sazonalidade, dependência temporal e espacial, secas severas etc.) e o efeito de fenômenos climáticos específicos como por exemplo o El Niño;
- Detalhes do sistema de transmissão: leis de Kirchhoff, limites de fluxo de potência em cada circuito, perdas, restrições de segurança, limites de exportação e importação por área elétrica etc.;
- Variação da demanda por patamar e por barra do sistema, com estágios mensais ou semanais (estudos de médio ou longo prazo) ou a nível horário (estudos de curto prazo);
- Restrições de suprimento (commodity e transporte) de gás natural.

Além da política operativa de mínimo custo, o modelo calcula vários índices econômicos tais como o custo marginal de operação (por submercado e por barra), tarifas de “pedágio” e custos de congestionamento da rede, valores da água por usina, custo marginal de restrições de suprimento de combustível e outros. O modelo SDDP é capaz de representar em detalhe as características físicas, operativas e comerciais do sistema brasileiro, tais como reservatórios em cascata, rede completa de transmissão, limites de combustível e outros.

3.3. MODELO NEWAVE

Em 1993 o CEPEL, atendendo a uma demanda da Eletrobrás, desenvolveu o modelo NEWAVE [MTC02, C01] para ser utilizado no processo de planejamento da operação de médio prazo. Este modelo tem como objetivo realizar a alocação ótima de recursos térmicos e hídricos, visando à minimização do custo total esperado de operação ao longo de um horizonte de estudo, cinco anos discretizados mensalmente. Para isso, o NEWAVE utiliza a técnica de PDDE aliada à configuração do sistema em análise, em reservatórios equivalentes, no intuito de encontrar uma Função de Custo Futuro (FCF) esperado da operação que represente os impactos das decisões operativas mensais, no custo de operação dos meses subsequentes.

O Modelo NEWAVE [C01] é dividido em quatro módulos, a saber:

1. Cálculo do Reservatório Equivalente de Energia: Este módulo é responsável por agrupar as usinas do sistema brasileiro, geralmente em nove reservatórios equivalentes de energia. Para cada um deles são calculados os seguintes parâmetros:

- (a) Energia armazenável máxima;
- (b) Energia armazenada;
- (c) Energia controlável afluente;
- (d) Energia a fio d'água afluente;
- (e) Energia de vazão mínima;
- (f) Energia evaporada;
- (g) Energia de volume morto;
- (h) Energia das usinas submotorizadas;
- (i) Energia de desvio de água;
- (j) Geração hidráulica máxima; dentre outros.

2. Geração de Séries Sintéticas: Este módulo é responsável pela geração das séries sintéticas de energias naturais afluentes aos reservatórios equivalentes, baseado na série histórica de vazões. É calculada, para cada reservatório equivalente, a energia total afluente, que é composta pela energia controlável e pela energia de fio d'água. Em seguida ajusta-se o modelo estocástico autorregressivo periódico, PAR(p), a fim de gerar séries sintéticas de energia que serão utilizadas no cálculo da política de operação e na simulação final [C01].

3. Cálculo da Política de Operação Hidrotérmica: Neste módulo é realizado o cálculo da política ótima de operação do reservatório equivalente através da metodologia de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), levando em consideração também as incertezas nas afliências futuras. O problema de otimização tem como meta a minimização do custo total de operação a cada período, e o processo da PDDE determina iterativamente a função de custo futuro da operação para cada período do planejamento.

4. Simulação da Operação: Este módulo tem o objetivo de simular a operação do sistema no horizonte de planejamento, considerando as funções de custo futuro encontradas no módulo anterior, utilizando cenários hidrológicos históricos e/ou sintéticos. Ao final, índices de desempenho do sistema são fornecidos, como o risco de déficit, o valor esperado da energia não

suprida, o valor esperado do custo marginal de operação, estimativas dos intercâmbios energéticos entre os subsistemas e dos montantes de geração hidrelétrica e termelétrica.

O processo é iniciado com a leitura dos dados do sistema em análise, como os dados das usinas hidrelétricas e termelétricas, a configuração das usinas hidrelétricas, os limites de intercâmbios energéticos entre subsistemas, os valores dos patamares de déficit e de mercado, dentre outros. Em seguida é realizada a montagem e o cálculo dos reservatórios equivalentes.

Posteriormente, são gerados cenários de energias afluentes. Dando continuidade ao processo, o algoritmo entra no módulo de Cálculo da Política de Operação Hidrotérmica, onde a rotina realiza aproximações sucessivas da função de custo futuro esperado da operação, utilizando o conjunto de séries hidrológicas geradas, até atingir o critério de convergência.

Por fim, a função de custo futuro gerada é repassada ao módulo de Simulação da Operação, que a utilizará como restrição, juntamente com o conjunto de cenários de energias afluentes. Terminada a simulação, são disponibilizados diversos índices de desempenho do sistema, como descrito anteriormente.

Após passar por um longo período de testes de validação, em 1997, o modelo NEWAVE passou a ser utilizado nos estudos de planejamento, sendo empregado no cálculo da oferta de energia para balizar os contratos iniciais e de montantes de garantia física dos aproveitamentos hidrelétricos.

Atualmente, o modelo NEWAVE é o modelo oficial utilizado no SIN nos estudos de planejamento da operação de médio prazo. Juntamente com outros modelos, também desenvolvidos pelo CEPEL, o NEWAVE faz parte da cadeia de planejamento da operação, fornecendo dados (FCF) que servirão como entrada para os demais modelos, como o DECOMP utilizado no planejamento de curto prazo. O NEWAVE ainda é utilizado em outras aplicações como os estudos de políticas comerciais, de política tarifária, de política de racionamento de energia elétrica, de gerenciamento da demanda, além de realimentar o processo de planejamento da expansão do SIN.

3.4. MODELO SUISHI-O

O Modelo SUISHI-O [MTC02, C07] ou Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados foi desenvolvido pelo CEPEL. Antes da validação do Modelo SUISHI-O, foi utilizado o seu precursor direto, o Modelo MSUI, que também é um simulador de operação a usinas individualizadas. O MSUI é capaz de realizar simulações estáticas sendo utilizado para o cálculo da energia firme e período crítico do sistema. Em sua simulação, o Modelo MSUI busca atender ao mercado estipulado, maximizando o armazenamento das usinas e evitando o vertimento. Dentre suas principais aplicações estão os estudos energéticos de projetos básicos e estudos de viabilidade de usinas hidrelétricas. Além disso, pode ser utilizado como ferramenta para o cálculo da garantia física hidráulica do sistema [F10].

O SUISHI-O foi desenvolvido com a finalidade de simular o sistema individualizado no planejamento da operação de médio prazo, para isso utiliza-se as funções de custo futuro produzidas pelo NEWAVE e, através de regras heurísticas, o despacho das usinas é realizado de forma que se aproximem da operação real, obtendo então estimativas para o comportamento das usinas individualizadas.

As principais características do modelo SUISHI-O são [C07, O10]:

1. Capacidade de simular até 10 subsistemas hidrotérmicos eletricamente interligados em malha, mas hidraulicamente independentes, levando em consideração os limites de intercâmbio de energia nos dois sentidos entre eles;
2. Possibilidade de acoplamento a modelos de decisão estratégica, como exemplo o NEWAVE, que sejam capazes de fornecer uma função de valor esperado do custo futuro de operação para cada estágio da simulação;
3. Capacidade para considerar restrições operativas localizadas decorrentes ao uso múltiplo da água, como vazão máxima para controle de cheias, vazão mínima para saneamento, abastecimento ou navegação e desvio de vazão dos rios para irrigação;
4. Capacidade para a simulação de múltiplas séries hidrológicas em paralelo, permitindo a fácil obtenção de índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada estágio da simulação;

5. Cálculo do período crítico de um sistema puramente hidráulico, com as usinas consideradas em ponto único. Cálculo da energia firme do sistema e da participação de cada usina;
6. Cálculo da garantia física de um sistema hidrotérmico a certo risco pré-fixado;
7. Disponibilização de arquivo com potência disponível por aproveitamento, para utilização em balanço de ponta e estudos de confiabilidade;
8. Adoção opcional de Racionamento Preventivo;
9. Consideração do mecanismo de Aversão ao Risco (CAR) no módulo de otimização;
10. Consideração de até 3 patamares de carga no módulo de otimização e patamar único no módulo de simulação;
11. Possibilidade de utilizar regras de operação automáticas ou fornecidas pelo usuário;
12. Apresenta baixo custo computacional possibilitando estudos de maior complexidade;
13. Capacidade de reconhecer três diferentes tipos de sequência hidrológicas: série histórica, série sintética e série de vazões de usos alternativos;
14. Quatro modos de simulação: simulação estática, simulação dinâmica, simulação estática com cálculo de energia firme e simulação estática com cálculo da garantia física a certo risco desejado.

O modelo SUISHI-O permite realizar estudos de planejamento energético considerando tanto simulações estáticas como simulações dinâmicas. Na simulação dinâmica, todos os dados do problema podem variar dinamicamente ao longo do tempo. É uma simulação mais realista e permite analisar, por exemplo, o efeito do crescimento do mercado, impactos de antecipação ou atraso de entrada em operação de novas unidades geradoras e do enchimento de volume morto de reservatórios, além de fornecer estimativas de intercâmbios inter-regionais e de geração térmica e hidráulica a usinas individualizadas, evolução do armazenamento nos reservatórios das usinas e determinação de índices estatísticos.

O modelo SUISHI-O [O10] também é utilizado, no modo dinâmico, em estudos para subsidiar a elaboração dos casos de referência para os estudos elétricos de planejamento da operação quadrimestral, fornecendo a política energética provável para o quadrimestre em estudo, re-

presentada pelos intercâmbios entre subsistemas, probabilidade de despacho de usinas termoeletricas e curvas de permanência de despacho de usinas hidroelétricas.

Na simulação estática, o sistema é considerado com a configuração hidrotérmica fixa e se procura atender a um mercado de energia constante ao longo de uma série hidrológica. Com exceção das vazões afluentes aos reservatórios, todos os demais dados permanecem constantes (estáticos) ao longo do tempo. Permite avaliar a influência da hidrologia sobre a operação do sistema e calcular índices estatísticos de desempenho, como a probabilidade de déficit, sua média e variância anuais.

Como exemplos de aplicações de simulações estáticas, pode-se citar: o cálculo da energia firme (o maior mercado de energia que o sistema pode atender de modo a não ocorrer déficit de energia, supondo-se a ocorrência da série histórica de afluições) e o cálculo da garantia física (maior mercado de energia que um sistema pode atender a um risco de déficit pré-fixado).

O modelo SUISHI-O [O10] pode ter diversas aplicações, em seu modo estático, inclusive em estudos energéticos de projeto básico e estudos de viabilidade de usinas hidroelétricas. Apresenta os seguintes módulos:

- **Otimização do despacho de geração a reservatórios equivalentes:** Neste módulo é resolvido um problema de otimização com o objetivo de definir as metas de geração hidrelétrica e térmica de cada sistema e também os intercâmbios de energia entre eles. Este processo é feito mediante a solução de um problema de Programação Linear (PL), cuja função objetivo é a soma do custo presente com o custo futuro, sujeito às restrições de atendimento à demanda, balanço hídrico, armazenamento máximo, geração hidráulica máxima e também à função de custo futuro de operação, previamente encontrada por um modelo de decisão estratégica, como o Modelo NEWAVE.
- **Simulação da operação a usinas individualizadas:** Este módulo tem o objetivo de despachar individualmente as usinas hidrelétricas dos reservatórios equivalentes atendendo as metas de geração hidráulica determinado no módulo de otimização. Para isso, o módulo de simulação despacha as usinas hidráulicas de acordo com regras operativas que procuram manter os reservatórios em paralelo, ou seja, procura manter todos os reservatórios do sistema, tanto quanto possível, dentro de uma mesma faixa de ope-

ração. Além disso, dentro das faixas, o despacho baseia-se em prioridades (produtibilidade acumulada).

Ao término da fase de simulação, podem ocorrer as seguintes situações:

- **Meta de geração plenamente atendida:** A soma das gerações individuais obtidas pelo simulador é igual à meta determinada na otimização do despacho da geração a reservatórios equivalentes;
- **Meta de geração superior à geração da simulação (déficit):** Ao simular as usinas individualmente, verifica-se que não foi possível atender a meta definida na otimização do despacho de geração a reservatórios equivalentes. Neste caso, o módulo de otimização é executado novamente, incluindo-se uma restrição de geração hidrelétrica máxima correspondente à diferença entre a geração hidráulica obtida no módulo de otimização, menos o déficit de geração;
- **Meta de geração inferior à geração da simulação (excesso):** Ao simular as usinas individualmente, verifica-se que não foi possível gerar menos energia do que um determinado valor, que é superior à meta definida na otimização do despacho de geração a reservatórios equivalentes. Neste caso, o módulo de otimização é executado novamente, incluindo-se uma restrição de energia armazenada máxima correspondente à diferença entre a energia armazenada definida no módulo de otimização, menos a parcela do excesso. Isso acarretará um aumento da geração hidráulica.

Até que se chegue a resultados satisfatórios, ou seja, até que a meta de geração determinada pelo módulo de otimização seja viável quando simulada a usinas individualizadas, o processo é repetido iterativamente até que todos os reservatórios equivalentes atinjam a condição requerida. Neste ponto, o processo poderá seguir para a próxima série hidrológica ou para o próximo mês.

3.5. PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA E ALGORITMO DE FECHOS CONVEXOS (PDE-CONVEXHULL) – MDDH

Como mencionado previamente, o planejamento da operação no horizonte de médio/longo prazo no país, que compreende um período de 5 a 10 anos à frente com discretização mensal, é realizado por uma cadeia de modelos computacionais validados pelos principais agentes que atuam no SIN, particularmente os de geração e comercialização de energia. O principal modelo desta cadeia, a qual é desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEP-EL/ELETROBRÁS, é o modelo NEWAVE que se baseia na técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para a determinação da política eletro-energética de médio prazo.

O modelo computacional para o planejamento da operação de médio prazo chamado MDDH [M02, B11], desenvolvido no âmbito do projeto estratégico ANEEL no tema "Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico" [A08], utiliza a metodologia de Programação Dinâmica Estocástica conjuntamente ao algoritmo de fechos convexos (PDE-ConvexHULL) de uma forma computacionalmente eficiente (Fast-PDE-ConvexHULL) [D10, DMS10]. Isto porque se observou que quando se utiliza a técnica da PDE-ConvexHULL, um número elevado de hiperplanos é obtido na composição das funções de custo futuro e, com isto, os diversos problemas de programação linear a serem resolvidos durante o processo iterativo podem tornar-se maiores, aumentando consideravelmente o tempo da execução do cálculo da política operativa. Sendo assim, a principal contribuição do modelo MDDH é apresentar uma nova metodologia para a representação da função de custo futuro no problema de programação linear na qual o tempo computacional se torne menos sensível ao número de hiperplanos obtidos pelo algoritmo de fechos convexos. Ressalta-se que também são utilizadas técnicas de computação paralela com o objetivo de tornar o processo mais eficiente. Funcionalidades mais recentes e abrangentes foram desenvolvidas e apresentadas em [R15, B16].

A técnica da Programação Dinâmica Estocástica é uma técnica clássica para a solução do problema de médio prazo, porém ela foi descartada devido ao "mal da dimensionalidade", que tornou inviável a utilização da técnica com o número de reservatórios equivalentes requeridos. Adicionalmente, quando a PDE deixou de ser utilizada no cálculo do planejamento eletro-energético, os recursos computacionais da época eram escassos se comparados aos recursos atuais. Sendo assim, o modelo MDDH busca revisitar esta técnica de uma maneira computa-

cionalmente viável com a utilização de computação paralela e do algoritmo de fechos convexos e apresenta como principal contribuição um algoritmo de utilização dos cortes da função de custo futuro que deixa o processo de resolução dos problemas de programação linear menos sensível ao número de cortes obtidos pelo algoritmo de fechos convexos, de forma a haver uma redução significativa do tempo computacional demandado pela metodologia base.

A metodologia foi utilizada para o cálculo do planejamento de médio prazo no SIN, baseando-se em reservatórios equivalentes de energia. A metodologia Fast-PDE-ConvexHULL foi incorporada a uma plataforma computacional, desenvolvida em C++/Java, capaz de considerar o mesmo conjunto de dados utilizado pelos modelos oficiais no SIN, compondo assim um modelo robusto para a resolução do problema.

Por fim, como a plataforma computacional desenvolvida é capaz de utilizar o conjunto de dados oficiais disponibilizados para o SIN, fez-se o uso do Programa Mensal de Operação (PMO) de janeiro de 2011 (época em que fora desenvolvida tal plataforma), disponibilizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), como caso de estudo para comparação dos resultados obtidos pela metodologia proposta com os resultados obtidos pelo modelo NEWAVE.

3.6. MODELO INDIVIDUALIZADO DE USINAS HIDRELÉTRICAS COM PROGRAMAÇÃO NÃO LINEAR – MIUH

Como foi discutido anteriormente, nos horizontes de médio e longo prazo, o modelo computacional oficial utilizado é o NEWAVE, baseado em reservatórios equivalentes de energia. Para se produzir estimativas individualizadas das usinas o modelo SUISHI-O, simula o planejamento da operação, através de regras heurísticas de operação.

Um modelo alternativo ao SUISHI-O foi proposto por [R11], denominado Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas (MIUH). Este modelo é baseado em um modelo de otimização de Programação Não Linear para o planejamento mensal da operação, utilizando-se as FCFs produzidas pelo modelo NEWAVE ou outro modelo de decisão estratégica como, por exemplo, o MDDH no âmbito de um projeto estratégico ANEEL no tema "Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico" [A08].

O modelo MIUH tem o objetivo de calcular metas de geração para cada usina do sistema minimizando o custo imediato (geração térmica e custo de déficit de energia) e o custo futuro de

operação. Além disso, as restrições como: equação de atendimento à demanda, equação de balanço hídrico, equação de vazão mínima e volume mínimo para vertimento, entre outras, são modeladas no problema. O modelo considera diversos cenários hidrológicos para representar a estocasticidade das afluições. A produtibilidade das hidrelétricas é calculada em função da altura de queda da usina por uma equação não linear. Com intuito de melhorar o processo de convergência do modelo utiliza-se a representação polinômio cota-jusante através da função logística sigmoide.

O modelo MIUH tem, portanto, como principal objetivo apresentar um modelo de otimização capaz de melhor representar a simulação da operação de médio/longo prazo de reservatórios equivalentes de energia utilizando uma representação a usinas individualizadas. A Fig. 3.4 mostra os dois principais passos dos modelos de planejamento da operação de médio/longo prazo que utilizam esta forma de abordagem para o problema como, por exemplo, os modelos [MTC02, C01].

A etapa A da Fig. 3.4, denominada cálculo da política operativa, é responsável pela construção de Funções de Custo Futuro (FCFs) mensais, as quais relacionam as variáveis de estado (energias armazenadas no início do mês e tendência hidrológica), com o custo esperado de operação do mês em questão até o final do horizonte de estudo. Nesta etapa é calculada uma FCF para cada mês de estudo.

Em relação às séries de Energia Natural Afluyente (ENAs) utilizadas nesta fase, podem ser utilizadas as séries históricas ou séries sintéticas. No caso de optar-se por séries sintéticas, para a geração das mesmas deve ser escolhido um modelo estocástico adequado. Por exemplo, o modelo NEWAVE utiliza os modelos autorregressivos periódicos (PAR(p)).

De posse das FCFs mensais, a etapa B da Fig. 3.4, denominada simulação final, é responsável pela simulação da operação dos reservatórios equivalentes frente a diversas séries de ENAs. Novamente, pode-se optar por realizar a simulação final com ENAs históricas ou sintéticas. Destaca-se que como o maior esforço computacional é realizado na etapa A, de cálculo da política, geralmente utiliza-se um número maior de séries sintéticas na etapa B, de simulação final. Na etapa B, como as FCFs são mensais, são resolvidos diversos subproblemas mensais que são acoplados entre si via variável de decisão energia armazenada final. Com isto, a simulação final gera diversas estatísticas para importantes variáveis de decisão associadas ao problema de planejamento da operação de médio/longo prazo, como, por exemplo:

- Valores esperados mensais de geração hidráulica por reservatório equivalente;
- Valores esperados mensais de geração térmica por classe de combustível;
- Valores esperados mensais de intercâmbios energéticos entre os subsistemas;
- Valores esperados mensais de déficit de energia por subsistema;
- Valores esperados mensais de energia armazenada nos reservatórios equivalentes.

Obviamente, caso seja necessário, ao invés de valores esperados, podem ser utilizados outros valores estáticos como valores máximos, mínimos ou a análise de uma série específica com características especiais (mais secas ou úmidas, por exemplo).

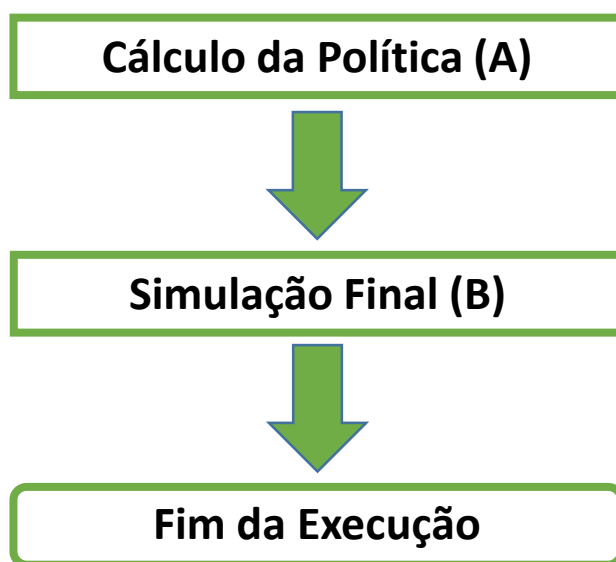


Fig. 3.4 - Fluxograma de Otimização.

No entanto, esta abordagem não permite a análise de dados individualizados das usinas hidrelétricas nos horizontes de estudo de médio/longo prazo. Para contornar este problema, a cadeia de modelos computacionais para o SIN disponibiliza um modelo denominado SUISHI-O, que é capaz de desagregar o despacho dos reservatórios equivalentes de energia entre as usinas hidrelétricas que os constituem. O modelo SUISHI-O [C07, O10] tem a capacidade de representar as não linearidades intrínsecas ao problema de despacho a usinas individualizadas, mas é baseado em heurísticas operativas que buscam a operação em paralelo por faixas dos reservatórios, que em determinadas circunstâncias podem não garantir custos operativos ótimos.

O modelo MIUH [R11], por outro lado, tem como objetivo possibilitar a realização da etapa (B) da Fig. 3.4, a simulação final, utilizando uma representação a usinas individualizadas baseada em um modelo de otimização não linear. Da mesma forma que os principais modelos computacionais em uso para o SIN, é possível a utilização de séries sintéticas ou históricas de vazões às usinas hidrelétricas. Uma grande vantagem do modelo proposto é que o usuário pode utilizar FCFs construídas através da metodologia PDDE (modelo NEWAVE) ou da metodologia PDE (modelo PDE-ConvexHULL). Caso seja necessária a utilização de uma FCF construída por outra técnica ou outro modelo, a implementação computacional pode ser feita de maneira simples. Com isso, o modelo não linear determina o montante de geração hidráulica e térmica para cada usina que compõe o sistema, intercâmbios entre os subsistemas, déficits de energia, dentre outras; tendo como objetivo principal a minimização do custo de operação sujeito às restrições físicas e operacionais do sistema.

A metodologia utilizada no MIUH foi desenvolvida na plataforma LINGO [L08], que apresenta uma linguagem própria de programação, permitindo um rápido desenvolvimento de modelos de otimização lineares, não lineares, inteira mista e etc. A plataforma LINGO apresenta a funcionalidade de ser utilizada em outras linguagens de programação através de bibliotecas dinâmicas (dlls). No caso deste trabalho, a plataforma LINGO foi incorporada ao projeto desenvolvido na linguagem C++ [S02].

3.7. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DA OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA A USINAS INDIVIDUALIZADAS

O modelo de otimização a usinas individualizadas tem como objetivo determinar os valores ótimos de despacho para as usinas geradoras a fim de minimizar o custo operacional durante o horizonte de planejamento. Este é, portanto, um problema de programação multi-estágio, em que cada estágio representa um período do horizonte considerado.

Para facilitar a descrição da metodologia, primeiramente o modelo de otimização da operação do sistema hidrotérmico para um estágio será formulado. Na sequência, a função de custo futuro será modelada, juntamente com os parâmetros que efetuam o encadeamento entre os diversos estágios [OMO11].

A formulação matemática do problema de otimização energética para a solução de um estágio será apresentada a seguir.

3.7.1. Função Objetivo

A função objetivo do problema de otimização energética proposto para minimização dos custos operacionais em determinado estágio t , considerando o valor esperado do custo futuro, pode ser formulada como:

$$\text{Min } z_t = \sum_{S=1}^{NSIS} \left[\sum_{IT=1}^{NG_S} cg_{IT} \cdot g_{IT,t} + cdef_S \cdot (def_{S,t} + exc_{S,t}) \right] + \frac{1}{1+\beta} \cdot \alpha_{t+1} \quad (3.2)$$

sendo:

z_t	Representa o custo total no estágio t , incluindo o custo de operação em t e o custo futuro esperado (R\$);
cg_{IT}	Representa o custo unitário de geração (R\$ / MWh) da unidade térmica IT ;
$g_{IT,t}$	Representa a variável de decisão associada à geração da unidade térmica IT no estágio t (MWh);
$cdef_S$	Representa o custo unitário de déficit no subsistema S (R\$ / MWh);
$def_{S,t}$	Representa a variável associada ao déficit de energia no subsistema S no estágio t (MWh);
$exc_{S,t}$	Representa a variável associada ao excesso de energia no subsistema S no estágio t (MWh);
$1/(1+\beta)$	Representa a taxa de descontos (%);
α_{t+1}	Representa o custo futuro de operação tendo o estágio t como referência.

A primeira parcela da função objetivo (3.2) corresponde ao custo total de geração térmica no estágio t . A segunda parcela, por sua vez, consiste no custo total de déficit ou excesso. O valor esperado do custo futuro de operação é incorporado à função objetivo através da terceira parcela de (3.2). Este valor é obtido através de uma função linear cujos coeficientes são fornecidos pelo modelo NEWAVE para cada subsistema de energia S .

No entanto, a modelagem a reservatórios equivalentes deve ser convertida em um modelo a usinas individualizadas para a representação tanto da função de custo futuro, como das restrições do problema de otimização, conforme descrito a seguir.

3.7.2. Restrição de Balanço Hídrico

Reservatórios Equivalentes

A equação de balanço hídrico em uma representação a reservatórios equivalentes pode ser formulada como:

$$EA_{S,t+1} = EA_{S,t} + ENA_{S,t} - EFIO_{S,t} - GH_{S,t} - EVERT_{S,t} \quad (3.3)$$

sendo:

- $EA_{S,t}$ Representa a variável associada à energia armazenada no subsistema S no estágio t (MW-médio);
- $ENA_{S,t}$ Representa a energia natural afluyente ao subsistema S no estágio t (MW-médio);
- $EFIO_{S,t}$ Representa o montante de energia gerada pelas usinas fio d'água do subsistema S no estágio t (MW-médio);
- $GH_{S,t}$ Montante de energia gerada pelas usinas hidráulicas, exceto as fio d'água;
- $EVERT_{S,t}$ Montante de energia vertida pelas usinas hidráulicas.

A energia armazenada no subsistema S no primeiro estágio ($EA_{S,1}$) é conhecida, sendo calculada em função dos volumes de água armazenada nas usinas que compõem este reservatório equivalente. Este cálculo é mostrado na equação (3.4).

$$EA_{S,1} = \sum_{i=1}^{NUSR_S} \left[(VA_{i,1} - VA_i^{\min}) \cdot \rho a_{i,t} \right] \quad (3.4)$$

onde:

- $NUSR_S$ Número de usinas hidráulicas do subsistema S , excluindo as usinas fio d'água;
- $VA_{i,1}$ Representa o volume armazenado na usina i no primeiro estágio (hm^3);
- $VA_i^{\min}$ Representa o volume mínimo de armazenamento da usina i (hm^3);
- $\rho a_{i,t}$ Representa a produtividade acumulada da usina i no estágio t (MW-médio/ hm^3).

A produtibilidade acumulada da usina i é dada por (3.5):

$$\rho a_{i,t} = \rho_{i,t} + \sum_{j=1}^{JUSi} \rho_{j,t} \quad (3.5)$$

onde:

$\rho_{i,t}$ Representa a produtibilidade da usina i no estágio t (MW-médio/hm³);

$JUSi$ Representa o conjunto de todas as usinas a jusante de i .

A produtibilidade $\rho_{i,t}$, por sua vez, é dada por uma função de produção de energia hidrelétrica, de quarto grau, conforme formulado em (3.6):

$$\rho_{i,t} = \rho esp_i \cdot (a + b \cdot VA_{i,t} + c \cdot VA_{i,t}^2 + d \cdot VA_{i,t}^3 + e \cdot VA_{i,t}^4 - CotaMedia_i) \quad (3.6)$$

onde:

ρesp_i Representa a produtibilidade específica da usina i (MW-médio/ (hm³.m));

$VA_{i,t}$ Representa a variável associada ao volume armazenado na usina i , no estágio t (hm³);

$CotaMedia_i$ Representa a cota média do nível de jusante da usina i (m), obtida a partir dos dados do arquivo hydr.dat do modelo NEWAVE;

$a - e$ Coeficientes da função de produtibilidade, obtidos do arquivo hydr.dat do modelo NEWAVE.

O conceito de energia natural afluyente (ENA) é muito útil para a definição de reservatórios equivalentes. Esta energia está relacionada com a vazão incremental (QI) a cada usina que compõe o reservatório equivalente, como mostra a equação (3.7).

$$ENA_{S,t} = \sum_{i=1}^{NUSIs} (QI_{i,t} \cdot \rho a_{i,t}) \quad (3.7)$$

em que $QI_{i,t}$ representa a vazão incremental à usina i no estágio t (hm³).

A energia proveniente das usinas a fio d'água ($EFIO_{S,t}$), por sua vez, é calculada como (3.8):

$$EFIO_{S,t} = \sum_{i=1}^{NUSF_S} (QI_{i,t} \cdot \rho equi_i) \quad (3.8)$$

onde:

$NUSF_S$ Representa o número de usinas hidráulicas fio d'água do subsistema S;

$\rho equi_i$ Representa a produtibilidade equivalente da usina i (MW-médio/ hm³).

A equação de balanço hídrico de energia (3.3) estabelece que a energia armazenada no subsistema S em um estágio $t+1$ é igual à armazenada no estágio anterior (t) somada à energia natural afluyente a S em t . Como o período de regularização das usinas a fio d'água é menor que o período de discretização adotado para o planejamento, considera-se na modelagem proposta que estas usinas não têm capacidade de armazenamento da energia natural afluyente (ENA). Logo, o montante de energia gerado nas usinas a fio d'água é subtraído da energia armazenada no estágio $t+1$, conforme equação (3.3).

Usinas Individualizadas

A equação de balanço hídrico para a otimização individualizada estabelece o balanço entre os volumes armazenado, turbinado e vertido em uma usina hidráulica, conforme (3.9).

$$VA_{i,t+1} + (VT_{i,t} + VV_{i,t}) - \sum_{m=1}^{NMI} (VT_{m,t} + VV_{m,t}) = QI_{i,t} + VA_{i,t} \quad i \in S \quad (3.9)$$

Em que:

$VA_{i,t}$ Representa a variável associada ao volume armazenado na usina i , no estágio t (hm³);

$VT_{i,t}$ Representa a variável associada ao volume turbinado na usina i , no estágio t (hm³);

$VV_{i,t}$ Representa a variável associada ao volume vertido na usina i , no estágio t (hm³);

NMI Número da usina imediatamente a montante de i .

3.7.3. Equação de Atendimento à Demanda

Reservatórios Equivalentes

A equação de atendimento à demanda na representação a reservatórios equivalentes pode ser formulada como em (3.10):

$$\sum_{IT=1}^{NG_S} g_{IT,t} + GH_{S,t} + def_{S,t} - exc_{S,t} - \sum_{SS}^{NSIS} int_{S,SS;S \neq SS;t} + \sum_{SS}^{NSIS} int_{SS,S;S \neq SS;t} = DEMLIQ_{S,t} - EFIO_{S,t} \quad (3.10)$$

sendo:

$GH_{S,t}$	Representa o montante de energia gerada pelas usinas hidráulicas do subsistema S no estágio t , exceto as usinas fio d'água (MWh);
$DEMLIQ_{S,t}$	Representa a demanda líquida ou mercado de energia do subsistema S no estágio t (MWh);
$int_{S,SS;S \neq SS;t}$	Representa o intercâmbio de energia que sai do subsistema S para o sistema SS (MWh);
$int_{SS,S;S \neq SS;t}$	Representa o intercâmbio de energia que chega ao subsistema S a partir do sistema SS (MWh).

Destaca-se que o parâmetro DEMLIQ consiste na demanda do sistema, descontada da geração proveniente de pequenas usinas e da geração declarada como inflexível, tendo em vista que estes montantes de energia não são controláveis.

Usinas Individualizadas

Para obter a restrição de atendimento à demanda a usinas individualizadas, é necessário expressar as variáveis da equação (3.10), definidas para cada reservatório equivalente, em função das variáveis referentes às respectivas usinas hidráulicas, conforme mostrado em (3.11, 3.12):

$$GH_{S,t} = \sum_{i=1}^{NUSR_S} ghu_{i,t} \quad (3.11)$$

$$ghu_{i,t} = VT_{i,t} \cdot \rho_{i,t} \quad (3.12)$$

sendo:

$ghu_{i,t}$ Representa a geração da usina hidráulica i no estágio t (MWh).

Desta forma, a equação de atendimento à demanda passa a ser formulada como (3.13):

$$\begin{aligned} & \sum_{IT=1}^{NG_S} g_{IT,t} + \sum_{i=1}^{NUSR_S} VT_{i,t} \cdot \rho_{i,t} + EFIO_{S,t} + def_{S,t} - exc_{S,t} - \sum_{SS}^{NSIS} \text{int}_{S,SS;S \neq SS;t} + \sum_{SS}^{NSIS} \text{int}_{SS,S;S \neq SS;t} \\ & = DEMLIQ_{S,t} \end{aligned} \quad (3.13)$$

Neste modelo, a energia proveniente das usinas fio d'água é expressa em função das variáveis associadas aos turbinados nestas usinas, conforme equação (3.14):

$$EFIO_{S,t} = \sum_{i=1}^{NUSF_S} (VT_{i,t} \cdot \rho_{equi_i}) \quad (3.14)$$

Logo, a equação de demanda pode ser reescrita como:

$$\begin{aligned} & \sum_{IT=1}^{NG_S} g_{IT,t} + \sum_{i=1}^{NUSR_S} VT_{i,t} \cdot \rho_{i,t} + \sum_{i=1}^{NUSF_S} (VT_{i,t} \cdot \rho_{equi_i}) + def_{S,t} - exc_{S,t} \\ & - \sum_{SS}^{NSIS} \text{int}_{S,SS;S \neq SS;t} + \sum_{SS}^{NSIS} \text{int}_{SS,S;S \neq SS;t} = DEMLIQ_{S,t} \end{aligned} \quad (3.15)$$

Verifica-se da segunda parcela $\left(\sum_{i=1}^{NUSR_S} VT_{i,t} \cdot \rho_{i,t} \right)$ da equação (3.15) que esta restrição é não

linear, pois a produtibilidade $(\rho_{i,t})$ da usina hidráulica é variável em função do volume armazenado $(VA_{i,t})$, conforme equação (3.6), resultando no produto de duas variáveis de otimização $(VT_{i,t}$ e $VA_{i,t})$.

3.7.4. Restrições de Limites

No problema de otimização individualizada dos despachos das usinas hidráulicas, as seguintes restrições de limites devem ser atendidas:

(i) Limites de Geração Térmica

$$g_{IT,t}^{\min} \leq g_{IT,t} \leq g_{IT}^{\max} \quad (3.16)$$

sendo $g_{IT,t}^{\min}$ e $g_{IT}^{\max}$ representam as gerações mínima e máxima da usina térmica IT. Destaca-se que $g_{IT,t}^{\min}$ pode variar entre estágios, sendo, portanto, definido para o estágio t.

(ii) Limites de Volume Armazenável

$$VA_i^{\min} \leq VA_{i,t} \leq VA_i^{\max} \quad (3.17)$$

sendo $VA_i^{\max}$ representa o volume máximo do reservatório da usina i.

(iii) Volume Turbinável Máximo

$$VT_{i,t} \leq VT_i^{\max} \quad (3.18)$$

sendo $VT_i^{\max}$ representa o turbinamento máximo da usina i.

(iv) Máxima Defluência

$$VT_{i,t} + VV_{i,t} \leq qdef_i^{\max} \quad (3.19)$$

onde $qdef_i^{\max}$ representa a defluência máxima da usina i (hm^3).

(v) Limites de Intercâmbio Entre Subsistemas

$$\text{int}_{S,SS;S \neq SS}^{\min} \leq \text{int}_{S,SS;S \neq SS;t} \leq \text{int}_{S,SS;S \neq SS,t}^{\max} \quad (3.20)$$

sendo $\text{int}_{S,SS;S \neq SS}^{\min}$ e $\text{int}_{S,SS;S \neq SS,t}^{\max}$ representam os limites mínimo e máximo de intercâmbio energético do subsistema S para o subsistema SS. Destaca-se que $\text{int}_{S,SS;S \neq SS,t}^{\max}$ pode variar entre estágios, sendo, portanto, definido para o estágio t.

3.7.5. Formulação do Problema de Otimização a Usinas Individualizadas

Considerando a função objetivo e as restrições do problema de otimização do despacho hidráulico a usinas individualizadas, a formulação completa deste problema é apresentada em (3.21).

$$\text{Min } z_t = \sum_{S=1}^{NSIS} \left[\sum_{IT=1}^{NG_S} cg_{IT} \cdot g_{IT,t} + cdef_S \cdot (def_{S,t} + exc_{S,t}) \right] + \frac{1}{1+\beta} \cdot \alpha_{t+1} \quad (3.21)$$

sujeito a:

$$VA_{i,t+1} + (VT_{i,t} + VV_{i,t}) - \sum_{m=1}^{NMI} (VT_{m,t} + VV_{m,t}) = QI_{i,t} + VA_{i,t} \quad i \in S \quad (3.21a)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{IT=1}^{NG_S} g_{IT,t} + \sum_{i=1}^{NUSR_S} VT_{i,t} \cdot \rho_{i,t} + \sum_{i=1}^{NUSF_S} (VT_{i,t} \cdot \rho_{equi_i}) + def_{S,t} - exc_{S,t} \\ & - \sum_{SS}^{NSIS} \text{int}_{S,SS;S \neq SS,t} + \sum_{SS}^{NSIS} \text{int}_{SS,S;S \neq SS,t} = DEMLIQ_{S,t} \end{aligned} \quad (3.21b)$$

$$\rho_{i,t} = \rho_{esp_i} \cdot (a + b \cdot VA_{i,t} + c \cdot VA_{i,t}^2 + d \cdot VA_{i,t}^3 + e \cdot VA_{i,t}^4 - CotaMedia_i) \quad (3.21c)$$

$$g_{IT,t}^{\min} \leq g_{IT,t} \leq g_{IT,t}^{\max} \quad (3.21d)$$

$$VA_i^{\min} \leq VA_{i,t} \leq VA_i^{\max} \quad (3.21e)$$

$$VT_{i,t} \leq VT_i^{\max} \quad (3.21f)$$

$$VT_{i,t} + VV_{i,t} \leq qdef_i^{\max} \quad (3.21g)$$

$$\text{int}_{S,SS;S \neq SS}^{\min} \leq \text{int}_{S,SS;S \neq SS,t} \leq \text{int}_{S,SS;S \neq SS,t}^{\max} \quad (3.21h)$$

3.7.6. Função de Custo Futuro

O valor esperado do custo futuro de operação (α_{t+1}) do sistema hidrotérmico é incorporado à função objetivo do problema de otimização a usinas individualizadas, conforme equação (3.21). Este valor é dado por uma função que expressa o custo futuro de uma decisão operativa no estágio t , envolvendo o despacho das usinas hidro e termoeletricas. Em outras palavras, esta função define o valor esperado das consequências desta decisão no futuro ($t+1$) [C01], sendo que α_{t+1} consiste no custo total de operação do estágio $t+1$ até o último estágio do horizonte de planejamento.

A função de custo futuro consiste em uma aproximação linear por partes baseada na técnica de decomposição matemática de Benders [B62], utilizada para reduzir a dimensão do problema global multi-estágio. Este procedimento é inspirado no princípio da otimalidade de Bellman [B57], e visa a obtenção da solução ótima global a partir da otimização das decisões em cada estágio do problema.

As variáveis da função de custo futuro são as energias armazenadas nos subsistemas S no final do estágio t , ou seja, início do estágio $t+1$ ($EA_{S,t+1}$), e as afluências verificadas nos estágios anteriores ($ENA_{S,t}, \dots, ENA_{S,t-p+1}$), onde p representa a ordem do modelo autorregressivo periódico, PAR (p) [C01]. Este modelo é utilizado para análise das séries hidrológicas que apresentam comportamento periódico, tais como as séries mensais. De acordo com os aspectos descritos anteriormente, a função de custo futuro pode ser formulada como em (3.22):

$$\alpha_{t+1} - \sum_{S=1}^{NSIS} CV_S \cdot EA_{S,t+1} \geq \sum_{S=1}^{NSIS} CV_S \cdot EA_{S,t+1}^* + \sum_{S=1}^{NSIS} \sum_t^{t-p+1} (CA_{S,t} \cdot ENA_{S,t}) \quad (3.22)$$

onde:

- CV_S Representa o coeficiente da função de custo futuro associado à energia armazenada no subsistema S no final do estágio t ($EA_{S,t+1}$);
- $EA_{S,t+1}^*$ Representa o valor ótimo determinado para a energia armazenada no subsistema S após a solução do modelo NEWAVE para o estágio t ;
- $CA_{S,t}$ Representa o coeficiente da função de custo futuro associado à energia natural afluente ao subsistema S no estágio t ($ENA_{S,t}$).

O coeficiente CV_S é função dos multiplicadores de Lagrange médios do estágio $t+1$, associados aos níveis de armazenamento dos reservatórios no início deste estágio, calculados pelo modelo NEWAVE. O coeficiente $CA_{S,t}$, por sua vez, é calculado com base nos multiplicadores do estágio $t+1$ associados à afluência incremental durante o estágio t .

Os níveis de armazenamento dos reservatórios equivalentes são variáveis da função α_{t+1} de custo futuro, pois níveis elevados podem implicar menor complementação térmica da demanda, e, conseqüentemente, em menores custos com combustíveis.

O custo futuro também é função da afluência prevista para o estágio atual t , que por sua vez, depende das previsões de afluências passadas ($t-1 \dots t-p+1$). Isto ocorre porque as incertezas inerentes às previsões de afluências conduzem a incertezas de disponibilidade hídrica futura e, portanto, no custo total de operação.

Destaca-se que o primeiro membro da inequação (3.22) envolve as variáveis α_{t+1} e $EA_{S,t+1}$. Já o segundo membro desta inequação é dado por um valor constante, pois $EA_{S,t+1}^*$ é o valor ótimo determinado após a solução do estágio t , enquanto que $ENA_{S,t}$ é dada pelo valor previsto de afluência no subsistema S em t . Portanto, o segundo membro de (3.22) é denominado termo independente, e esta inequação pode ser rescrita como em (3.23):

$$\alpha_{t+1} - \sum_{S=1}^{NSIS} CV_S \cdot EA_{S,t+1} \geq RHS + \sum_{S=1}^{NSIS} \sum_t^{t-p+1} (CA_{S,t} \cdot ENA_{S,t}) \quad (3.23)$$

sendo:

$$RHS = \sum_{S=1}^{NSIS} CV_S \cdot EA_{S,t+1}^* \quad (3.24)$$

Na modelagem descrita neste trabalho, tanto os coeficientes CV_S e $CA_{S,t}$, quanto à parcela RHS do termo independente, são fornecidos pela solução do modelo NEWAVE.

Como o problema de otimização considerado é dado por usinas individualizadas, a energia armazenada ($EA_{S,t+1}$) e a energia natural afluenta ($ENA_{S,t}$) são funções dos volumes armazenados e das vazões incrementais em cada usina, dadas pelas equações (3.25) e (3.26), respectivamente.

$$EA_{S,t+1} = \sum_{i=1}^{NUSR_S} \left[(VA_{i,t+1} - VA_i^{\min}) \cdot \rho a_{i,t+1} \right] \quad (3.25)$$

$$ENA_{S,t+1} = \sum_{i=1}^{NUSI_S} (QI_{i,t+1} \cdot \rho a_{i,t+1}) \quad (3.26)$$

Substituindo-se $EA_{S,t+1}$ e $ENA_{S,t}$, equações (3.25) e (3.26), na função de custo futuro, equação (3.23), tem-se que:

$$\begin{aligned} \alpha_{t+1} - \sum_{S=1}^{NSIS} \left[CV_S \cdot \sum_{i=1}^{NUSR_S} (VA_{i,t+1} \cdot \rho a_{i,t+1}) \right] \geq \\ RHS + \sum_{S=1}^{NSIS} \left[CV_S \cdot \sum_{i=1}^{NUSR_S} (VA_i^{\min} \cdot \rho a_{i,t+1}) \right] + \sum_{S=1}^{NSIS} \sum_t^{t-p+1} \left[CA_{S,t} \cdot \sum_{i=1}^{NUSI_S} (QI_{i,t+1} \cdot \rho a_{i,t+1}) \right] \end{aligned} \quad (3.27)$$

sendo $VA_{i,t+1}$ é variável do problema de otimização individualizada.

3.7.7. Modelagem do Problema de Otimização Multi-Estágio

O planejamento energético do sistema hidrotérmico considerando múltiplos estágios de operação conduz a problemas sucessivos de otimização envolvendo um único estágio. No processo de otimização energética multi-estágio, os problemas associados a cada estágio são acoplados através das variáveis associadas aos volumes armazenados nas usinas (VA_i), bem como da função de custo futuro (α_{t+1}).

▪ Acoplamento Através dos Volumes Armazenados

O acoplamento entre os estágios através dos níveis de armazenamento do sistema pode ser verificado através da restrição de balanço hídrico, reescrita em (3.21a).

Desta equação, observa-se que a restrição de balanço hídrico relaciona variáveis de otimização do estágio (t+1) com o parâmetro $VA_{i,t}$, calculado em t, estabelecendo desta forma acoplamento direto entre os estágios sucessivos. Em outras palavras, a variável associada ao volume armazenado no estágio t é definida como o volume inicial do estágio (t+1), e assim sucessivamente.

▪ Acoplamento Através da Função de Custo Futuro

Outro acoplamento existente entre os estágios do período de planejamento energético considerado é dado pela função de custo futuro, formulada na equação (3.25) para a otimização individualizada. Observa-se que a função objetivo em (3.21) definida para o estágio t relaciona a variável α_{t+1} , que por sua vez é função das variáveis associadas ao estágio $(t+1)$, conforme equação (3.27). Logo, os estágios t e $(t+1)$ são acoplados entre si através da função de custo futuro, obtida a partir da solução do modelo NEWAVE.

▪ Parâmetros Atualizados Entre Estágios Sucessivos

Os parâmetros a seguir são atualizados entre estágios sucessivos do horizonte de planejamento.

- i) Coeficientes da restrição de custo futuro: $CA_{S,t}$ na equação (3.27). Estes coeficientes são obtidos do arquivo CORTES do modelo NEWAVE.
- ii) Mercado de energia: $DEMLIQ_{S,t}$ na equação (3.21b). Estes valores são obtidos do arquivo SISTEMA do modelo NEWAVE.
- iii) Limite superior de intercâmbio: $\text{int}_{S,SS;S \neq SS,t}^{\max}$ na equação (3.21h). Estes valores são obtidos do arquivo SISTEMA do modelo NEWAVE.
- iv) Vazões Incrementais: $QI_{i,t}$ na equação (3.21a). Estes valores são obtidos do arquivo VAZOES do modelo NEWAVE.
- v) Limite inferior de geração térmica: $g_{IT,t}^{\min}$ na equação (3.21d). Estes valores são obtidos do arquivo TERM do modelo NEWAVE.

3.8. APLICAÇÃO NUMÉRICA

3.8.1. Sistema Interligado Nacional (SIN)

Este capítulo tem como objetivo principal descrever os resultados obtidos com a utilização da metodologia MIUH [R11] em um caso real do SIN, onde foi analisado o impacto da modelagem proposta em relação à modelagem oficial SUISHI-O. Os resultados descritos a seguir são relativos à simulação da operação do sistema em um período de cinco anos, considerando-se a

expansão (entrada de novos empreendimentos), os 4 (quatro) patamares de déficit, um patamar de carga e os intercâmbios entre os subsistemas, de forma a verificar o comportamento e desempenho da metodologia proposta.

Em um primeiro momento foi analisada a média das simulações das séries históricas de vazões naturais do ano de 1931 a 1990, utilizando-se as FCFs do modelo NEWAVE. Foi realizada a comparação dos resultados do modelo MIUH, ora utilizando as FCFs calculadas pelo modelo NEWAVE, ora utilizando as FCFs calculadas pelo modelo PDE-ConvexHULL [D10].

Os dados do SIN que foram utilizados em todas as simulações são referentes ao PMO (Programa Mensal de Operação) de janeiro de 2011. O PMO de janeiro de 2011 foi utilizado com as seguintes considerações:

- Taxa de desconto igual a zero;
- Consideração de apenas um patamar de carga;
- Não consideração do desvio de água nas usinas hidráulicas;
- Não consideração de Curva de Aversão a Risco;
- Utilizadas 200 séries sintéticas para o cálculo da política no caso do modelo NEWAVE;
- Utilizada a série histórica para o cálculo da política no caso do modelo PDE-ConvexHULL;
- 5 anos de estudo e 5 anos de pós-estudo;

Foi utilizado o modelo NEWAVE, versão 15, para a aquisição das FCFs adotadas pelos modelos MIUH e SUISHI-O.

3.8.2. Comparação da Simulação Final via PDDE (NEWAVE) e PDE-ConvexHULL (MDDH)

Para a comparação dos resultados da simulação final com o modelo MIUH via PDDE, utilizou-se as FCFs geradas pelo modelo NEWAVE. Já as FCFs do modelo PDE-ConvexHULL foram obtidas a partir da otimização do SIN considerando 5 discretizações da energia armazenada nos reservatórios equivalentes e 60 cenários históricos de afluência (correspondentes aos cenários de 1931 a 1990).

Para avaliar os resultados obtidos considerou-se a média das simulações finais dos 60 cenários históricos de afluência. A Fig. 3.5 apresenta o gráfico de comparação entre a simulação final realizada pelo modelo MIUH com as FCFs via PDDE e PDE-ConvexHULL. Pode-se observar que os modelos apresentam a energia armazenada do SIN praticamente coincidente para primeiro ano do estudo e pouco desvio para os demais períodos de estudo, mostrando que os modelos estão bem aderentes com relação ao armazenamento do sistema.

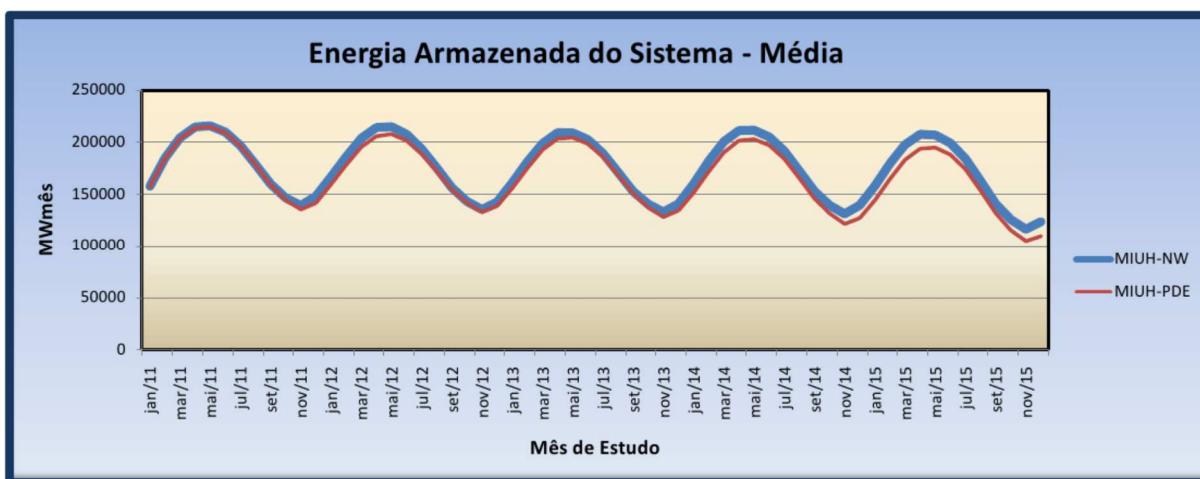


Fig. 3.5 - Energia Armazenada do SIN - PDDE Versus PDE-ConvexHULL [R11].

A geração hidráulica também é bem similar no primeiro ano de estudo e há pouco desvio para os demais anos. A Fig. 3.6 ilustra esta situação.

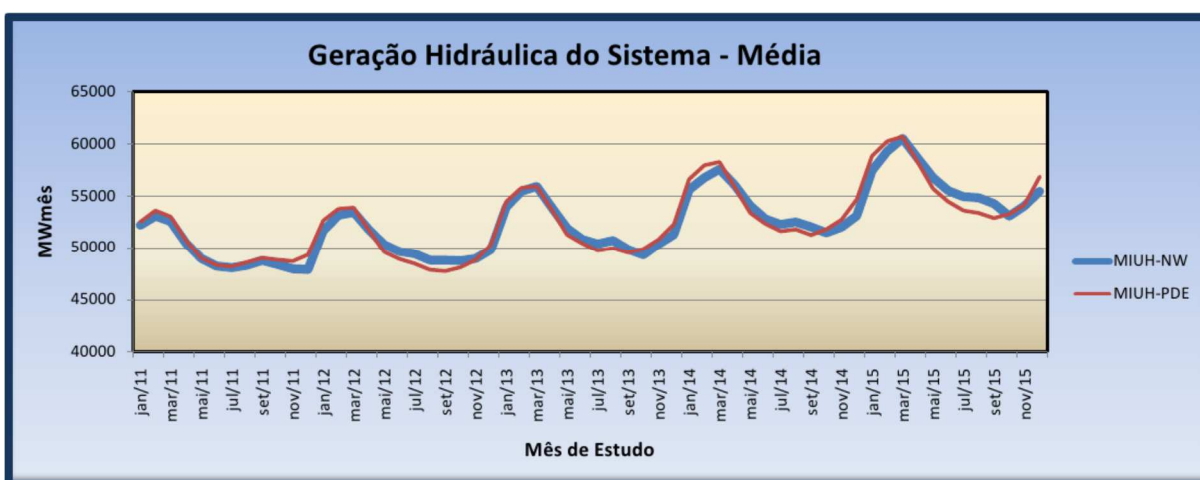


Fig. 3.6 - Geração Hidráulica do SIN - PDDE Versus PDE-ConvexHULL [R11].

A Fig. 3.7 mostra a geração térmica para todos os períodos de estudo. Pode-se observar que os resultados apresentam a mesma tendência para a operação do SIN. Cabe ressaltar que a metodologia PDE-ConvexHULL não representa a tendência hidrológica das afluições em seu modelo de otimização.

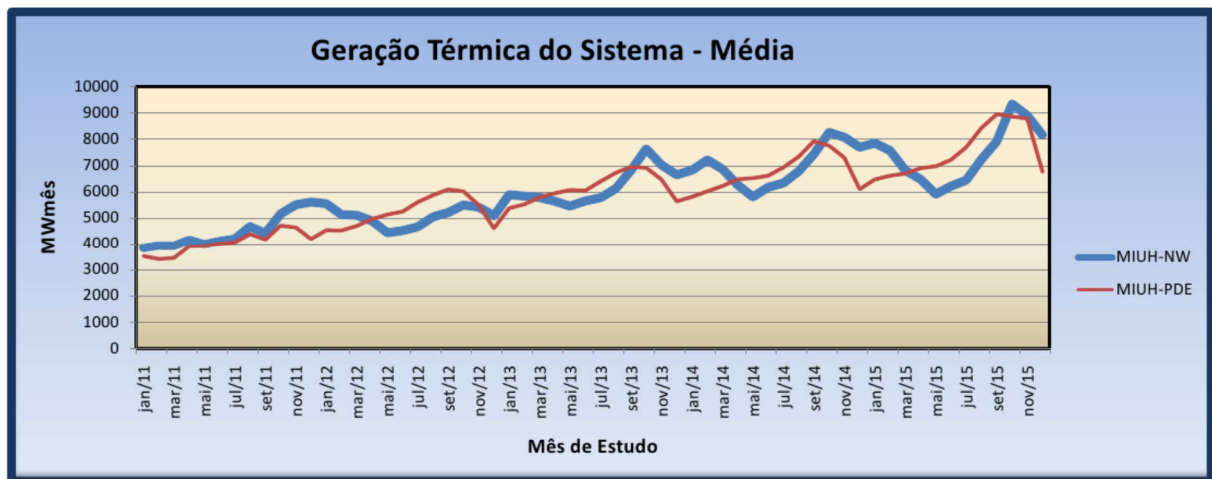


Fig. 3.7 - Geração Térmica do SIN - PDDE Versus PDE-ConvexHULL [R11].

O déficit em ambos os casos ocorre praticamente nos mesmos períodos, como mostra a Fig. 3.8.

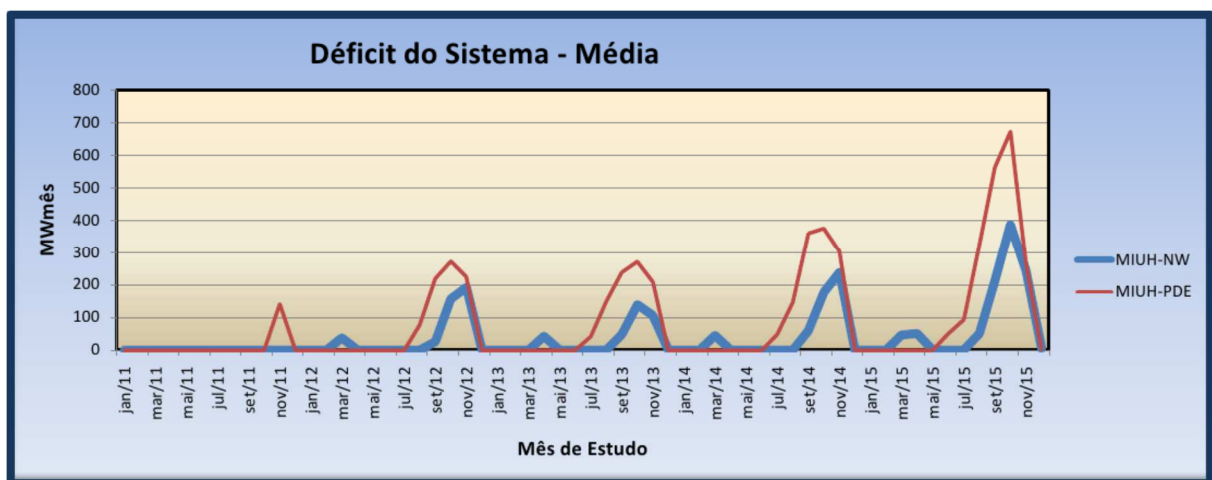


Fig. 3.8 - Déficit do SIN - PDDE Versus PDE-ConvexHULL [R11].

O CMO também se encontra bem aderente. A Fig. 3.9 mostra a evolução do CMO ao longo do estudo.

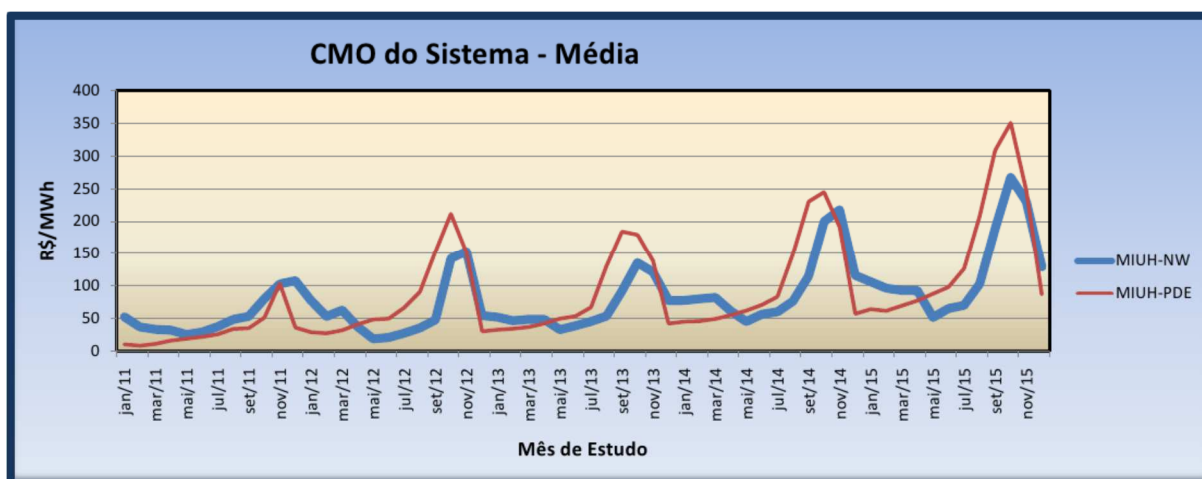


Fig. 3.9 - CMO do SIN - PDDE Versus PDE-ConvexHULL [R11].

3.9. CONCLUSÕES

Neste Capítulo, foram descritos os fundamentos teóricos dos principais modelos de planejamento da operação de médio e longo prazo utilizados no SIN. São modelos computacionais que determinam a política operativa, o despacho a usinas individualizadas. No próximo Capítulo será demonstrada a importância de tais ferramentas computacionais para o objetivo maior deste trabalho, que consiste na determinação de tarifas de uso do sistema de transmissão brasileiro considerando múltiplos despachos.

O modelo NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL em 1993, tem como objetivo realizar a alocação ótima de recursos térmicos e hídricos, visando à minimização do custo total esperado de operação ao longo de um horizonte de estudo. Para isso o NEWAVE utiliza a técnica de PDDE aliada à configuração do sistema em análise, em reservatórios equivalentes, no intuito de encontrar uma Função de Custo Futuro (FCF) esperado da operação que represente os impactos das decisões operativas mensais no custo de operação dos meses subsequentes.

O Modelo SUISHI-O ou Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados, também desenvolvido pelo CEPEL, tem a finalidade de simular o sistema individualizado utilizando as funções de custo futuro produzidas pelo NEWAVE e,

através de regras heurísticas, o despacho das usinas é realizado de forma que se aproximem da operação real, obtendo então estimativas para o comportamento das usinas individualizadas.

Como mencionado, foram desenvolvidos modelos análogos aos amplamente empregados (NEWAVE e SUIISHI-O) pelos Agentes do Mercado de Energia, no âmbito de um projeto estratégico ANEEL no tema "Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico", quais sejam MDDH (Programação Dinâmica Estocástica e Algoritmo de Fechos Convexos – PDE-ConvexHULL) e MIUH (Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas com Programação Não Linear). Como foram devidamente testadas, estas ferramentas computacionais serão as utilizadas neste trabalho.

O modelo computacional chamado MDDH utiliza a metodologia de Programação Dinâmica Estocástica conjuntamente ao algoritmo de fechos convexos (PDE-ConvexHULL) de uma forma computacionalmente eficiente (Fast-PDE-ConvexHULL). A principal contribuição do modelo MDDH é apresentar uma nova metodologia para a representação da função de custo futuro no problema de programação linear na qual o tempo computacional se torne menos sensível ao número de hiperplanos obtidos pelo algoritmo de fechos convexos.

O modelo alternativo ao SUIISHI-O, denominado Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas (MIUH), é baseado em um modelo de otimização de Programação Não Linear utilizando-se as FCFs produzidas pelo modelo NEWAVE ou outro modelo de decisão estratégica como, por exemplo, o MDDH. O modelo MIUH tem o objetivo de calcular metas de geração para cada usina do sistema minimizando o custo imediato (geração térmica e custo de déficit de energia) e o custo futuro de operação. O modelo MIUH tem, portanto, como principal objetivo apresentar um modelo de otimização capaz de melhor representar a simulação da operação de médio/longo prazo de reservatórios equivalentes de energia utilizando uma representação a usinas individualizadas.

Por fim, foram apresentados resultados de testes de aderência dos modelos computacionais NEWAVE-SUIISHI-O e MDDH-MIUH, o que confere credibilidade a estas ferramentas para serem utilizadas nesta Tese.

CAPÍTULO 4

PRECIFICAÇÃO NODAL E MÚLTIPLOS CENÁRIOS HIDROLÓGICOS

4.1. INTRODUÇÃO

NESTE capítulo é apresentado com maior detalhamento o procedimento proposto, principal objetivo desta Tese, que consiste na determinação de tarifas finais de geração e carga (via programa TUST [P11], desenvolvido pela UNIFEI), a partir de múltiplos cenários operativos de despacho, obtidos através da execução dos modelos energéticos MDDH (Programação Dinâmica Estocástica e Algoritmo de Fechos Convexos) e MIUH (Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas com Programação Linear). Tais algoritmos são equivalentes aos programas amplamente utilizados no SEB para determinação da política operativa de médio prazo pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, e precificação para a liquidação de diferenças contratuais pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Os modelos MDDH e MIUH foram desenvolvidos pela UFJF no âmbito do projeto estratégico de P&D ANEEL no tema "Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico" [A08], e foram devidamente testados pelos Agentes. Muito embora o respectivo projeto de P&D tenha sido aprovado pela ANEEL, é importante reforçar que tais modelos não são os de caráter oficial, situação na qual ocorre para toda versão a validação pelos agentes e aprovação para uso pela ANEEL.

A motivação deste trabalho é tornar a tarifação do uso do sistema de transmissão mais aderente aos cenários de geração, ou despacho, utilizados em estudos de planejamento de operação de médio prazo, na determinação da política operativa e precificação (PLD) [SCL17]. O despacho hoje utilizado pelos programas de tarifação não guarda qualquer semelhança com aqueles praticados na realidade operativa, resultando em sinais inadequados para a instalação de novos geradores e cargas, o que pode ocasionar elevação de congestionamentos e perdas na transmissão, bem como deterioração dos níveis de confiabilidade da rede.

O procedimento proposto é aplicado ao Caso Brasil 2014, utilizado no Planejamento Mensal da Operação – PMO de janeiro de 2014 – e na tarifação de uso do sistema de transmissão, ambos elaborados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.

4.2. METODOLOGIA PROPOSTA

4.2.1. Módulo de Compatibilização Eletro-Energética: Programa COMPAT

A tarifação do uso do sistema de transmissão considerando múltiplos cenários hidrológicos requer a associação entre os dados das usinas geradoras e os respectivos dados das barras de conexão com a rede. Para tanto, o modelo computacional COMPAT [OMO11] apresenta um módulo de compatibilização entre as bases de dados dos modelos energéticos NEWAVE/SUISHI-O [C01, C07] e elétrico, ANAREDE [C16], largamente utilizados no setor elétrico para planejamento energético e análise de redes, respectivamente.

Como mencionado, o módulo de compatibilização tem como objetivo associar código e nome da usina, com código e nome da barra. Para tanto, arquivos de dados dos modelos NEWAVE e ANAREDE são necessários. Estes arquivos são listados a seguir.

Modelo NEWAVE

Confhd: Arquivo de configuração hidráulica do sistema;
ConfT: Arquivo de configuração térmica;
Term: Arquivo de dados das usinas térmicas;
Exph: Arquivo de dados de expansão hidráulica;
Expt: Arquivo de dados de expansão térmica;
Pmo: Arquivo de dados do Plano Mensal da Operação.

Modelo ANAREDE

Arquivo de dados da rede elétrica, incluindo dados de barras e circuitos.

A compatibilização entre barras e usinas é realizada através de um processo constituído de cinco passos, descritos a seguir.

Passo 1: Este passo efetua a associação entre barras e usinas baseando-se nos nomes especificados nos arquivos dos programas ANAREDE e NEWAVE, respectivamente. Para tanto, realiza-se uma busca por todas as barras do arquivo de rede que apresentem nomes semelhantes a cada usina dos arquivos do NEWAVE.

Passo 2: A etapa de compatibilização realiza uma busca nos arquivos do NEWAVE por usinas que apresentem nomes semelhantes ao de determinada barra do arquivo de rede. Este procedimento é repetido para todas as barras da rede básica.

Passo 3: Este passo é aplicado em casos em que uma usina é associada apenas com barras de carga, com a finalidade de efetuar uma busca por barras de geração situadas à “vizinhança” das barras de carga associadas. A “vizinhança” de uma barra consiste no conjunto de nós conectados à mesma através de um ou mais circuitos. Este conceito é ilustrado na Fig. 4.1.

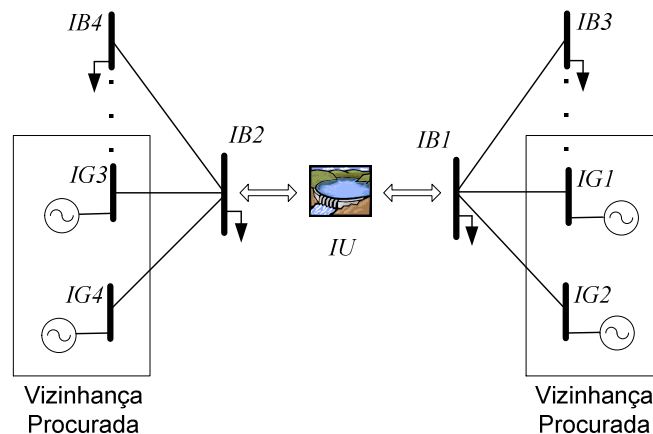


Fig. 4.1 - Vizinhança das Barras de Carga Relacionadas à Usina IU [OMO11].

Da Fig. 4.1 observa-se que a usina IU foi associada com as barras de carga IB1 e IB2. A vizinhança destas barras é composta de barras de carga e de geração. No entanto, a vizinhança de interesse é definida apenas pelas barras de geração, ou seja, pelas barras IG1, IG2, IG3 e IG4. Portanto, estas barras passam a ser relacionadas com a usina IU, para a etapa de associação supervisionada realizada no Passo 5.

Passo 4: O objetivo do Passo 4 é realizar uma análise comparativa da capacidade (ou potência instalada) de cada usina identificada nos passos anteriores, com os limites de geração das res-

pectivas barras relacionadas. Esta análise considera os dados de expansão das usinas, disponíveis nos arquivos exp.h.dat e exp.t.dat do modelo NEWAVE.

Passo 5: O último passo consiste no processo de compatibilização supervisionada pelo usuário, que deve ser realizada após a associação computacional executada pelos passos 1 a 4, com algum conhecimento prévio do sistema. A necessidade de uma associação supervisionada vem do fato de que não se pode garantir que os passos anteriores envolvam todos os fatores inerentes ao processo de compatibilização. Em outras palavras, o processo supervisionado visa solucionar problemas que dificultem a associação computacional, devido a divergências entre os nomes de determinada usina e da barra correspondente, bem como entre os dados de capacidade. Estes fatores, cuja previsão torna-se inviável para o programador, dificultam a compatibilização exclusivamente através de uma ferramenta computacional.

O resultado do trabalho de compatibilização é um arquivo de acoplamento eletro-energético, relacionando o código e nome da usina com o código e nome da barra. Por exemplo, a usina PIRAJU (48) está relacionada com a barra UHEPIRAJ-GER (614); a usina ANGRA 1 (1) está relacionada com a barra UN-ANGRA-GER (10).

4.2.2. Tarifação do Uso da Transmissão Considerando Múltiplos Cenários Hidrológicos

O procedimento proposto nesta Tese é ilustrado na Fig. 4.2. O fluxograma deixa evidente o acoplamento existente entre os modelos energéticos MDDH-MIUH e elétrico TUST. Os modelos energéticos são responsáveis pela geração de cenários de despachos para o modelo elétrico, que por sua vez se encarrega de calcular as tarifas de uso do sistema de transmissão.

Historicamente, o acoplamento entre modelos energéticos e elétricos sempre foi de difícil equacionamento, pois os dados necessários aos modelos são manipulados por equipes de engenheiros distintas, muitas vezes localizadas em áreas diferentes e distantes fisicamente nos escritórios, o que se traduz em problemas de comunicação. Assim, o que se tem hoje são códigos e nomes diversos para usinas geradoras e barras (subestações), ou mesmo abreviados sem padronização. Isto faz com que os modelos energéticos e elétricos sejam executados em separado, sem qualquer acoplamento entre os mesmos. A inovação nesta Tese consiste justamente na viabilização da integração entre modelos tão distintos, permitindo o cálculo de tarifas de transmissão com despacho mais aderente à realidade operativa do sistema, o que, em

última instância, leva a um método mais justo de alocação de custos de transmissão entre os participantes do mercado de energia, inclusive com a intensificação do sinal locacional.

O procedimento pode ser descrito de maneira didática nos seguintes módulos:

1. Selecionar despacho:
2. Preparar dados de geração e carga para o programa TUST:
3. Aplicar metodologia de decomposição de tarifas e o critério de alocação de custo:
4. Determinar encargos – CTN, CTU, Interligações – e as tarifas de geração e carga:
5. Armazenar resultados e obter parâmetros estatísticos:

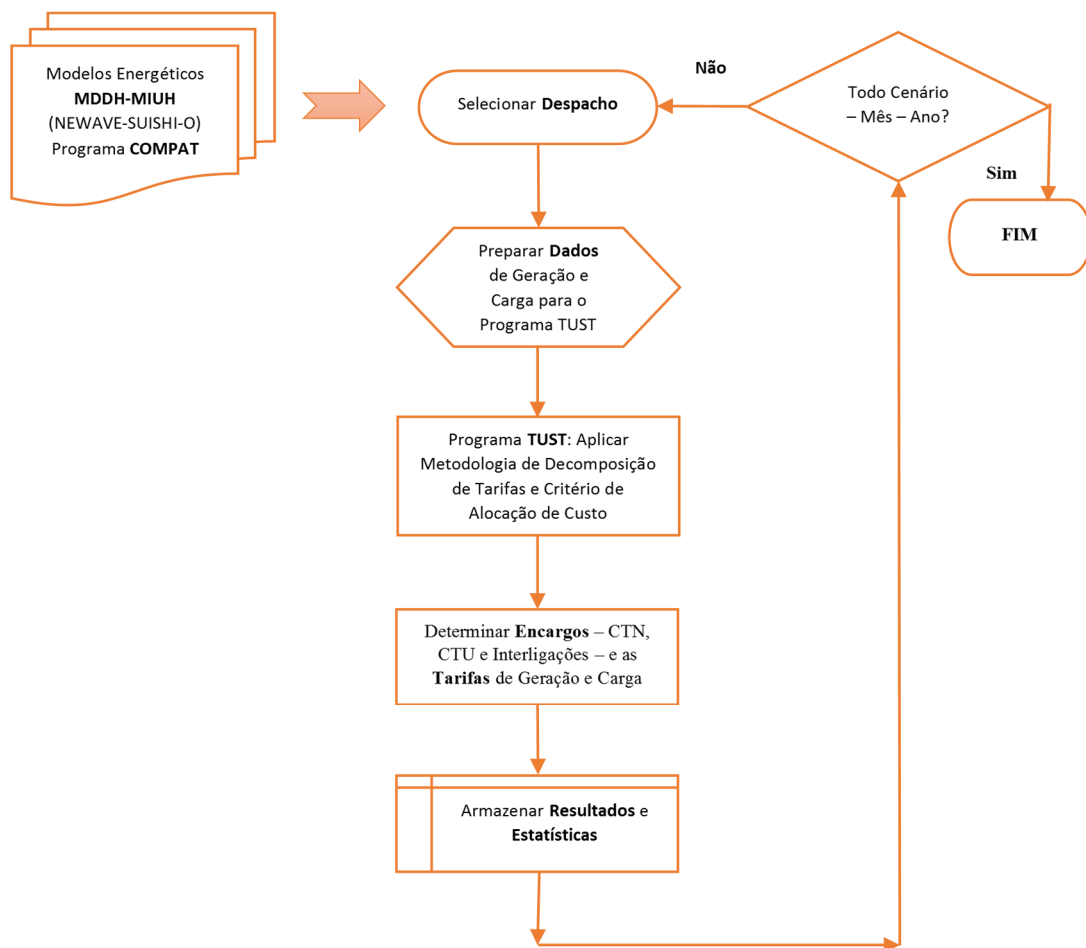


Fig. 4.2 - Fluxograma do Procedimento Proposto.

Em seguida, descreve-se o funcionamento e a utilidade de cada módulo.

Módulo 1 – Selecionar Despacho: consiste na escolha da decisão operativa obtida pelos modelos energéticos, e que será utilizada pelo modelo elétrico. Para cada ano, cada mês, são processados 75 cenários hidrológicos históricos. Foi considerado o intervalo compreendido entre 1931 e 2005, com segmentação em cenários em períodos sequenciais de 5 anos. Portanto, o modelo elétrico utiliza, para a condição de carga do mês de janeiro de 2014, 75 diferentes decisões operativas dos modelos energéticos, em função dos diferentes cenários hidrológicos. O mesmo ocorre para fevereiro de 2014, e assim por diante, até dezembro de 2015. A Fig. 4.3 ilustra as diferentes combinações possíveis. Para cada cenário, tem-se um resultado de fluxo de potência, e, por consequência, um resultado de tarifação.

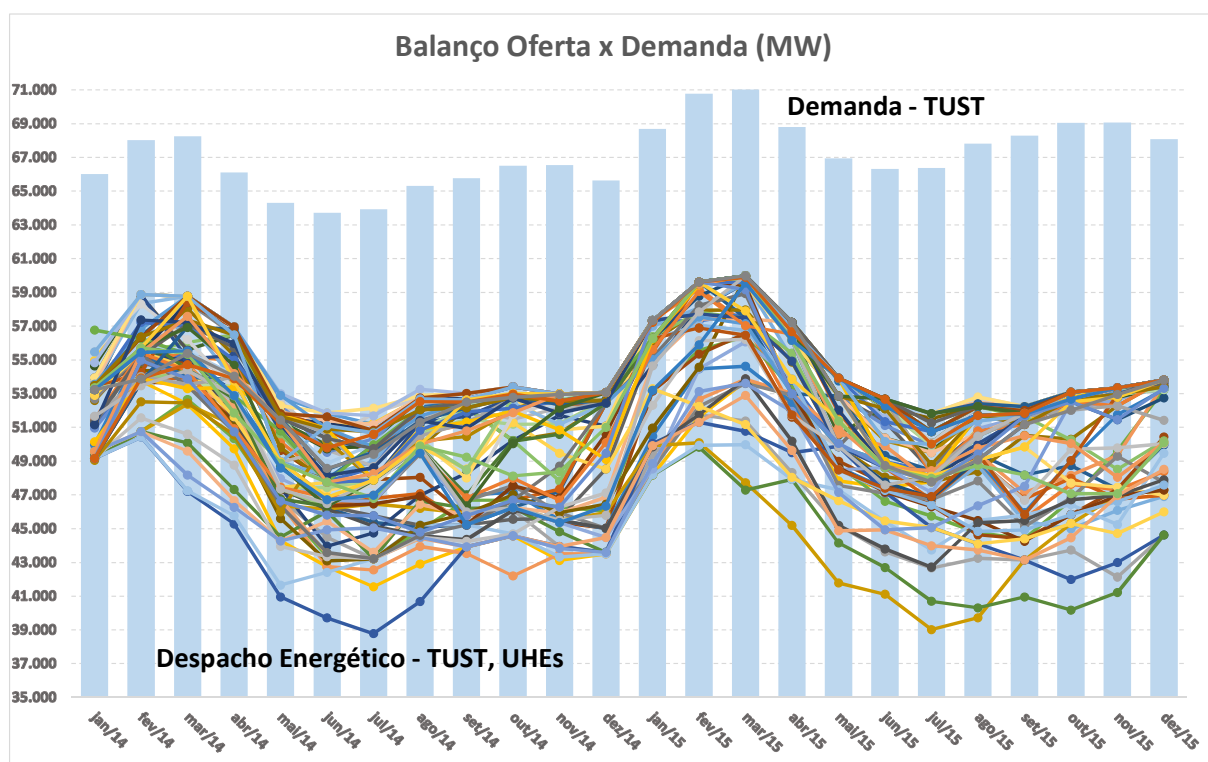


Fig. 4.3 - Sazonalidade da Carga e Diferentes Cenários Hidrológicos.

Pela Fig. 4.3 nota-se que as curvas dos 75 despachos operativos para cada mês descrevem uma região com limites mínimo (mais predominantemente seco⁵) e máximo (mais predomi-

⁵ O emprego do termo “predominantemente seco” tem o propósito de destacar, para um determinado cenário hidrológico da série histórica, uma condição hidrológica desfavorável em grande parte das bacias hidrográficas do Brasil, no entanto, em algumas bacias hidrográficas pode ocorrer uma condição hidrológica mais favorável. Raciocínio inverso se aplica ao termo “predominantemente úmido”.

nantemente úmido⁵). A menor geração do bloco hidráulico ocorre no mês de julho de 2014, enquanto a maior ocorre no mês de março de 2015, meses estes em que ocorrem, respectivamente, o menor e o maior nível de demanda. Para fins de comparação, o despacho proporcional do bloco hidráulico obtido pelo programa Nodal é 67.791MW, e a demanda utilizada pelo programa Nodal, de uso oficial no SIN, 87.628MW. Como se tratam de valores de carga pesada, estão em patamares bem acima que os correspondentes utilizados neste trabalho, que são referenciados à carga média, inerente a um estudo energético. No Capítulo 5 será feita uma proposição para tornar os estudos compatíveis, a partir de carregamentos equivalentes da rede elétrica, com o intuito de promover a intensificação do sinal locacional.

Módulo 2 – Preparar Dados de Geração e Carga para o Programa TUST: neste módulo são feitos tratamentos pelo lado da demanda, e da geração, para permitir a compatibilização entre os dados utilizados pelos modelos energético e elétrico. A demanda mensal, carga média, utilizada pelos modelos energéticos, é lida e distribuída por todas as barras elétricas, utilizando-se fatores de participação com base nas cargas elétricas inicialmente informadas no arquivo de rede. Em seguida, para cada ano e cada mês, é lido e relacionado cada cenário operativo, definido pelos modelos energéticos, com as barras de geração do arquivo de rede. Nesta etapa, torna-se fundamental o apontamento entre nome e código da usina dos modelos energéticos, com nome e barra do modelo elétrico, produzido a partir do programa COMPAT. Os blocos hidráulico e térmico, individualizados, são simplesmente sobrescritos sobre as barras de geração do modelo elétrico. Nesta fase do trabalho as pequenas usinas, com potência instalada menor que 30MW, tais como PCH (Hidráulica), PCT (Térmica) e EOL (Eólica), já presentes no arquivo de rede, devem sofrer um ajuste, ou redespacho, de modo a se promover o equilíbrio entre oferta e demanda. Assim, este conjunto de pequenas usinas passa a ter o mesmo valor definido para as rodadas dos modelos energéticos. Destaca-se que nos modelos energéticos as pequenas usinas são tratadas em blocos predefinidos, o que torna o trabalho de individualização e compatibilização mais complexo. Isto não compromete de maneira alguma o propósito principal deste trabalho, que pretende tornar as tarifas de transmissão sensíveis aos diversos despachos operativos, principalmente dos blocos hidráulico e térmico, aderentes à realidade. Estabelecido o balanço energético, tendo como base a configuração da rede elétrica indicada no arquivo de rede, são determinadas as perdas para um fluxo de potência DC, e alocadas por fatores de participação para as barras de geração. Assim, tem-se um caso devidamente preparado para a execução do algoritmo de tarifação.

Módulo 3 – Programa TUST: estando definidas adequadamente as variáveis de entrada com despachos e demandas, trazidas dos modelos energéticos, bem como a configuração elétrica predefinida no modelo elétrico, no arquivo de rede, pode-se então executar o Módulo 3 para o cálculo das tarifas nodais. Muito embora a Tese trate com um caso completo do Sistema Brasileiro, as execuções são extremamente rápidas, e em cerca de uma hora são produzidos 1800 (i.e., $75 \text{ cenários} \times 2 \text{ anos} \times 12 \text{ meses}$) arquivos de saída com todos os resultados necessários, principalmente as tarifas e os encargos de transmissão para cada gerador e carga, e os valores médios percentuais de selo postal e sinal locacional. Como opções para os referidos cálculos destacam-se a consideração de perdas elétricas no fluxo de potência DC e o sinal locacional pleno, por meio da eliminação dos fatores de ponderação. A eliminação do *payback* (tarifas negativas) na geração e na carga ocorrem depois da alocação da parcela selo, e o critério para alocação dos custos de transmissão é o Critério 2 (apresentado imediatamente a seguir).

Uma forma de se considerar perdas elétricas na análise do fluxo de potência DC consiste em sua inclusão no vetor de cargas, o que pode ser feito com base no seguinte procedimento:

1. Inicialmente realiza-se um cálculo de fluxo de potência DC convencional (sem perdas) para estimar os ângulos de fase das tensões e fluxos nos circuitos;
2. Com base nos resultados obtidos no passo anterior, estimam-se as perdas em cada elemento de transmissão;
3. Em seguida, adicionam-se cargas fictícias às barras terminais de cada circuito, com valor igual à metade das perdas estimadas no mesmo, como ilustrado na Fig. 4.4;
4. Realiza-se novamente um cálculo de fluxo de potência DC convencional, mas desta vez, com o novo vetor de cargas (que inclui as perdas) para estimar despachos, ângulos de fase e fluxos nos circuitos.

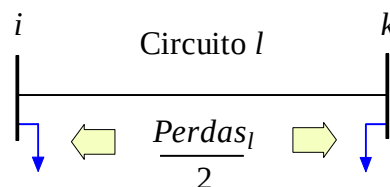


Fig. 4.4 - Modelagem das Perdas como Cargas Fictícias.

O algoritmo implementado no programa TUST [P11] consiste na repetição dos passos anteriores até que o balanço de potência em cada barra seja menor que uma tolerância especificada e, por isso, é denominado fluxo de potência DC convergido.

A utilização dos fatores de ponderação na metodologia nodal tinha por objetivo atenuar o sinal locacional, reduzindo a contribuição das linhas de interligação entre sistemas para as tarifas nodais. Inicialmente, os limites mínimos e máximos utilizados no fator de ponderação introduziram distorções nos cálculos, fazendo com que pequenas variações de fluxo provocassem grandes alterações nas tarifas. A partir da Resolução Normativa 117/04 da ANEEL [A04], uma função linear proporcional ao fluxo passou a ser utilizada como fator de ponderação. Neste caso, até mesmo os pequenos carregamentos são considerados e tem-se a redução das distorções nas tarifas causadas pelas faixas de transição da função do fator de ponderação. A Fig. 4.5 ilustra os fatores de ponderação anteriores e atuais.

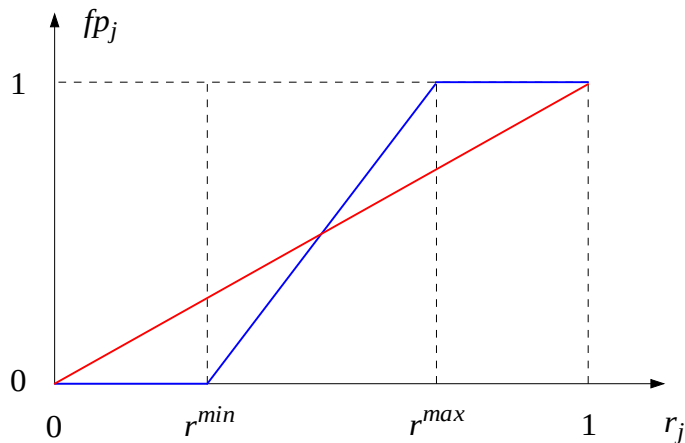


Fig. 4.5 - Fatores de Ponderação.

Na Fig. 4.5 o modelo na cor azul representa a rampa utilizada anteriormente, onde os valores r^{min} e r^{max} eram respectivamente 0,3 e 0,6 para a geração e 0,4 e 0,8 para a carga. Atualmente, adotam-se $r^{min} = 0$ e $r^{max} = 1$ para geradores e cargas, correspondendo ao modelo na cor vermelha. No entanto, nas aplicações apresentadas neste trabalho será considerado sinal locacional pleno, sem utilização dos fatores de ponderação.

De acordo com a metodologia de decomposição de tarifas nodais [L12] os custos do sistema de transmissão podem ser alocados de acordo com os critérios descritos abaixo:

- O Critério 1 estabelece que o custo da transmissão não utilizada (CTN) total do sistema seja dividido meio a meio entre geradores e cargas independentemente de sua área. Neste caso, o rateio é feito sob forma de selo, na proporção das capacidades instaladas nominais dos geradores e cargas das barras. Note que, como o CTN é rateado entre todos os participantes do mercado, a consideração de subsistemas não afeta a alocação desta parcela. No entanto, é interessante notar que a alocação do CTU leva em conta valores de geração e carga provenientes do ponto de operação do sistema, enquanto a alocação do CTN é feita com base na geração instalada nominal e na carga de cada barra.
- No Critério 2, os custos de uso (CTU) e disponibilidade (CTN) referentes aos circuitos de interligação entre subsistemas são rateados meio a meio entre todos os geradores e cargas do sistema, usando as proporções de geração instalada nominal e carga, respectivamente. O CTN dos demais circuitos é alocado da forma sugerida pelo Critério 1. Para a implementação deste critério, é necessário que os custos de uso relativos às linhas de interligação não sejam representados no CTU dos seus respectivos subsistemas de origem. Observe que, através deste critério, os custos totais (uso e disponibilidade) das linhas de interligação passam a ser feitos exclusivamente por selo. Este resultado é extremamente importante e representa um passo importante na direção de se eliminar a necessidade da utilização do despacho proporcional do programa Nodal, que anula os fluxos nas interligações com o objetivo de fazer com que o seu custo seja alocado via selo entre os participantes. Como consequência, a utilização de um despacho mais próximo das condições reais de operação do sistema implicará uma sinalização locacional mais consistente, sem as distorções provocadas pelo algoritmo de despacho utilizado atualmente pelo programa Nodal. O Critério 2 é utilizado na aplicação realizada neste trabalho.

Módulo 4 – Determinação de Tarifas e Encargos de Geração e Carga: este módulo produz diversas informações e resultados fundamentais para a análise da simulação realizada. A Fig. 4.6 ilustra um relatório de saída muito útil, e que apresenta encargos e tarifas nodais, bem como as potências disponíveis para todos os geradores. Reforçando o conceito, são gerados 1800 relatórios de saída para o trabalho em discussão. Assim, cada gerador e carga terá 1800 tarifas.

Usina		Encargo \$/ano	Tarifa \$/kW.ano	Tarifa \$/kW.mês	Pot. Dis. MW
EOL	DOS INDIOS(V.DO SUL)	1.553,63	31,71	2,64	49,00
EOL	OSORIO(V.DO SUL)	1.553,63	31,71	2,64	49,00
EOL	PRAIA FORMOSA	3.325,68	33,26	2,77	100,00

Fig. 4.6 - Exemplo de Relatório de Saída de Usina, Encargo Final.

Módulo 5 – Armazenar Resultados e Estatísticas: por fim, este módulo calcula estatísticas para o conjunto de tarifas e encargos nodais associados aos diferentes cenários hidrológicos. Aqui podem-se determinar parâmetros como valor esperado, variância e desvio padrão, além da função densidade de probabilidade (fdp) e função distribuição de probabilidade acumulada (fda) para as tarifas e os encargos de geradores e cargas.

4.3. APLICAÇÃO NUMÉRICA

4.3.1. Caso-Teste Completo: Sistema Elétrico Brasileiro

Para executar os modelos energéticos MDDH e MIUH, equivalentes ao NEWAVE e SUISHI-O, foi utilizado o conjunto de dados disponibilizados no site do ONS, referentes ao Programa Mensal de Operação – PMO – de janeiro de 2014. Como principais premissas deste PMO têm-se:

- **Configuração:** alterações segundo informações do site da ANEEL, versão 15/12/2013 (Fiscalização dos Serviços de Geração) e orientações do DMSE, em reunião no dia 18/12/2013.
- **Atualização das informações dos agentes:** informadas para o Planejamento Anual da Operação Energética – Ciclo 2014.
- **Geração térmica devido a razões elétricas:** informada para o Planejamento Anual da Operação Energética – Ciclo 2014.
- **Limites de intercâmbio:** informados para o Planejamento Anual da Operação Energética – Ciclo 2014.
- **Carga:** informada para o Planejamento Anual da Operação Energética – Ciclo 2014.

Para o modelo elétrico, de tarifação nodal considerando múltiplos cenários hidrológicos, utilizou-se o caso base 2014-2015 do Plano de Ampliações e Reforços – PAR – que também é disponibilizado no site do ONS para fins de simulação pelos Agentes. Esta representação da rede elétrica apresenta 6808 barras, 9413 circuitos, 1449 elementos na transmissão e 680 usinas. A capacidade instalada é de 139.664 MW e a demanda contratada no horário de ponta é de 87.628 MW.

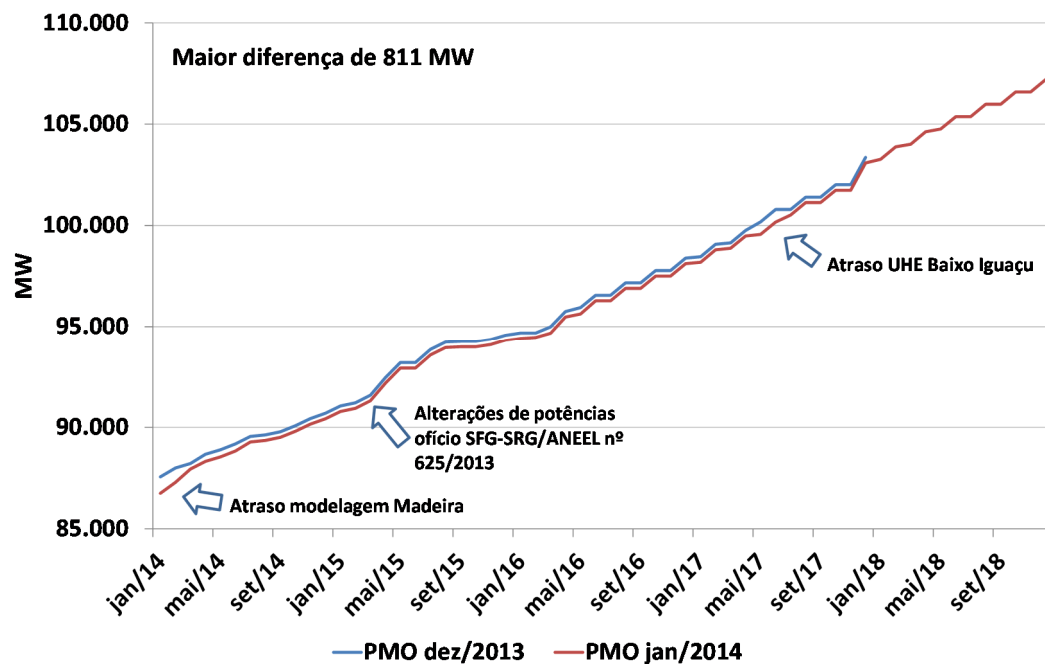


Fig. 4.7 - Capacidade Instalada Hidrelétrica do SIN (Fonte: ONS).

Como detalhado no Módulo 2, o vetor de geração e de carga deve receber a decisão operativa dos modelos energéticos e as cargas médias neles utilizadas.

As figuras 4.7, 4.8 e 4.9 apresentam a evolução da capacidade instalada do SIN para geração hidrelétrica, termelétrica e usinas não simuladas, de acordo com o representado no PMO de janeiro de 2014. O destaque das referidas figuras é a comparação do PMO para 2013 e 2014. As diferenças (não muito significativas) são apontadas em cada caso.

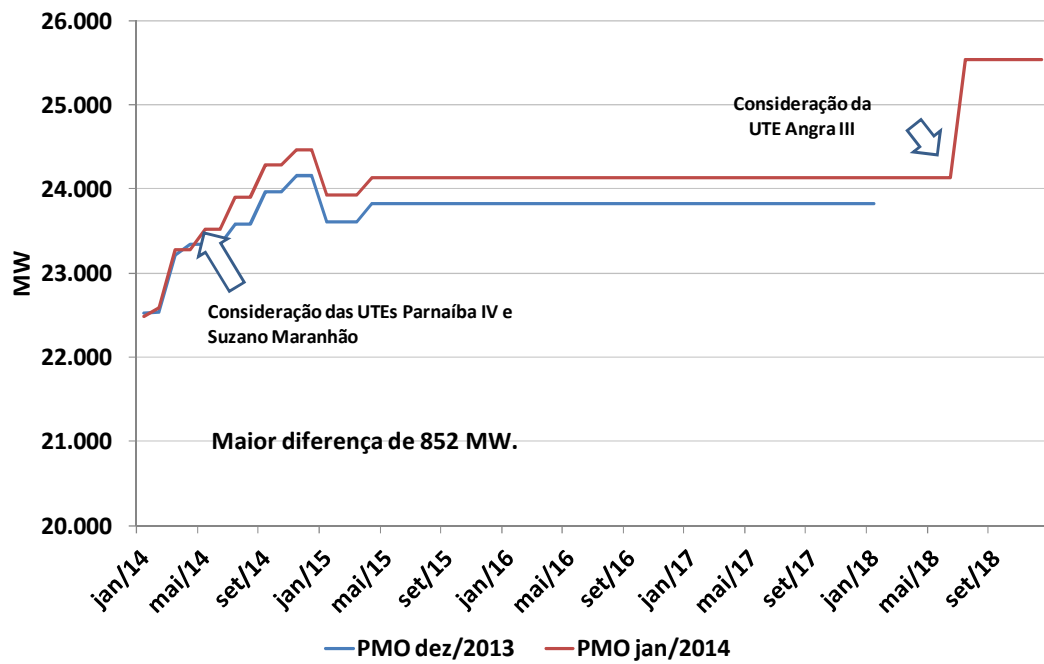


Fig. 4.8 - Capacidade Instalada Termelétrica do SIN (Fonte: ONS).

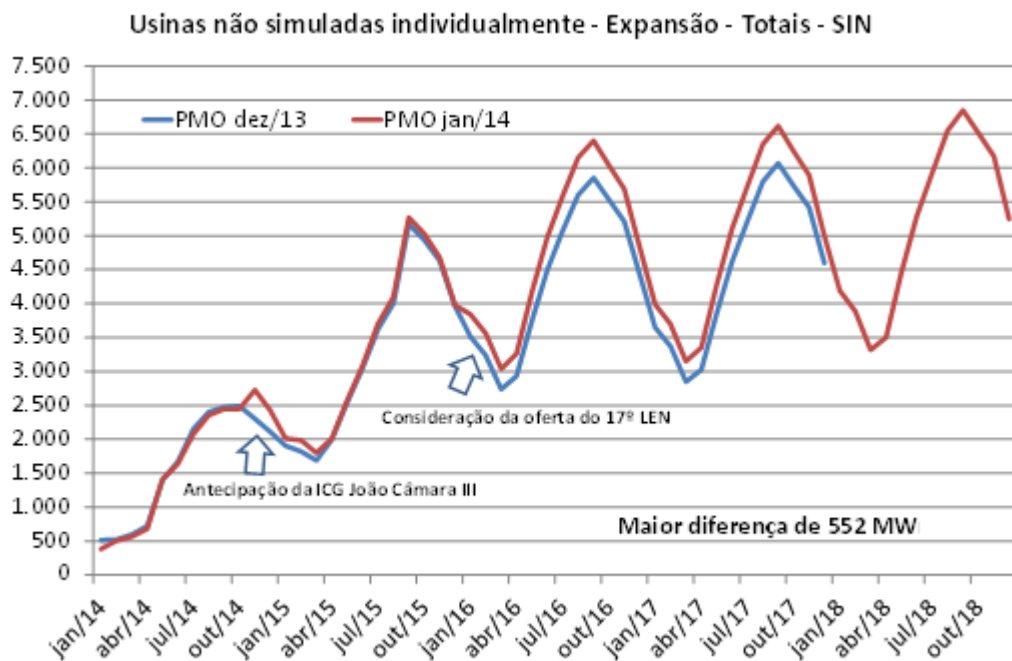


Fig. 4.9 - Capacidade Instalada (MW) – Usinas Não Simuladas do SIN (Fonte: ONS).

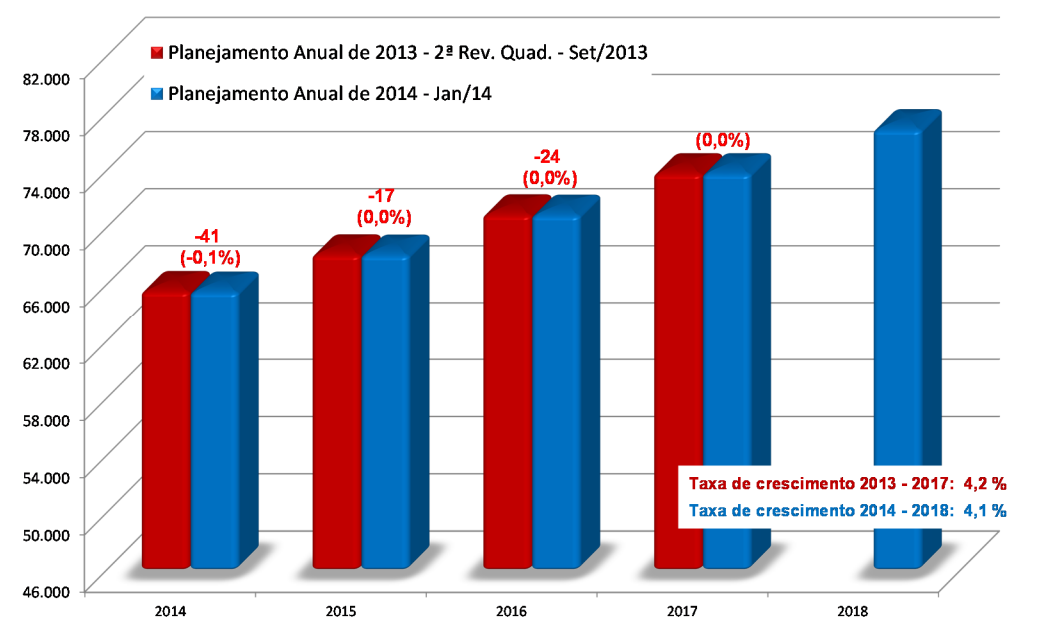


Fig. 4.10 - Evolução da Carga de Energia (MW) 2014/2018 (Fonte: ONS).

A evolução da carga de energia 2014-2018 é demonstrada na Fig. 4.10. Nota-se um ligeiro decaimento da taxa de crescimento da carga, de 4,2 para 4,1%. A Fig. 4.3 traz a sazonalidade da carga utilizada nos modelos energéticos e os diferentes valores dos blocos hidráulicos, em conformidade com as informações contidas no PMO de janeiro de 2014, porém de forma esquemática e didática.

4.3.2. Resultados

Os resultados para o Caso Brasil 2014-2015 serão aqui apresentados e discutidos. Na Fig. 4.11 tem-se o balanço entre geração e carga, onde se observa a sazonalidade da carga ao longo dos meses, com destaque para os meses de julho de 2014 e março de 2015, que apresentam o menor e maior patamar de carga média. O despacho energético composto principalmente pelas usinas hidrelétricas e termelétricas, que nitidamente tende a seguir o comportamento da carga, necessita de complemento de pequenas usinas não simuladas, tais como PCH, PCT e EOL, para a cobertura da carga média. Resta evidente, portanto, a variação das grandezas geração e carga ao longo dos dois anos, o que certamente afeta a tarifação da transmissão.

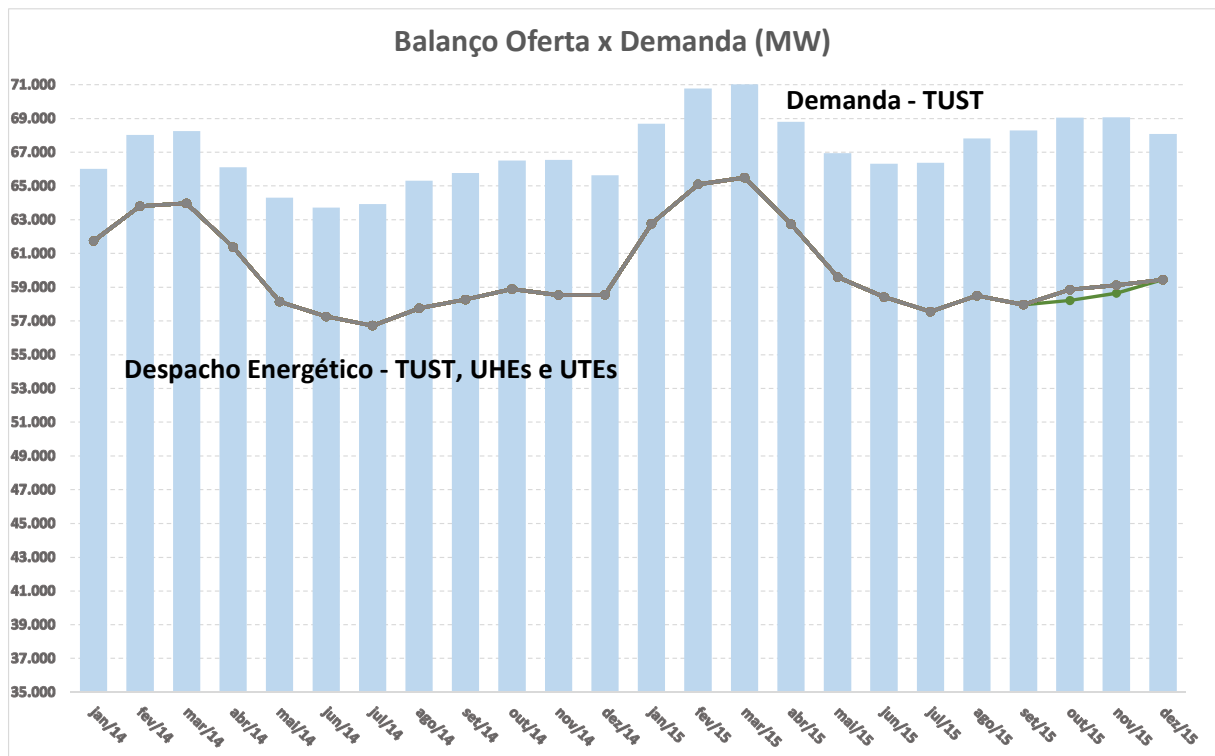
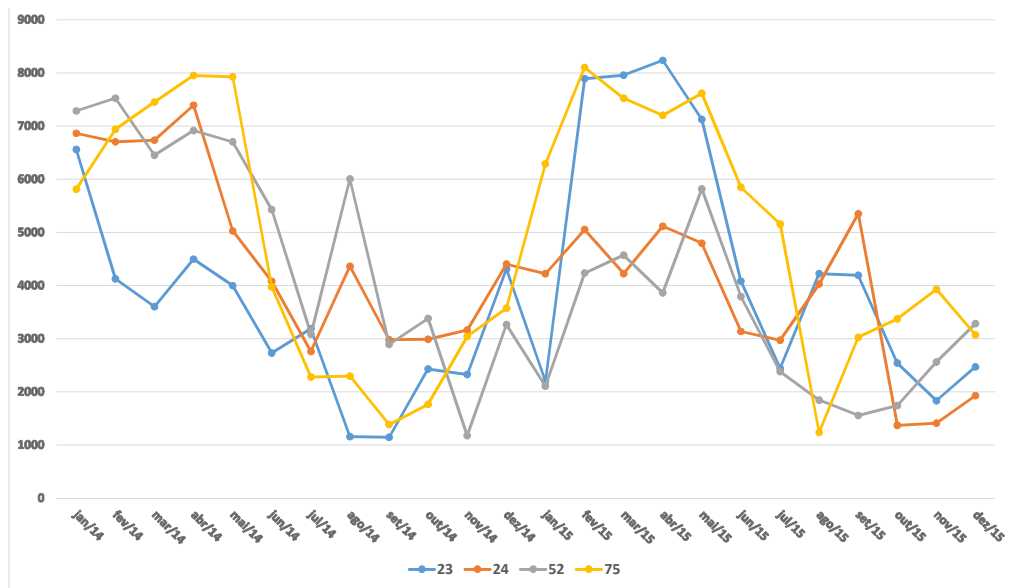


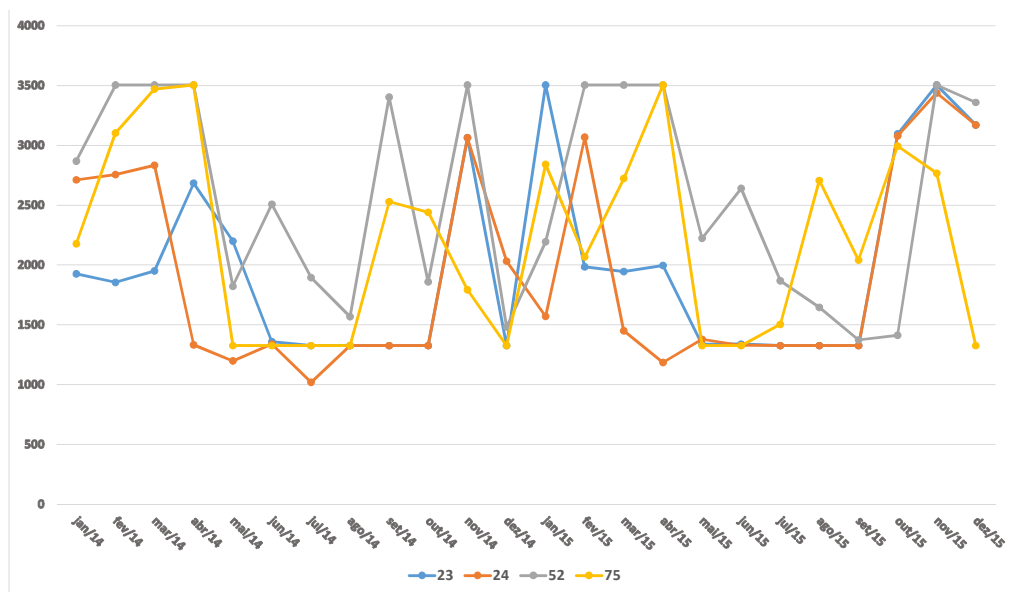
Fig. 4.11 - Balanço Geração-Carga para o Caso Brasil 2014-2015.

A Fig. 4.12 mostra com riqueza de detalhes o efeito da variação hidrológica na usina de Tucuruí e no complexo Paulo Afonso e Moxotó, com destaque para os cenários hidrológicos 23, 24, 52 e 75. Também se observa na figura a variação da geração termelétrica, que serve como complementação da geração hidrelétrica, especialmente para as usinas Eletrobrás e Termomaçá. Nota-se que o comportamento apresentado pelas termelétricas, tal como na operação em tempo real, tem oscilações em torno de valores discretos.

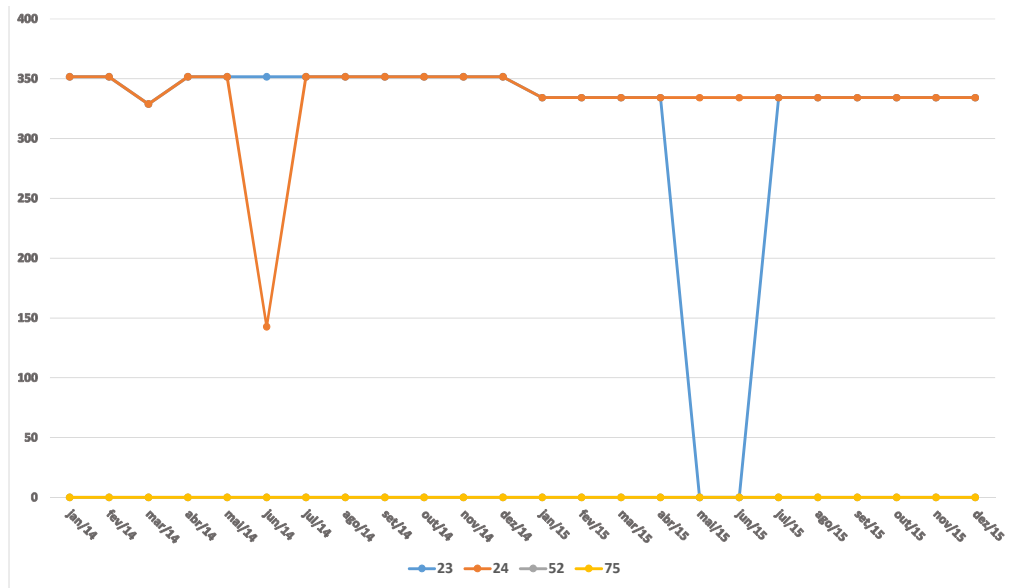
Os submercados de energia elétrica e as interligações entre eles são apresentados na Fig. 4.13, onde se sabe que há dois acoplamentos muito fortes do ponto de vista elétrico: Sudeste e Sul, com 15 interligações, Nordeste e Norte, com 8 interligações.



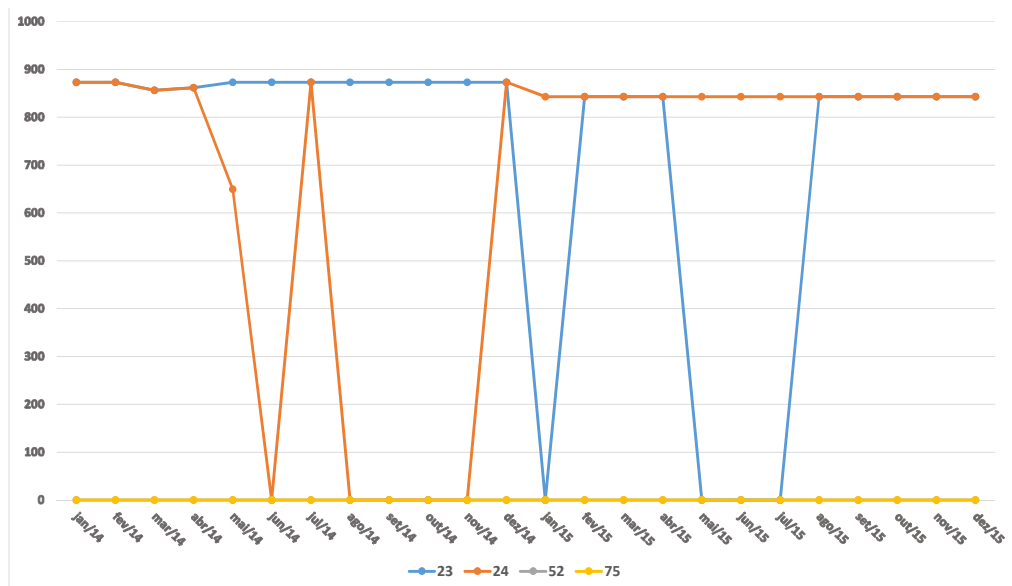
(a) Geração da UHE Tucuruí (MW).



(b) Geração da UHE Paulo Afonso e Moxotó (MW).



(c) Geração da UTE Eletrobolt (MW).



(d) Geração da UTE TermoMacaé (MW).

Fig. 4.12 - Variabilidade da Geração Hidrelétrica e Termelétrica.

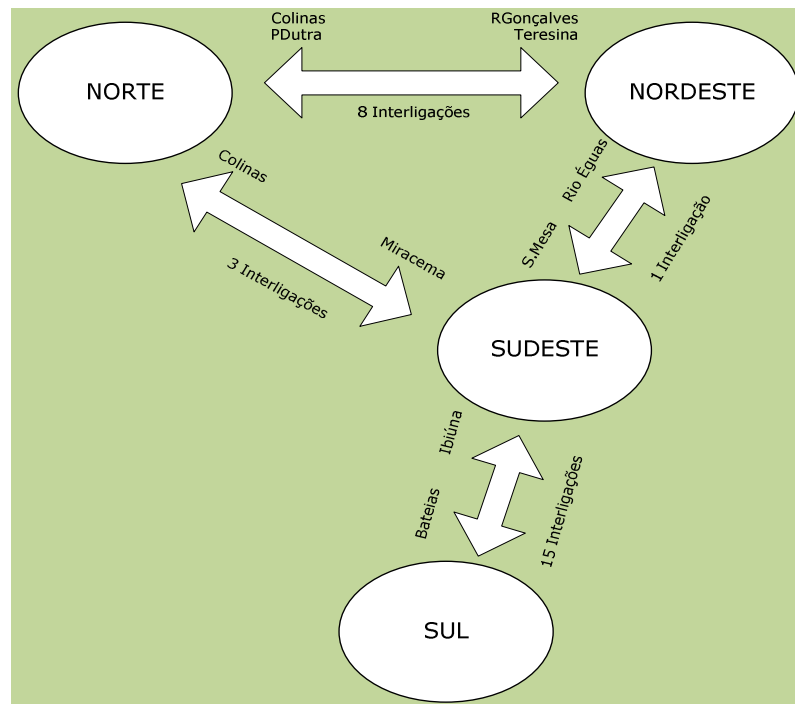


Fig. 4.13 - Submercados de Energia Elétrica e as Interligações entre Eles.

De modo a se provar a pronta e adequada resposta da tarifação da transmissão aos múltiplos cenários hidrológicos, foram avaliados inicialmente os casos com a carga média relativa aos meses de julho de 2014 (carga baixa) e março de 2015 (carga alta). Na primeira situação foram comparados os resultados para os cenários hidrológicos 23, correspondente ao ano de 1953, classificado como predominantemente seco, e 52, ano de 1982, predominantemente úmido, tendo como referência a ENA (Energia Natural Afluente). Os fluxos de potência nas principais interligações resultantes destas combinações de situações mais extremas de geração e carga são apresentados na Tabela 4.1. Nota-se grande variação no módulo e sentido dos fluxos nas mais diversas linhas de interligação.

TABELA 4.1 – FLUXOS NAS PRINCIPAIS INTERLIGAÇÕES EM CADA CENÁRIO: 23 E 52.

Submercado	Barra	Nome	Barra	Nome	No.	Fluxo (MW)		Capacidade
DE-PARA	DE	DE	PARA	PARA	Circuito	Cen.23	Cen.52	(MW)
SE-S	125	IBIUN-C1-500	112	BATEIAS1-500	1	904,64	110,90	1299,00
SE-S	130	IBIUN-C2-500	113	BATEIAS2-500	1	904,64	110,90	1299,00
SE-S	546	GROSANA---138	865	GLOANDA---138	1	53,17	54,86	---
SE-S	615	CHAVANTE-230	884	FIGUEIRA-230	1	126,20	44,68	233,50
SE-S	1086	DOURADOS-230	978	GUAIRA-F-230	1	193,73	60,03	337,80
SE-S	556	ASSIS----525	1027	LONDRINA-525	1	1159,93	-28,79	2000,50
SE-NE	299	S.MESA-2-500	6444	R.EGUAS--500	1	-218,70	609,96	2728,00
N-NE	5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	1	-125,17	408,12	2123,50
N-NE	5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	2	-125,17	408,12	2123,50
N-NE	7300	COLINAS--500	5437	RG-CO-CS1000	1	-228,28	543,51	1991,90
N-NE	5525	C.NETO---230	5501	TERESINA-230	1	-34,47	-22,91	233,40
N-NE	5580	P.DUTRA--500	5510	B.ESPER--500	1	214,39	254,13	1732,10
SE-N	7200	MIRACEM--500	7301	COL-MIR--500	1	-1107,52	534,28	2598,10
SE-N	7200	MIRACEM--500	7303	COL-MIR2-500	1	-1073,88	517,80	2728,00
SE-N	7200	MIRACEM--500	7305	COL-MIR3-500	1	-1127,01	542,77	2598,10

De forma esquemática, na Fig. 4.14 pode-se ver o somatório dos fluxos nas linhas de interligação apresentado na Tabela 4.1. São mostrados os principais submercados de energia elétrica, Nordeste, Norte, Sudeste e Sul, com as respectivas cargas (D), e os fluxos entre eles, com módulo e sentido. É notório que no Cenário 23, predominantemente seco, o submercado Norte torna-se tipicamente exportador, auxiliando os demais submercados no atendimento à carga. O submercado Sul, que possui usinas, em sua maioria, sem reservatório (i.e., a fio d'água), neste cenário, necessita ser suprido através do submercado Sudeste.

Por outro lado, no Cenário 52, predominantemente úmido, o submercado Sul se supre em quase a totalidade. O submercado Sudeste, onde estão as principais usinas com reservatório do país, passa a suprir o submercado Nordeste, inclusive através do forte acoplamento entre os submercados Norte e Nordeste. Os diagramas esquemáticos da Fig. 4.14 são, assim, fundamentais no entendimento das tarifas de transmissão obtidas em cada cenário.

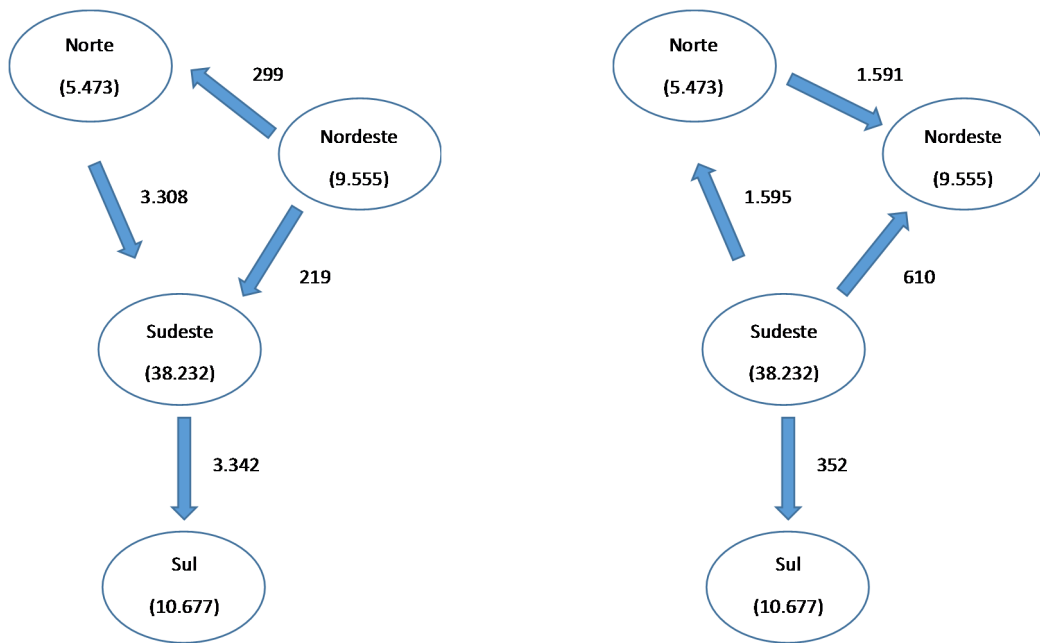
**Cenário 23:** Seco, julho de 2014.**Cenário 52:** Úmido, julho de 2014.

Fig. 4.14 - Diagramas Esquemáticos para os Fluxos entre os Submercados: Cen. 23 e 52.

Na Tabela 4.2 são apresentadas as tarifas de transmissão, para algumas usinas hidrelétricas e termelétricas de destaque nos diferentes submercados, obtidas para os cenários hidrológicos 23 e 52, ou decisões operativas de geração, e carga (baixa) do mês de julho de 2014. A Receita Anual Permitida a ser rateada no Ciclo 2014-2015 na proporção 50-50% entre geradores e cargas é de R\$ 10,25 bilhões. Também são mostradas as respectivas potências despachadas.

Observa-se grande variação nas tarifas obtidas. De modo geral, as potências despachadas das usinas hidrelétricas no cenário predominantemente seco (23) estão em menores patamares que no cenário predominantemente úmido (52), mas há exceções, como no caso das UHEs Jirau, Lajeado, Peixe Angical, Tucuruí, Emborcação e Serra da Mesa, grande parte no submercado Norte. Raciocínio inverso vale para as usinas termelétricas, que tendem a despachar mais no cenário predominantemente seco (23), exceção feita às usinas Angra I e II, que despacham praticamente o mesmo valor nos dois cenários.

TABELA 4.2 – TARIFAS DE TRANSMISSÃO EM CADA CENÁRIO: 23 E 52.

Tipo	Usina	Submercado	Cen23: SECO		Cen52: ÚMIDO	
			Tarifa (R\$/kW.mês)	Pot.Des. (MW)	Tarifa (R\$/kW.mês)	Pot.Des. (MW)
UTE	CELSO FURTADO(TERMOBAHIA)	NORDESTE	6,62	146,54	2,01	0,00
UHE	PAULO AFONSO I, II, III	NORDESTE	7,43	994,55	0,00	1421,25
UHE	PAULO AFONSO IV	NORDESTE	2,37	110,51	1,38	157,92
UHE	SOBRADINHO	NORDESTE	4,26	319,92	0,00	495,04
UTE	TERMOCEARA	NORDESTE	14,52	213,23	2,01	0,00
UTE	TERMOPERNAMBUCO	NORDESTE	8,36	480,09	0,00	348,80
UHE	JIRAU	NORTE	3,40	1306,70	4,85	1186,04
UHE	LAJEADO	NORTE	3,98	355,96	0,56	268,45
UHE	PEIXE ANGICAL	NORTE	3,81	240,83	0,73	171,06
UHE	SANTO ANTONIO(RO)	NORTE	4,70	1930,83	10,99	2879,65
UHE	TUCURUI	NORTE	4,61	2658,93	0,92	2570,38
UTE	ANGRA I	SUDESTE	0,00	620,80	2,11	620,79
UTE	ANGRA II	SUDESTE	0,72	562,50	2,05	562,50
UHE	EMBORCACAO	SUDESTE	1,82	585,60	1,96	481,99
UHE	GUAPORE	SUDESTE	2,30	50,88	4,39	57,87
UHE	ILHA SOLTEIRA	SUDESTE	1,55	829,12	2,63	580,83
UHE	MARIMBONDO	SUDESTE	1,29	593,23	3,13	842,00
UTE	MARIO LAGO(TERMOMACAE)	SUDESTE	0,30	873,34	2,01	0,00
UHE	PORTO PRIMAVERA(S.MOTTA)	SUDESTE	1,03	950,90	6,17	1277,49
UHE	SERRA DA MESA	SUDESTE	3,67	727,68	1,27	322,75
UTE	WILLIAM ARJONA	SUDESTE	1,34	87,19	2,01	0,00
UHE	ITA	SUL	0,00	500,17	4,52	1396,78
UHE	ITAIPU	SUL	0,00	6988,69	5,00	12241,15
UTE	JORGE LACERDA A - RB	SUL	0,00	90,17	2,26	45,00
UTE	PRES.MEDICI A B	SUL	1,00	114,63	2,75	105,00
UHE	SALTO OSORIO	SUL	1,56	76,98	5,97	969,20

Na Fig. 4.15 tem-se a comparação das tarifas finais de geração para o submercado Nordeste, onde chama atenção a nulidade de tais tarifas, ou mesmo valores menores, para o cenário predominantemente úmido (52). Isto decorre do fato do submercado Nordeste ser tipicamente importador no Cenário 52, resultando em tarifas de transmissão altamente atrativas para o despacho de geração nesta situação.

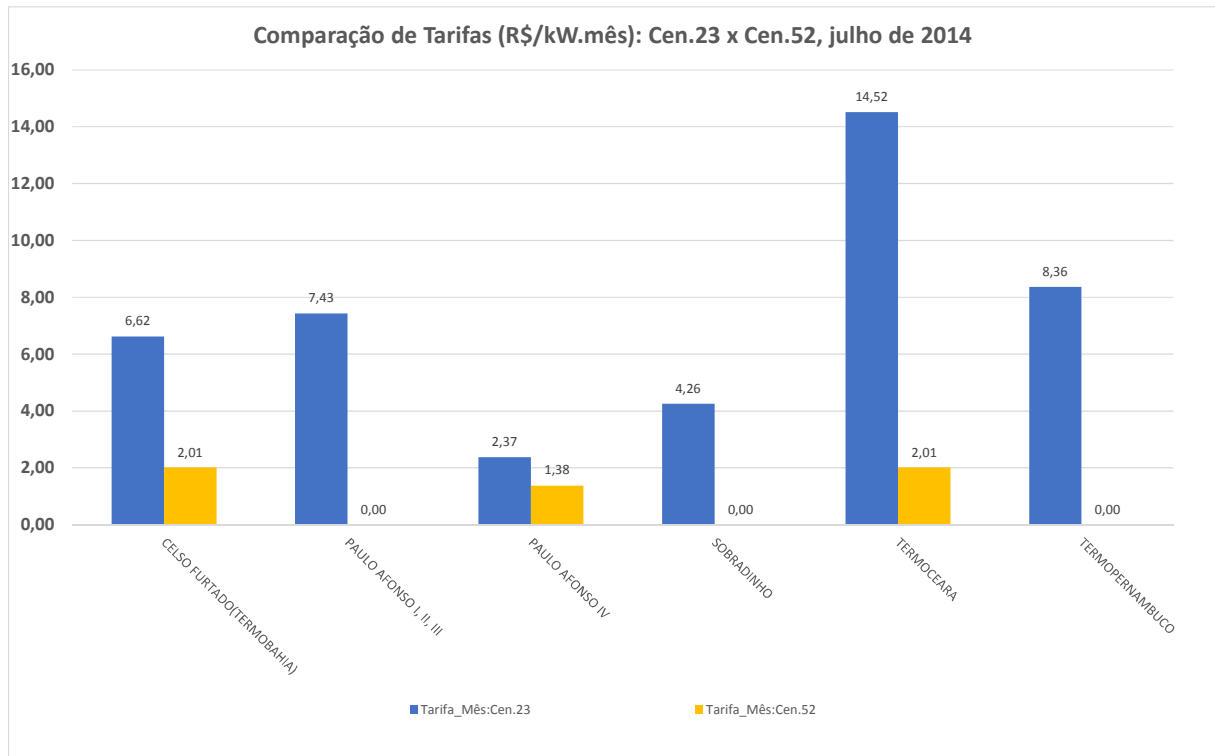


Fig. 4.15 - Tarifas Finais de Geração para o Submercado Nordeste: Cen. 23 × Cen. 52.

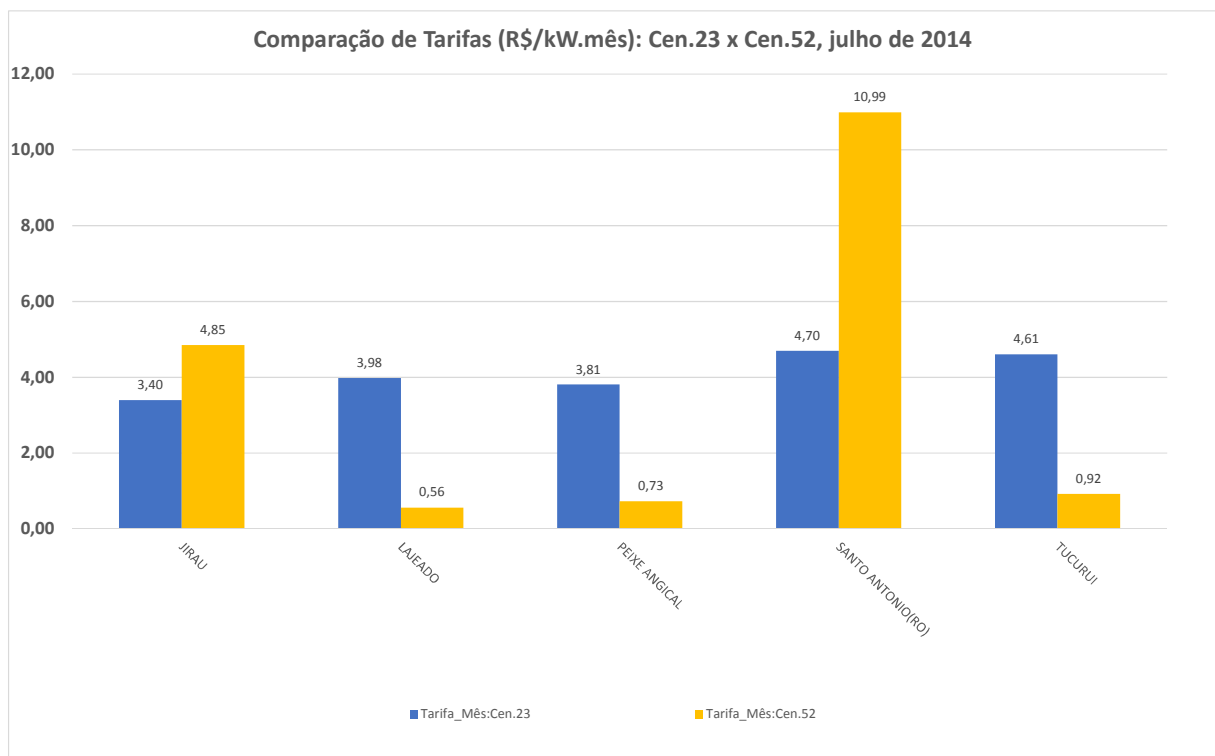


Fig. 4.16 - Tarifas Finais de Geração para o Submercado Norte: Cen. 23 × Cen. 52.

As tarifas finais de geração para o submercado Norte, tipicamente exportador no cenário predominantemente seco (23), se apresentam na Fig. 4.16 em patamares mais elevados que no cenário predominante úmido (52), considerando que há geração abundante no Cenário 23. Situação inversa ocorre para as usinas Jirau e Santo Antônio, que embora estejam localizadas geograficamente no submercado Norte, e próximas fisicamente, com tarifas locais iguais, estão fortemente conectadas do ponto de vista elétrico no submercado Sudeste, através de uma longa Linha de Transmissão de aproximadamente 2.000 km de extensão.

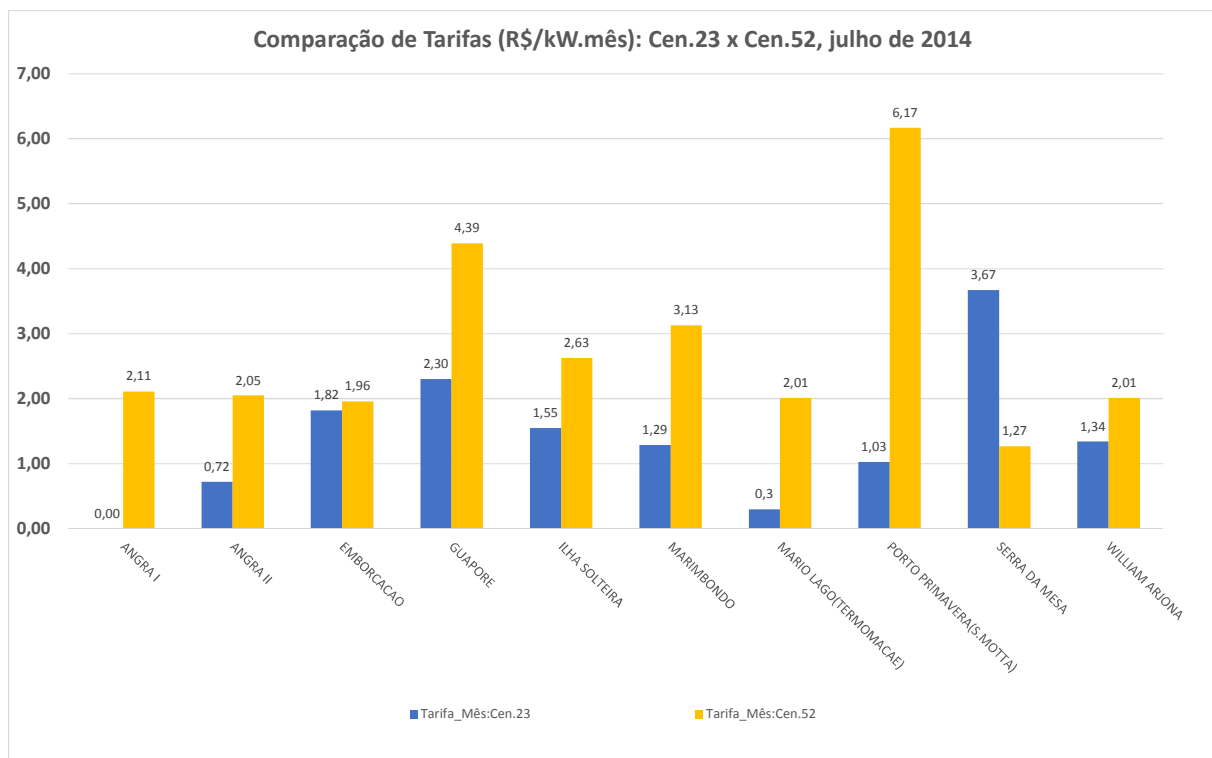


Fig. 4.17 - Tarifas Finais de Geração para o Submercado Sudeste: Cen. 23 × Cen. 52.

No submercado Sudeste, tipicamente exportador no cenário predominantemente úmido, as tarifas finais de geração são, em geral, mais elevadas no Cenário 52 que no Cenário 23, como se apresenta a Fig. 4.17, por conta da menor atratividade do despacho no Cenário 52. A usina hidrelétrica Serra da Mesa, no entanto, apresenta comportamento diverso, até porque a conexão com a rede elétrica se dá entre os submercados Sudeste-Sul e Norte-Nordeste.

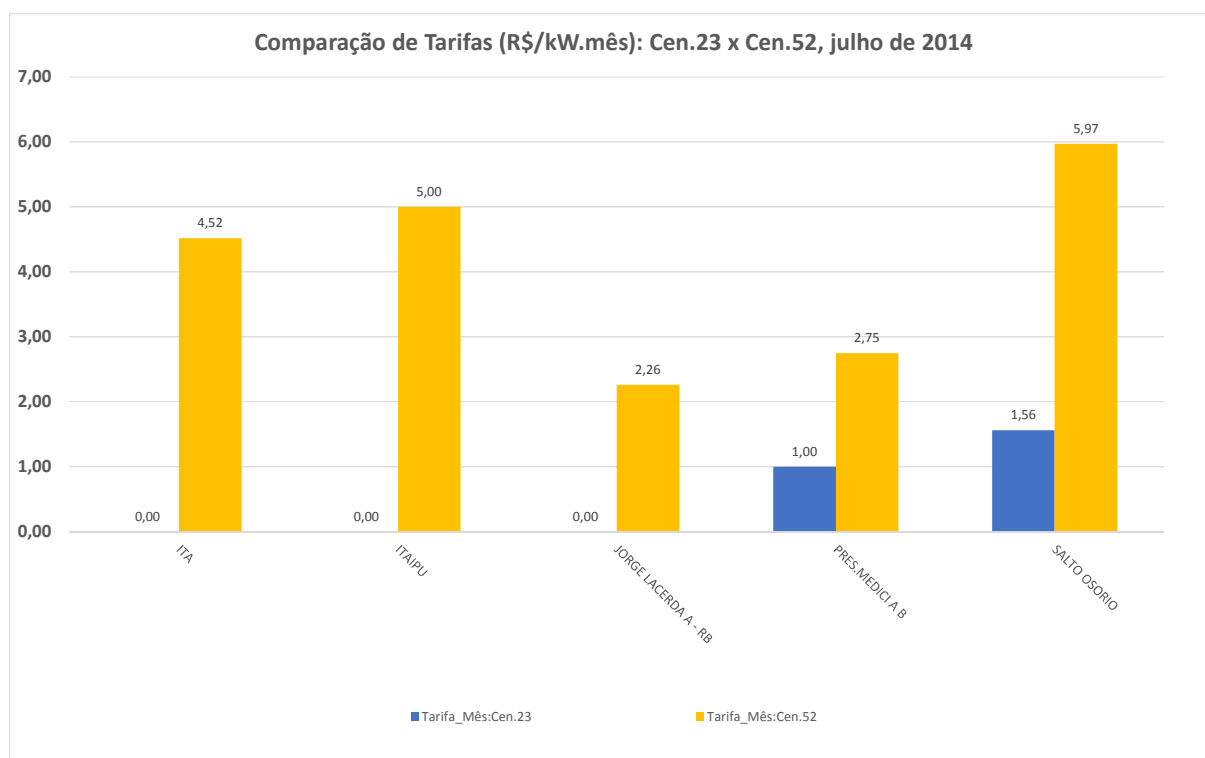


Fig. 4.18 - Tarifas Finais de Geração para o Submercado Sul: Cen. 23 × Cen. 52.

Por fim, as tarifas finais de geração no submercado Sul, conforme mostradas na Fig. 4.18, são as de mais fácil entendimento, considerando que este submercado possui um único elo de ligação com o submercado Sudeste, e as usinas que nele estão se apresentam com água abundante em determinados meses, e em outros, não. Assim, as tarifas para o cenário predominantemente seco (23) são as menores, sinalizando a necessidade e atratividade do despacho nesta situação.

Na outra situação extrema, caso com carga (média) alta, foram analisados os resultados para o mês de março de 2015. A geração corresponde aos cenários hidrológicos 24, ano de 1954, predominantemente seco, e 75, ano de 2005, predominantemente úmido. Os fluxos de potência nas principais interligações para os cenários 24 e 75 estão dispostos na Tabela 4.3.

TABELA 4.3 – FLUXOS NAS PRINCIPAIS INTERLIGAÇÕES EM CADA CENÁRIO: 24 E 75.

Submercado	Barra	Nome	Barra	Nome	No.	Fluxo (MW)		Capacidade
DE-PARA	DE	DE	PARA	PARA	Circuito	Cen.24	Cen.75	(MW)
SE-S	125	IBIUN-C1-500	112	BATEIAS1-500	1	1009,41	1146,10	1299,00
SE-S	130	IBIUN-C2-500	113	BATEIAS2-500	1	1009,41	1146,10	1299,00
SE-S	546	GROSANA---138	865	GLOANDA---138	1	93,03	47,55	---
SE-S	615	CHAVANTE-230	884	FIGUEIRA-230	1	159,13	148,92	233,50
SE-S	1086	DOURADOS-230	978	GUAIRA-F-230	1	190,40	177,09	337,80
SE-S	556	ASSIS----525	1027	LONDRINA-525	1	1235,66	1182,66	2000,50
SE-NE	299	S.MESA-2-500	6444	R.EGUAS--500	1	110,81	306,64	2728,00
N-NE	5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	1	94,46	491,29	2123,50
N-NE	5580	P.DUTRA--500	5500	TERES-II-500	2	94,46	491,29	2123,50
N-NE	7300	COLINAS--500	5437	RG-CO-CS1000	1	118,48	410,60	1991,90
N-NE	5525	C.NETO---230	5501	TERESINA-230	1	-26,46	-21,94	233,40
N-NE	5580	P.DUTRA--500	5510	B.ESPER--500	1	439,12	387,38	1732,10
SE-N	7200	MIRACEM--500	7301	COL-MIR--500	1	-922,66	-830,58	2598,10
SE-N	7200	MIRACEM--500	7303	COL-MIR2-500	1	-894,58	-805,28	2728,00
SE-N	7200	MIRACEM--500	7305	COL-MIR3-500	1	-938,72	-844,95	2598,10

Pode-se concluir pela Fig. 4.19, pelos diagramas esquemáticos para os fluxos entre os principais submercados Nordeste, Norte, Sudeste e Sul, que na condição de carga (média) mais alta, os sentidos dos fluxos permanecem os mesmos em ambos os cenários, variando somente os módulos. Neste caso o submercado Norte é tipicamente exportador, enquanto os submercados Nordeste e Sul, tipicamente importadores.

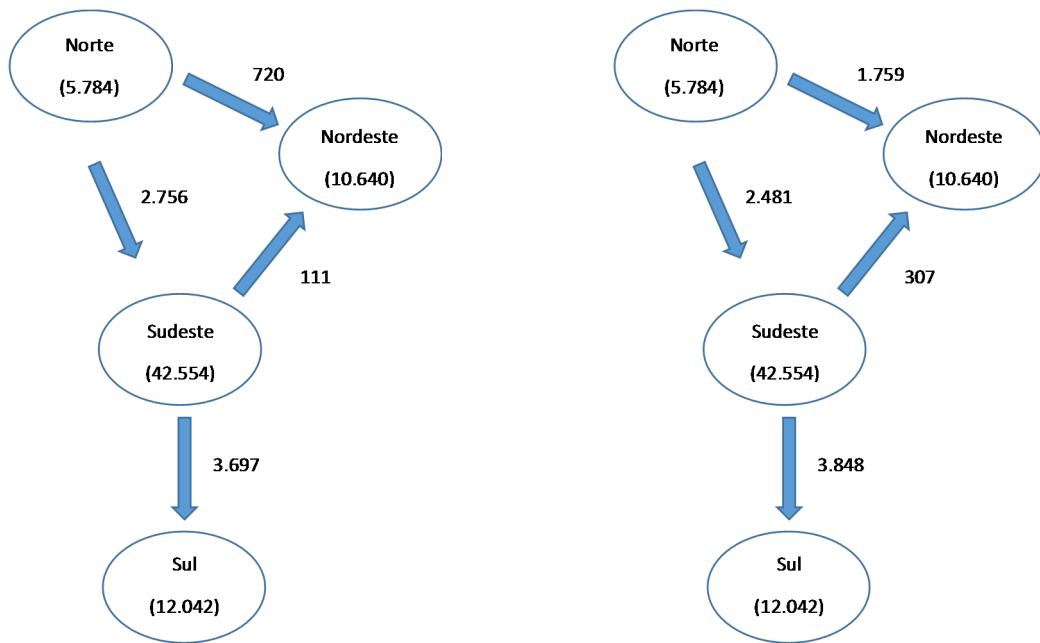
**Cenário 24:** Seco, março de 2015.**Cenário 75:** Úmido, março de 2015.

Fig. 4.19 - Diagramas Esquemáticos para os Fluxos entre os Submercados: Cen. 24 e 75.

A Tabela 4.4 facilita a comparação das tarifas finais de geração obtidas para os cenários 24 e 75, bem como das potências despachadas. Também observa-se grande variação nas tarifas em ambos os cenários. Na grande maioria dos casos, as Potências Despachadas pelas usinas hidrelétricas no cenário predominantemente seco são menores que as no cenário predominantemente úmido. As usinas termelétricas, no entanto, se comportam em geral de modo oposto.

Em sequência são apresentadas as comparações entre as tarifas por submercado. Diferentemente da análise comparativa das tarifas para os cenários 23 e 52, em que houve diferenças marcantes nos módulos e sentidos dos fluxos nas interligações, na análise comparativa das tarifas para os cenários 24 e 75, em que não há diferenças significativas nos intercâmbios, as explicações para as variações das tarifas resultantes não são imediatas.

TABELA 4.4 – TARIFAS DE TRANSMISSÃO EM CADA CENÁRIO: 24 E 75.

Tipo	Usina	Submercado	Cen24: SECO		Cen75: ÚMIDO	
			Tarifa (R\$/kW.mês)	Pot.Des. (MW)	Tarifa (R\$/kW.mês)	Pot.Des. (MW)
UTE	CELSO FURTADO(TERMOBAHIA)	NORDESTE	1,95	131,52	1,87	0,00
UHE	PAULO AFONSO I, II, III	NORDESTE	4,14	1087,32	5,29	2026,22
UHE	PAULO AFONSO IV	NORDESTE	2,07	120,81	2,02	226,99
UHE	SOBRADINHO	NORDESTE	3,25	310,51	3,92	659,23
UTE	TERMOCEARA	NORDESTE	9,15	203,89	1,87	0,00
UTE	TERMOPERNAMBUCO	NORDESTE	3,20	457,52	0,95	348,80
UHE	JIRAU	NORTE	5,76	2383,71	6,11	2365,90
UHE	LAJEADO	NORTE	6,75	762,91	6,43	791,46
UHE	PEIXE ANGICAL	NORTE	5,72	422,65	5,53	462,68
UHE	SANTO ANTONIO(RO)	NORTE	6,79	2327,23	6,65	2053,41
UHE	TUCURUI	NORTE	5,67	3520,53	8,14	6270,00
UTE	ANGRA I	SUDESTE	0,72	559,96	0,00	559,95
UTE	ANGRA II	SUDESTE	0,66	1229,89	0,00	1229,88
UHE	EMBORCACAO	SUDESTE	2,16	408,02	1,92	114,55
UHE	GUAPORE	SUDESTE	5,23	91,33	3,86	52,31
UHE	ILHA SOLTEIRA	SUDESTE	1,85	1328,69	2,58	2541,05
UHE	MARIMBONDO	SUDESTE	1,98	614,48	2,36	1229,28
UTE	MARIO LAGO(TERMOMACAE)	SUDESTE	0,68	843,13	1,87	0,00
UHE	PORTO PRIMAVERA(S.MOTTA)	SUDESTE	1,98	971,43	2,91	1366,47
UHE	SERRA DA MESA	SUDESTE	4,41	862,91	2,60	292,44
UTE	WILLIAM ARJONA	SUDESTE	2,03	84,81	1,87	0,00
UHE	ITA	SUL	0,17	580,98	1,03	379,28
UHE	ITAIPU	SUL	0,28	8327,15	0,58	12241,15
UTE	JORGE LACERDA A - RB	SUL	0,00	118,34	0,00	66,00
UTE	PRES.MEDICI A B	SUL	0,65	114,08	0,67	114,06
UHE	SALTO OSORIO	SUL	1,45	115,73	1,22	215,44

Na Fig. 4.20 e Fig. 4.21, que apresentam as tarifas finais de geração para os submercados Nordeste e Norte, percebe-se situações bem distintas, em que o Cenário 24 alterna com o Cenário 75 as tarifas maiores, a depender da localização das usinas, e a condição de atendimento local. Isto ocorre pois os submercados Nordeste e Norte são igualmente, e respectivamente, importador e exportador, no cômputo geral, nos dois cenários. Portanto, a explicação dos movimentos das tarifas não é imediata. Por exemplo, no submercado Nordeste, mais tipicamente importador no cenário 75, as tarifas menos elevadas para TermoCeará e TermoPernambuco refletem a maior atratividade do despacho nesta situação. De forma análoga, o fato do submercado Norte ser mais tipicamente exportador no mesmo cenário 75 explica as tarifas mais elevadas neste cenário para as usinas Jirau e Tucuruí. No entanto, as usinas Lajeado, Peixe Angical e Santo Antônio possuem tarifas ligeiramente maiores no cenário 24.

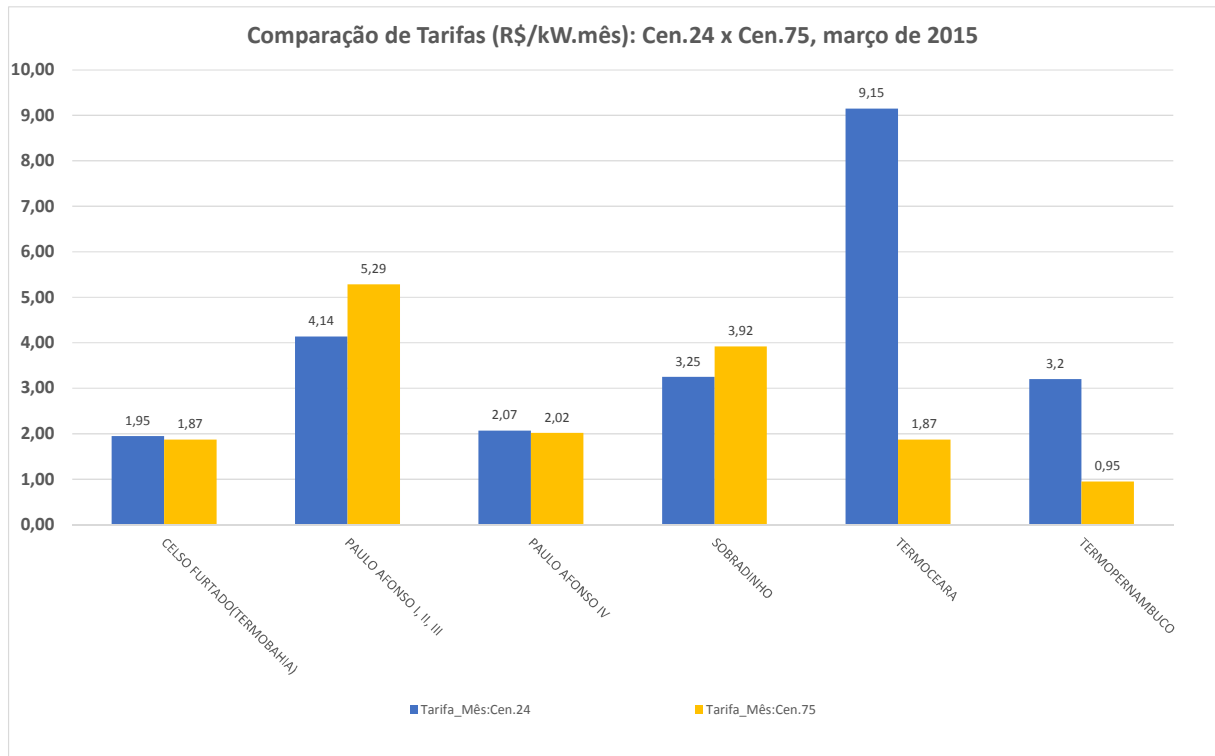


Fig. 4.20 - Tarifas Finais de Geração para o Submercado Nordeste: Cen. 24 × Cen. 75.

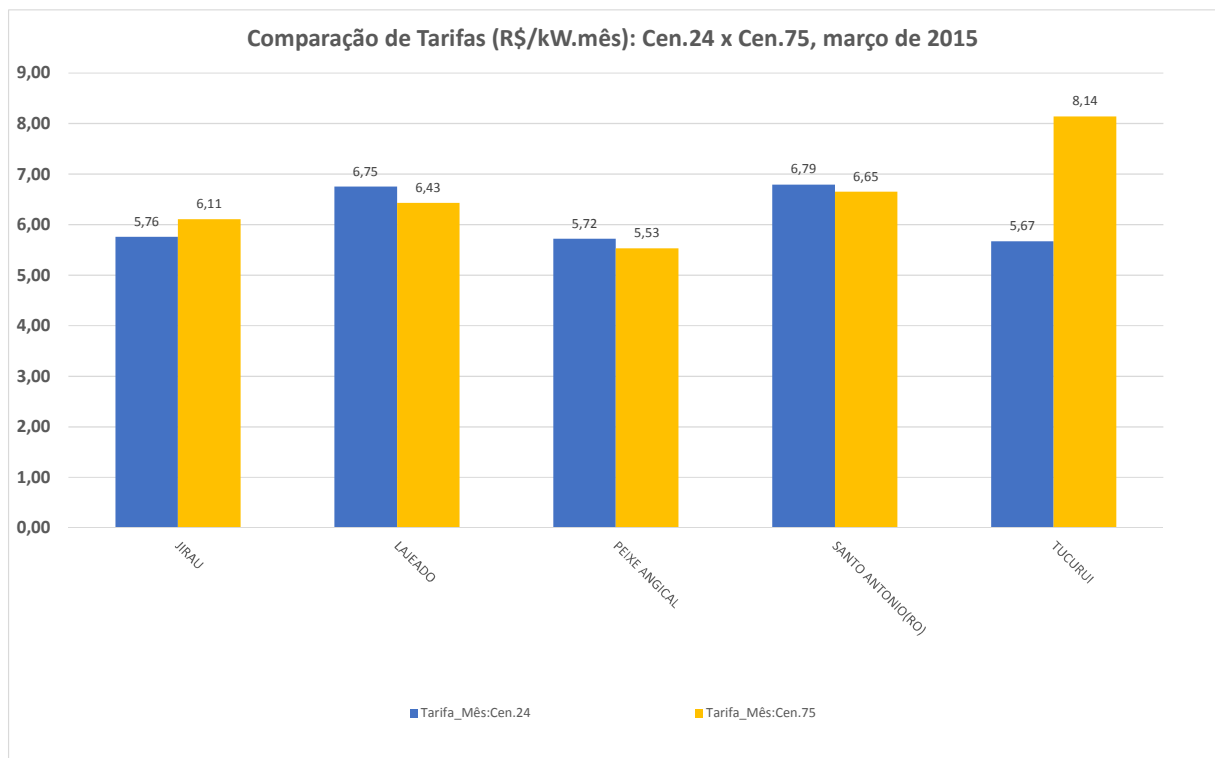


Fig. 4.21 - Tarifas Finais de Geração para o Submercado Norte: Cen. 24 × Cen. 75.

A Fig. 4.22 mostra as tarifas finais de geração para o submercado Sudeste, onde se percebe relações variadas entre os cenários 24 e 75. As tarifas são maiores para o cenário predominantemente seco para as usinas Angra I e II, Emborcação, Guaporé, Serra da Mesa e William Arjona, e maiores no cenário predominantemente úmido para as usinas Ilha Solteira, Marimbondo, Mário Lago e Porto Primavera. Analisando-se os intercâmbios, sabe-se que o submercado Sudeste é mais tipicamente exportador no Cenário 75, predominantemente úmido. Isto explica o fato das tarifas serem mais elevadas nesta situação. No entanto, como os sentidos dos intercâmbios são os mesmos, a localização e a condição de atendimento local tornam-se igualmente relevantes na determinação das tarifas das usinas.

Como disposto na Fig. 4.23, as tarifas finais de geração para o submercado Sul se apresentam maiores no cenário predominantemente úmido para as usinas Itá, Itaipu e Presidente Médici, e maior no cenário predominantemente seco para a usina Salto Osório. O comportamento da tarifa para a usina Salto Osório está de acordo com o fato do submercado Sul ser mais tipicamente importador no cenário predominantemente úmido, refletindo maior atratividade do despacho neste cenário. O comportamento das demais tarifas pode ser explicado, como antes, pela pequena diferença no módulo do intercâmbio entre os submercados Sudeste e Sul, tornando a posição locacional das usinas no submercado Sul relevante para a diferenciação das tarifas.

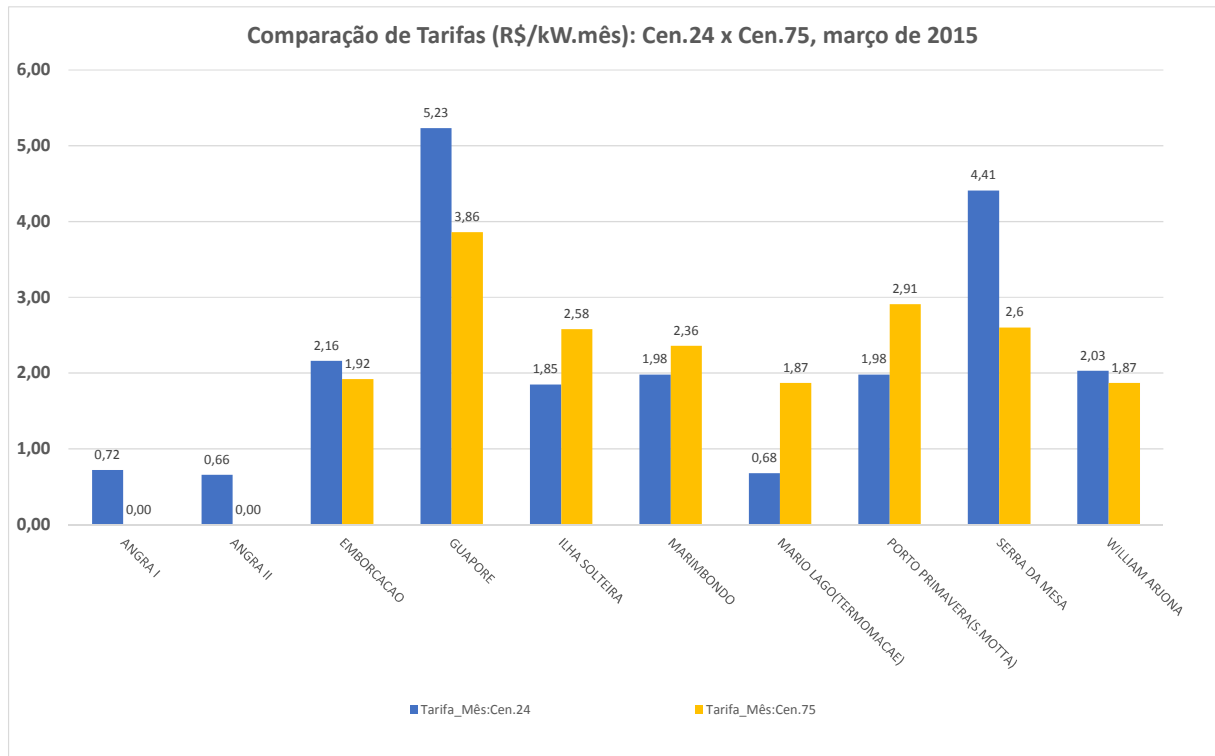


Fig. 4.22 - Tarifas Finais de Geração para o Submercado Sudeste: Cen. 24 × Cen. 75.

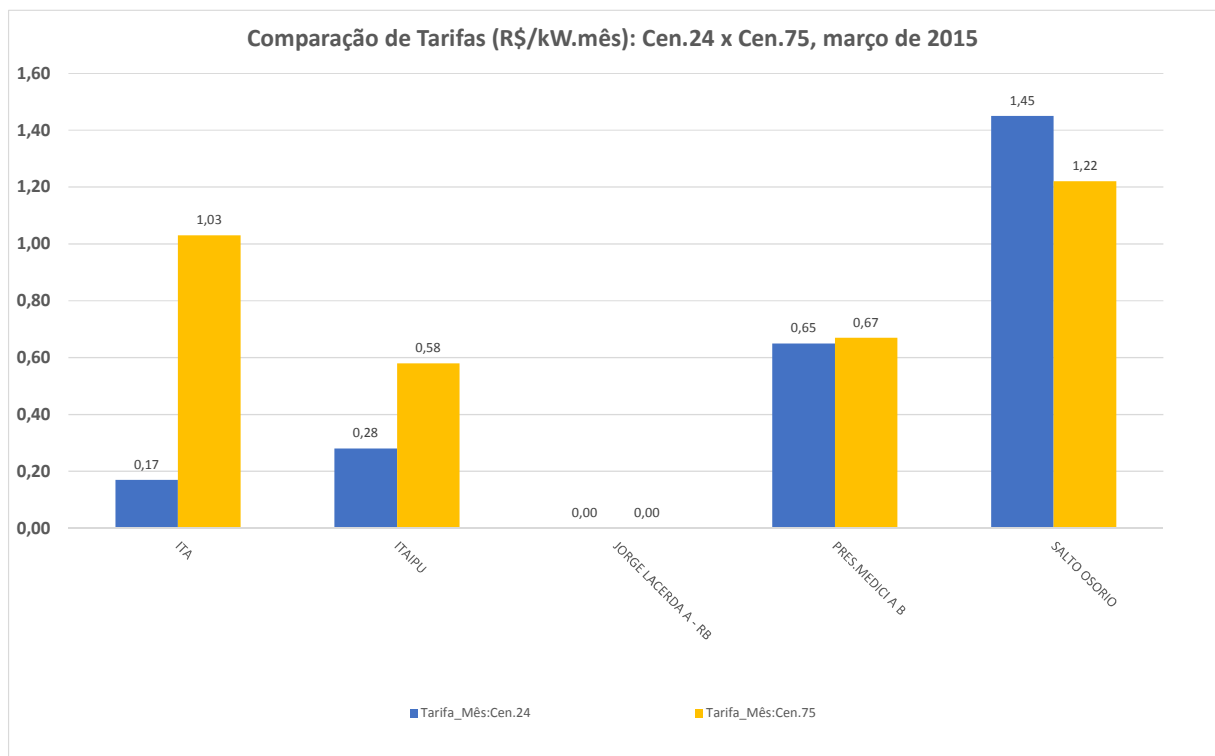


Fig. 4.23 - Tarifas Finais de Geração para o Submercado Sul: Cen. 24 × Cen. 75.

4.4. ANÁLISE PROBABILÍSTICA

O procedimento inovador para a tarifação do uso considerando múltiplos cenários hidrológicos contempla, conforme descrito neste Capítulo, o Módulo 5 – Armazenar Resultados e Estatísticas, onde calcula-se estatísticas para o conjunto de tarifas ou encargos nodais associados aos diferentes cenários hidrológicos. São assim determinados parâmetros como valor esperado (médio), variância e desvio padrão, além da função densidade de probabilidade (fdp) e função distribuição de probabilidade acumulada (fda) para as tarifas ou os encargos de geradores e cargas.

Tem-se, então, um conjunto de tarifas ou encargos, considerando múltiplos cenários hidrológicos, que pode ser representado por meio de índices e distribuições de probabilidade. Os valores médios e as distribuições de probabilidade podem ser comparados com os valores determinísticos, que se referem ao método de cálculo convencional ora em vigor, apresentando, de imediato, vantagens como probabilidade de determinado valor de tarifa ou encargo pertencer a um intervalo específico e análise de risco do empreendimento, ou do empreendedor.

Entende-se por análise de risco o cálculo da probabilidade da tarifa ou encargo ser maior que determinado valor, definindo, assim, a máxima exposição financeira do empreendimento. Caso o empreendedor detenha diversos empreendimentos, quer sejam plantas de geração ou unidades fabris, em diversas localizações geográficas, este método também possibilita delimitar o risco assumido pelo proprietário em base anual. Trata-se, portanto, de importante ferramenta para a tomada de decisão, trazendo informações valiosas não disponíveis no método tradicional.

4.4.1. Análise Probabilística Aplicável à Geração

Em seguida, procede-se à análise probabilística dos resultados obtidos. A Tabela 4.5 apresenta a análise probabilística para os encargos de transmissão finais e anuais para 04 usinas termelétricas e 04 usinas hidrelétricas, localizadas em distintos submercados, quais sejam: UTE TermoPernambuco (Nordeste), UTEs Angra I e II (Sudeste), UTE Jorge Lacerda (Sul), UHE Sobradinho (Nordeste), UHE Santo Antônio (Norte), UHE Marimbondo (Sudeste) e UHE Itaipu (Sul). São dispostos, para fim de comparação, os encargos com valores médio, mínimo e máximo, variância, desvio padrão e coeficiente de variação. Cada usina merecerá uma análise

particular a partir de agora considerando as informações apresentadas na Tabela 4.5 e nas respectivas Distribuições.

TABELA 4.5 – ENCARGOS DE TRANSMISSÃO – ANÁLISE PROBABILÍSTICA – UTEs e UHES.

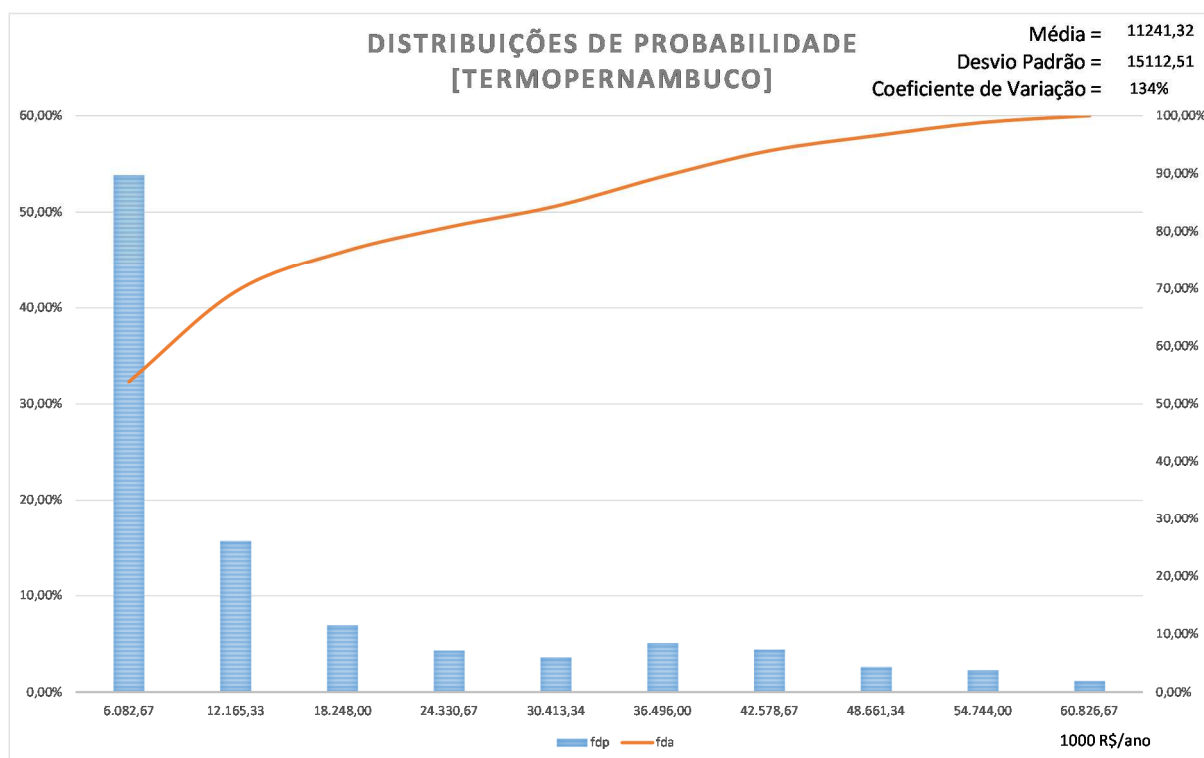
Encargos (1000 R\$/ano)	Médio	Mínimo	Máximo	Variância	Desvio Padrão	Coeficiente de Variação (%)
Termopernambuco	11.241	0	60.827	228.515.027	15.112	134
Angra I	6.958	0	25.209	47.755.465	6.909	99
Angra II	13.332	0	53.398	210.646.994	14.510	109
Jorge Lacerda	2.024	0	9.668	4.985.582	2.232	110
Sobradinho	41.022	0	109.290	885.788.370	29.754	73
Santo Antônio	214.180	76.235	391.370	4.232.753.404	65.042	30
Marimbondo	41.224	15.778	91.512	174.031.978	13.188	32
Itaipu	253.183	0	752.035	40.739.949.093	201.785	80

A Fig. 4.24 apresenta as funções fdp e fda para os resultados obtidos de encargos de transmissão finais e anuais para 04 usinas termelétricas: (a) TermoPernambuco, (b) e (c) Angra I e II e (d) Jorge Lacerda. Também são dispostas as informações do cálculo da média, desvio padrão e coeficiente de variação, de modo a permitir uma análise probabilística comparativa do comportamento de tais variáveis.

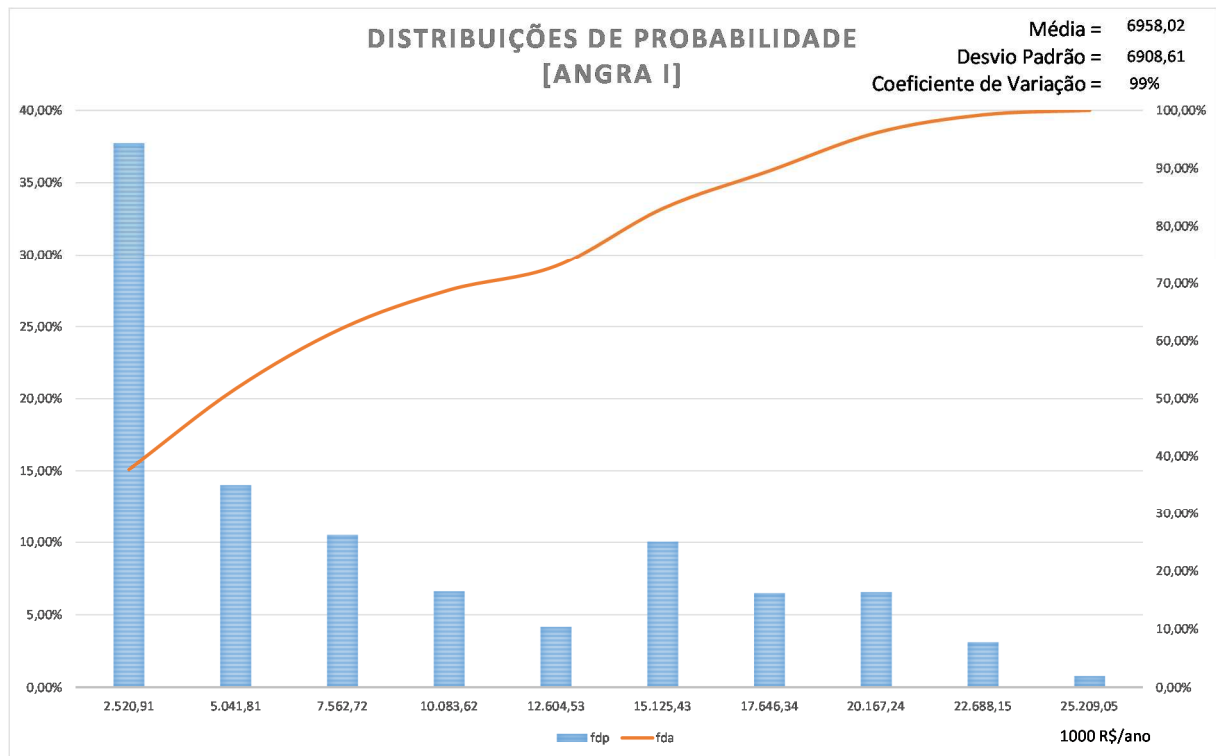
TermoPernambuco, na Fig. 4.24 (a), tem como valor mínimo de encargo de transmissão, em (R\$/ano), zero, e máximo, 60.827, no conjunto de valores obtidos. Nota-se assim grande dispersão em torno da média, 11.241, o que significa que o despacho desta UTE é determinante nas condições de atendimento do submercado Nordeste, principalmente como complemento à contribuição das fontes hidrelétricas. Como o submercado Nordeste é predominantemente importador, observa-se certa concentração de valores no primeiro intervalo da distribuição. Dentre as termelétricas, é a que apresenta o maior coeficiente de variação. Há grande probabilidade, de 60%, de que o encargo se limite ao valor de 8.496. Esta informação é, portanto, de extrema relevância para a tomada de decisão pelo empreendedor na elaboração e aprovação da peça orçamentária. Importante mencionar que hoje há um mecanismo de estabilização no qual as flutuações de encargos além da correção inflacionária são repassadas aos Consumidores. Porém, por muito tempo não foi assim, e nada impede o retorno ao realismo tarifário (uso

do sistema de transmissão) para os geradores, portanto esta análise probabilística tem o seu valor.

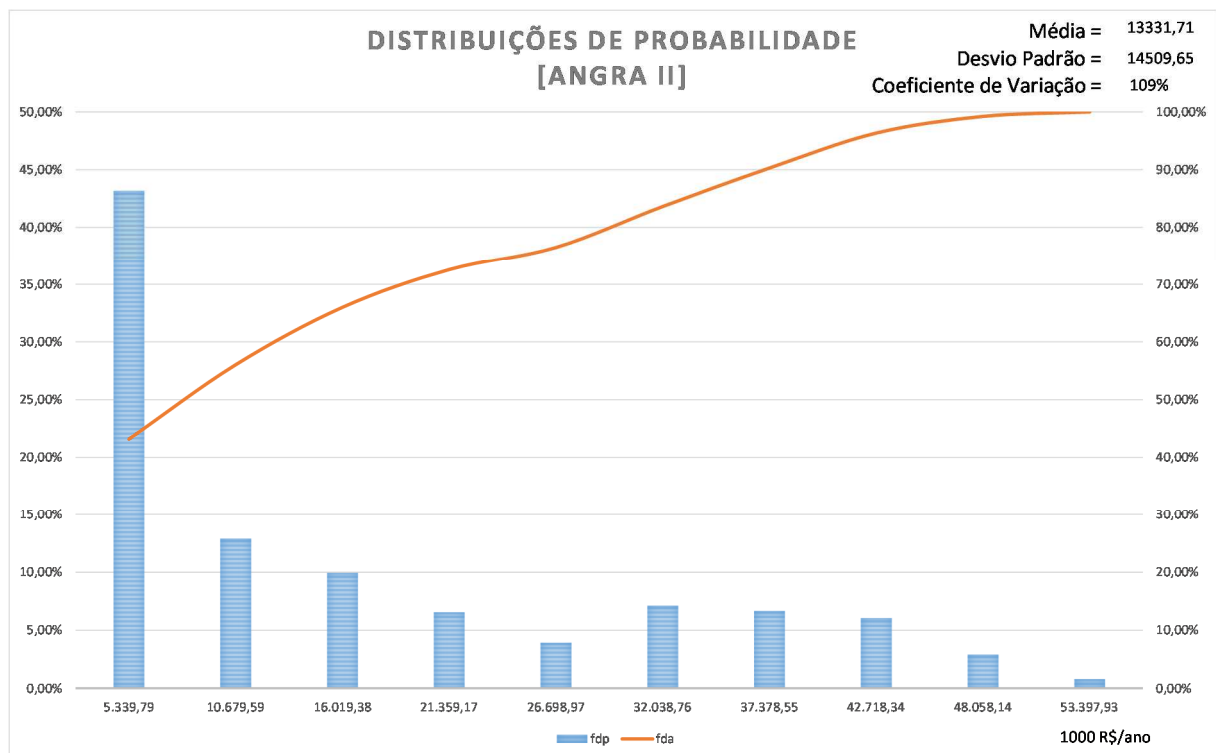
Para o caso de Angra I e II, Fig. 4.24 (b) e (c), ambas as usinas estão situadas na mesma região geotérmica do submercado Sudeste, sendo bem requisitadas no atendimento ao sistema. Isto justifica o efeito da distribuição dos valores, resultando em valores menores de coeficientes de variação. Diferentemente do submercado Nordeste, o submercado Sudeste funciona ora como importador, ora como exportador, a depender das diversas condições hidrológicas. Angra I tem como valores limites, zero e 25.209, e Angra II, zero e 53.398. Há, no entanto, 90% de chance de que o encargo de Angra I se limite a 17.742, enquanto que para Angra II, 37.137.



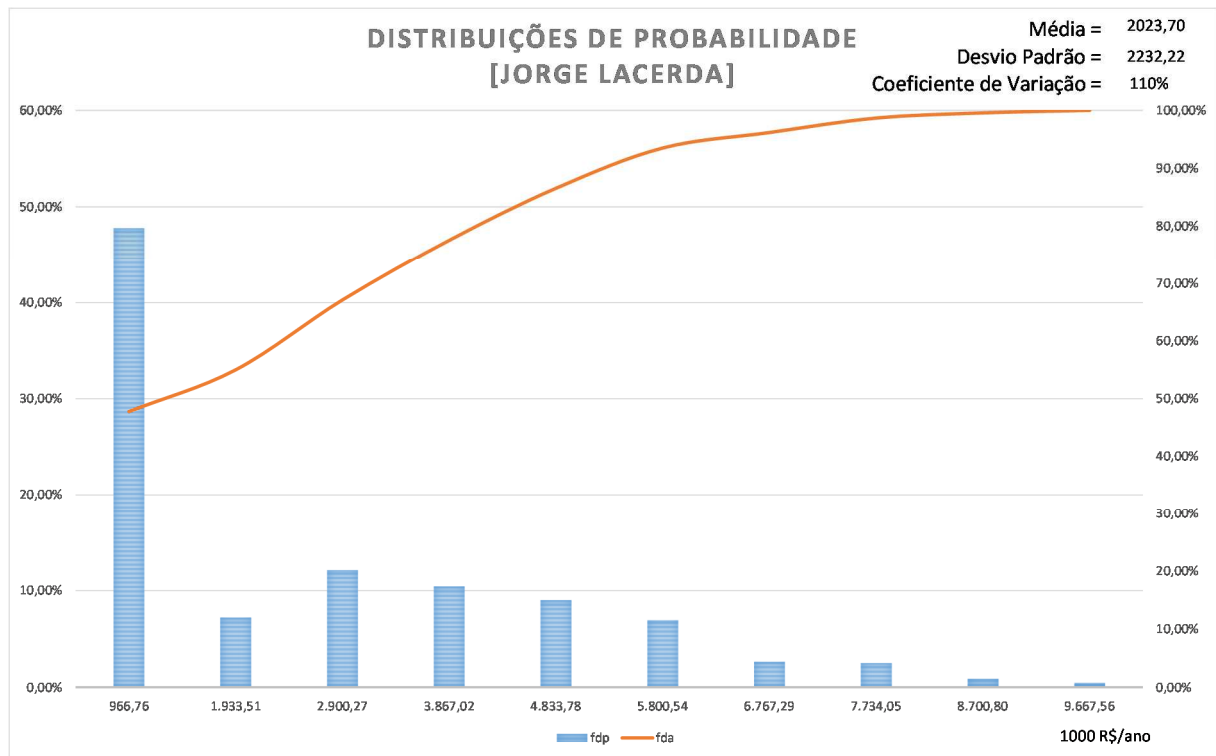
(a) UTE TermoPernambuco.



(b) UTE Angra I.



(c) UTE Angra II.



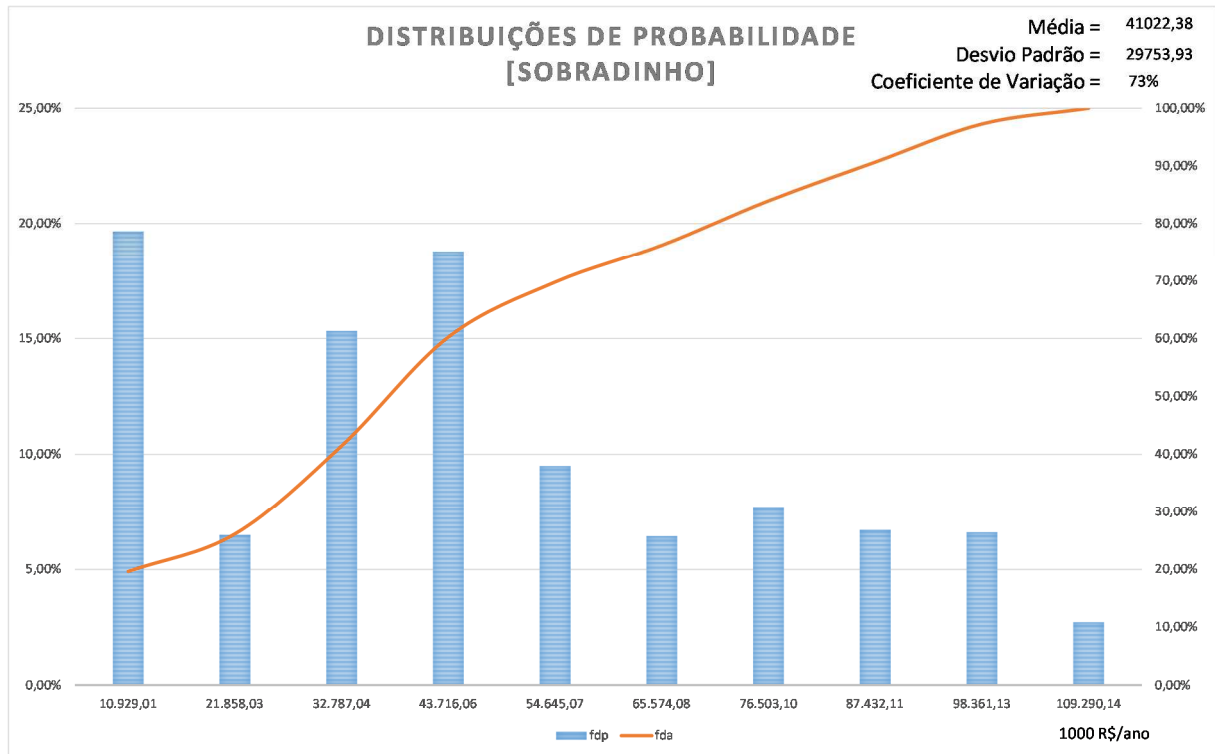
(d) UTE Jorge Lacerda.

Fig. 4.24 - Distribuições de Probabilidade para UTEs nos 4 Submercados.

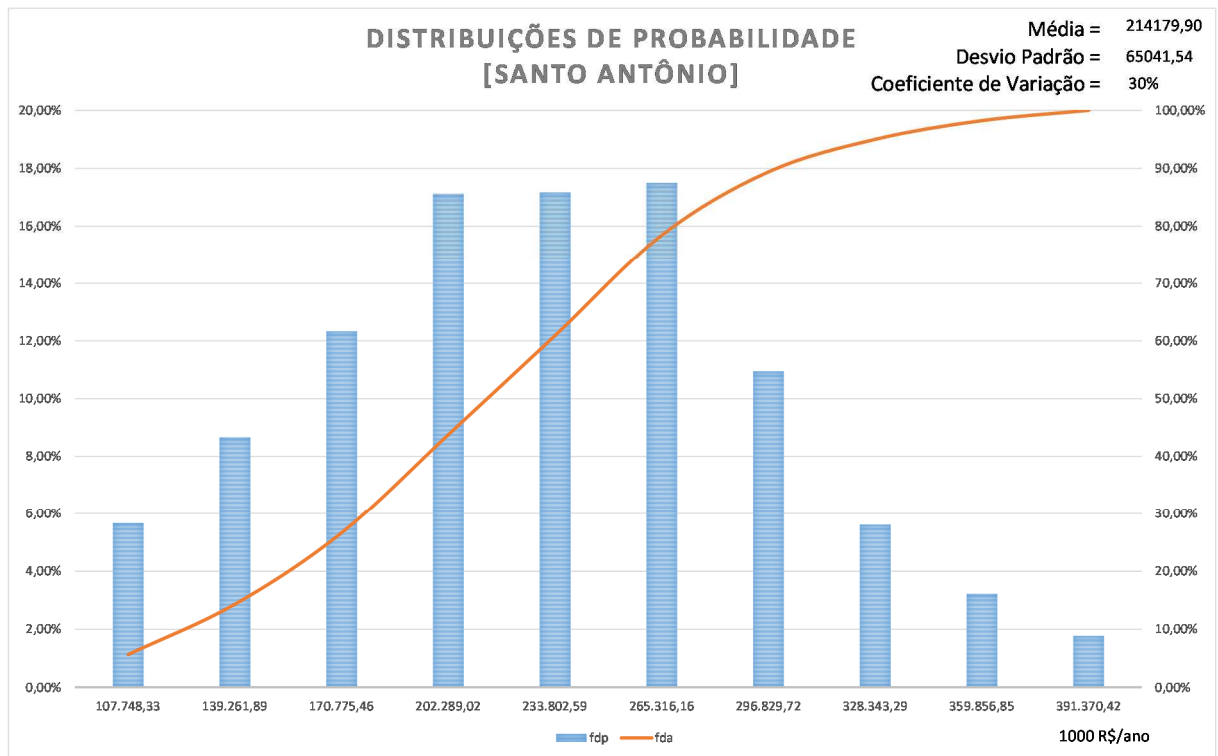
Jorge Lacerda, por sua vez, na Fig. 4.24 (d), situa-se no submercado Sul, muitas vezes importador, portanto nota-se relevante concentração dos valores de encargos de transmissão no primeiro intervalo da distribuição. No entanto, o submercado Sul também se apresenta como exportador em alguns momentos de regime hidrológico mais favorável, o que pode explicar a maior distribuição dos valores. A faixa de variação para Jorge Lacerda vai de zero a 9.668. Há 90% de probabilidade de que o encargo se limite a 5.136; com média em 2.024.

Análise probabilística semelhante também se aplica às usinas hidrelétricas. Na Fig. 4.25 são apresentadas distribuições de probabilidades para os resultados de (a) Sobradinho; (b) Santo Antônio; (c) Marimbondo; e (d) Itaipu. Para o caso de Sobradinho, localizada em um submercado tipicamente importador, o que se vê é uma grande concentração dos valores de encargos de transmissão nos primeiros intervalos, com uma faixa de variação de zero a 109.290. Há 90% de probabilidade do encargo se limitar a 86.121, com média em 41.022. De modo diferente, apresentando distribuições com concentração bem uniforme dos valores de encargos em todos os intervalos, se apresenta a UHE Santo Antônio, de importância vital no atendimento ao país, e localizada no submercado Norte, tipicamente exportador. O intervalo de excursão

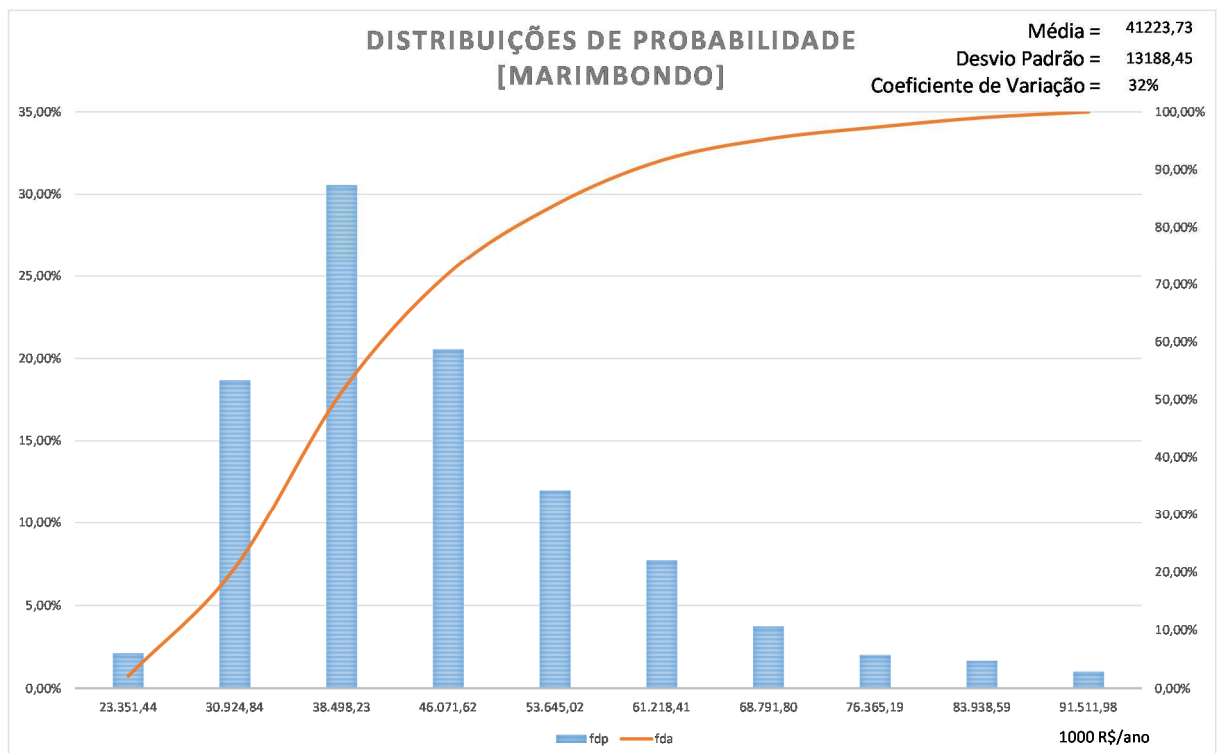
dos valores vai de 76.235 a 391.370. A média é 214.280, com 90% de probabilidade do encargo se limitar a 298.578. O coeficiente de variação é de 30%, demonstrando grande concentração de valores em torno da média.



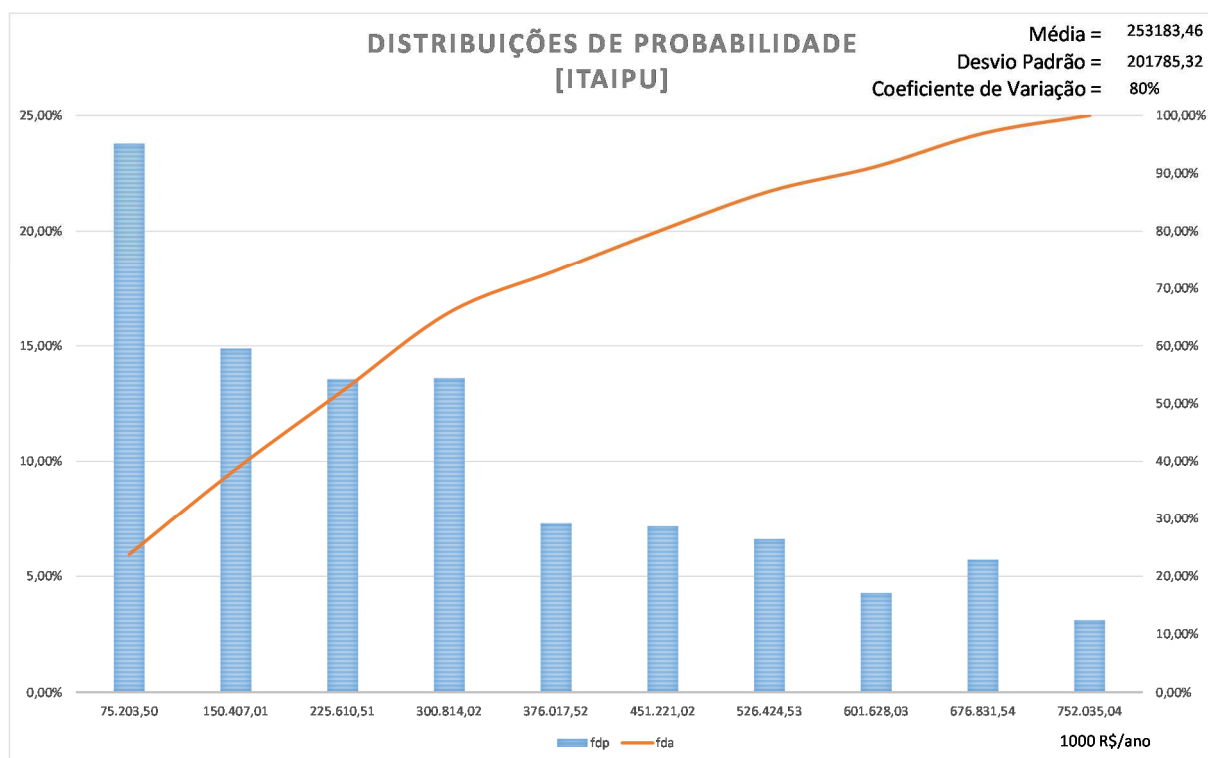
(a) UHE Sobradinho.



(b) UHE Santo Antônio.



(c) UHE Marimbondo.



(d) UHE Itaipu.

Fig. 4.25 - Distribuições de Probabilidade para UHEs nos 4 Submercados.

Marimbondo, por sua vez, localizada no submercado Sudeste, que se apresenta com diferentes configurações de intercâmbio com submercados vizinhos, possui maior concentração de valores de encargos em torno da média, 41.224. A faixa de variação de valores vai de 15.778 a 91.512, com 90% de probabilidade do encargo se situar abaixo de 59.572. Por outro lado, Itaipu, conhecida mundialmente por bater seguidos recordes de geração, tem distribuições com valores de encargos bem distribuídos ao longo da faixa de variação que vai de zero a 752.035, com média em 253.183. Há 90% de probabilidade do encargo se situar abaixo de 573.144.

4.4.2. Análise Probabilística Aplicável à Geração – Riscos de Portfólio

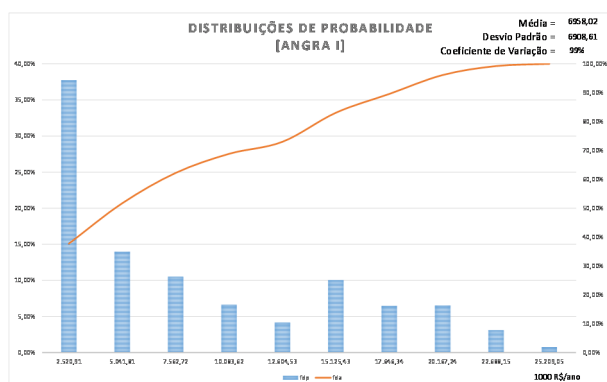
As análises realizadas até então têm como foco o empreendimento de geração, hidro ou termelétrico. Porém, o procedimento proposto permite também avaliar riscos de portfólio para o empreendedor que detém diversos empreendimentos. O primeiro caso em questão é o da empresa Eletronuclear, que detém a concessão das usinas Angra I e II, já discutidas em detalhes quando da apresentação da Fig. 4.24 (b) e (c). A Tabela 4.6 mostra os valores de uma análise

probabilística para a Eletronuclear, bem como para os seus ativos, Angra I e II. Fácil notar que o valor médio para a Eletronuclear resulta da soma dos valores médios para Angra I e II. O mesmo ocorre em relação aos valores máximos. Angra I e II estão localizadas na mesma região geolétrica, portanto as distribuições para a Eletronuclear são muito semelhantes às distribuições para Angra I e II, o que explica a composição de resultados.

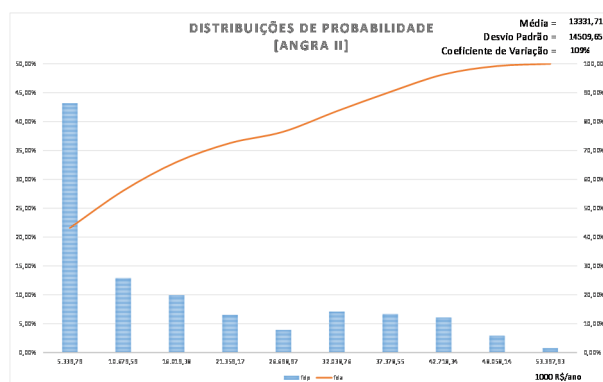
TABELA 4.6 – ENCARGOS DE TRANSMISSÃO – ANÁLISE PROBABILÍSTICA – ELETRONUCLEAR.

Encargos (1000 R\$/ano)	Médio	Mínimo	Máximo	Variância	Desvio Padrão	Coefficiente de Variação (%)
Angra I	6.958	0	25.209	47.755.465	6.909	99
Angra II	13.332	0	53.398	210.646.994	14.510	109
Eletronuclear	20.290	0	78.607	440.663.082	20.986	103

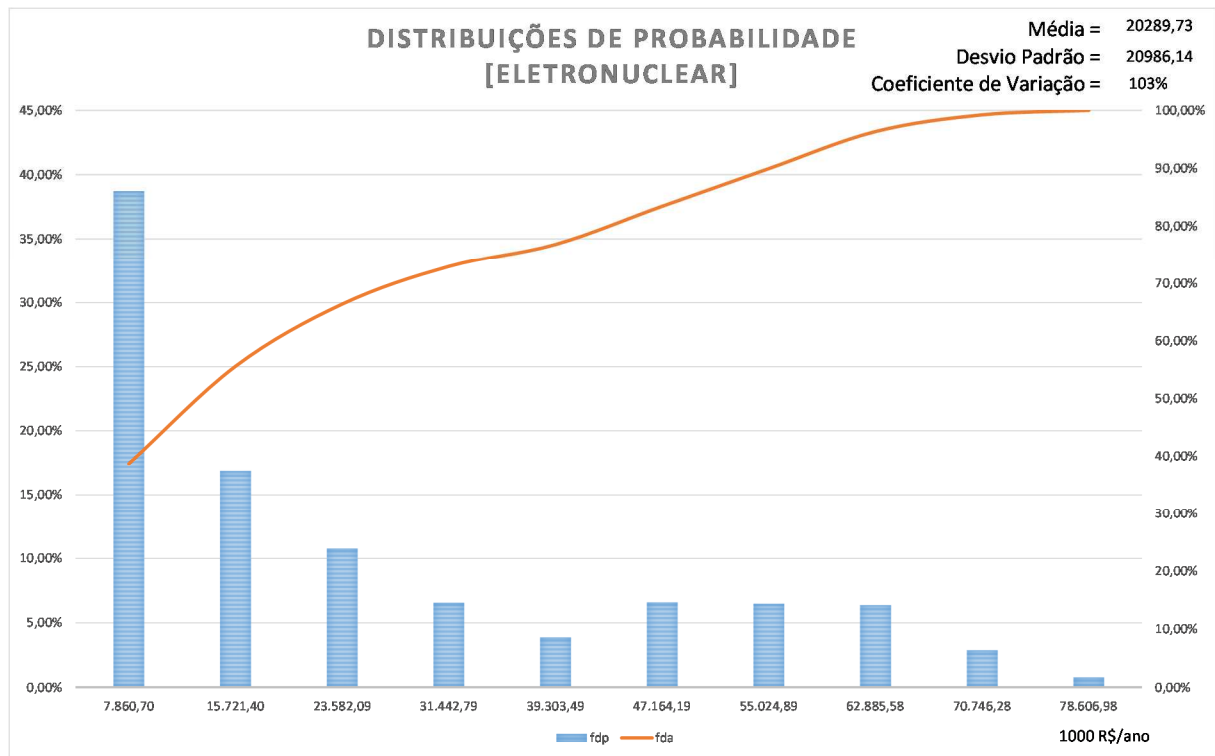
A Fig. 4.26 (c) mostra as distribuições para os encargos de transmissão da Eletronuclear, que trazem informações conjugadas das distribuições de Angra I e II, Fig. 4.26 (a) e (b).



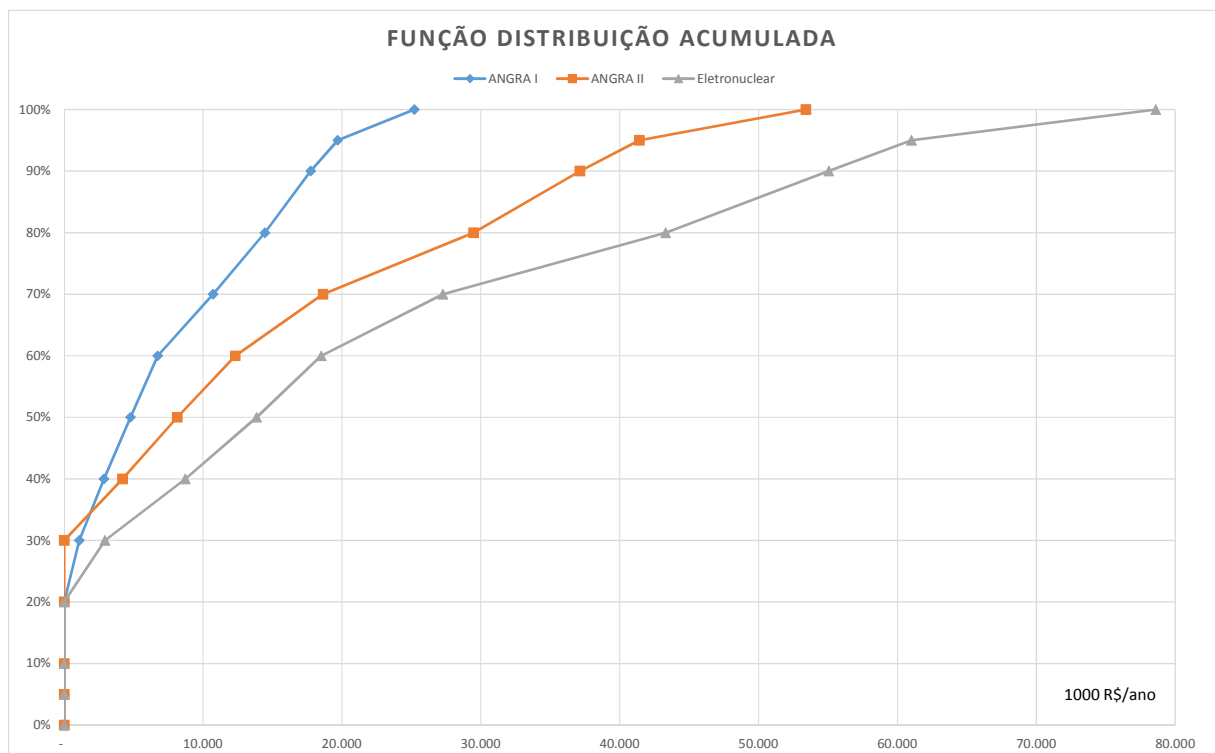
(a) UTE Angra I.



(b) UTE Angra II.



(c) Portfólio da Eletronuclear com Angra I e II.



(d) Fda para Angra I, Angra II e Eletronuclear.

Fig. 4.26 - Distribuições para Empreendimentos e Empreendedor - Eletronuclear.

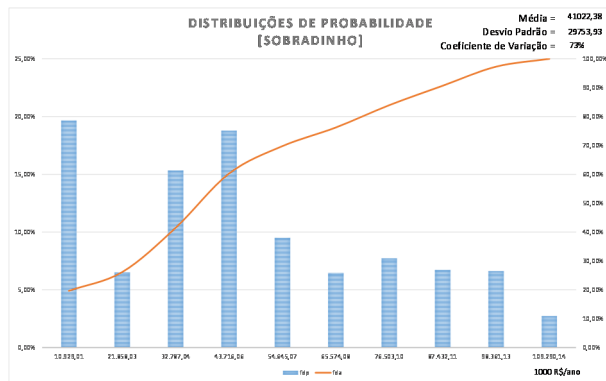
A Fig. 4.26 (d) deixa evidente que há grande probabilidade, 90%, de que os encargos de transmissão se limitem a 17.742 (Angra I), 37.137 (Angra II) e 55.055 (Eletronuclear). Os valores máximos podem atingir 25.209 (Angra I), 53.398 (Angra II) e 78.607 (Eletronuclear). Os valores mínimos são zero. Aqui prevalece a lógica da soma das parcelas individuais para compor o todo, pelas razões geoeletricas já expostas.

O Caso Eletrobrás, contemplando para fins didáticos somente as UHEs Sobradinho e Marimbondo, está disposto na Tabela 4.7. As distribuições para Sobradinho e Marimbondo possuem perfis diferentes, em situação diversa do que ocorreu para Angra I e II. Permanece a constatação de que o valor médio para a Eletrobrás é a soma dos valores médios para Sobradinho e Marimbondo. Porém, neste caso a soma dos valores máximos para Sobradinho e Marimbondo não coincide com o valor máximo para a Eletrobrás.

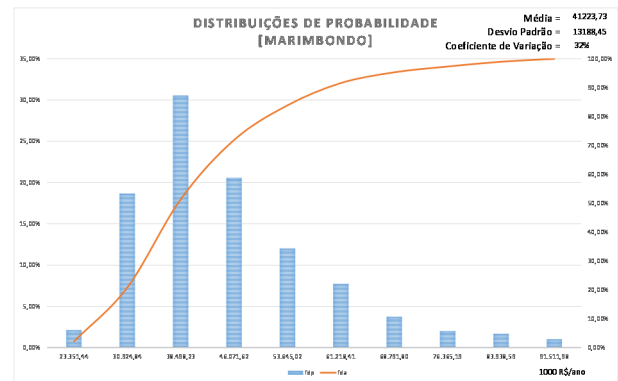
TABELA 4.7 – ENCARGOS DE TRANSMISSÃO – ANÁLISE PROBABILÍSTICA – ELETROBRÁS.

Encargos (1000 R\$/ano)	Médio	Mínimo	Máximo	Variância	Desvio Padrão	Coefficiente de Variação (%)
Sobradinho	41.022	0	109.290	885.788.370	29.754	73
Marimbondo	41.224	15.778	91.512	174.031.978	13.188	32
Eletrobrás	82.246	34.447	143.345	599.549.404	24.479	30

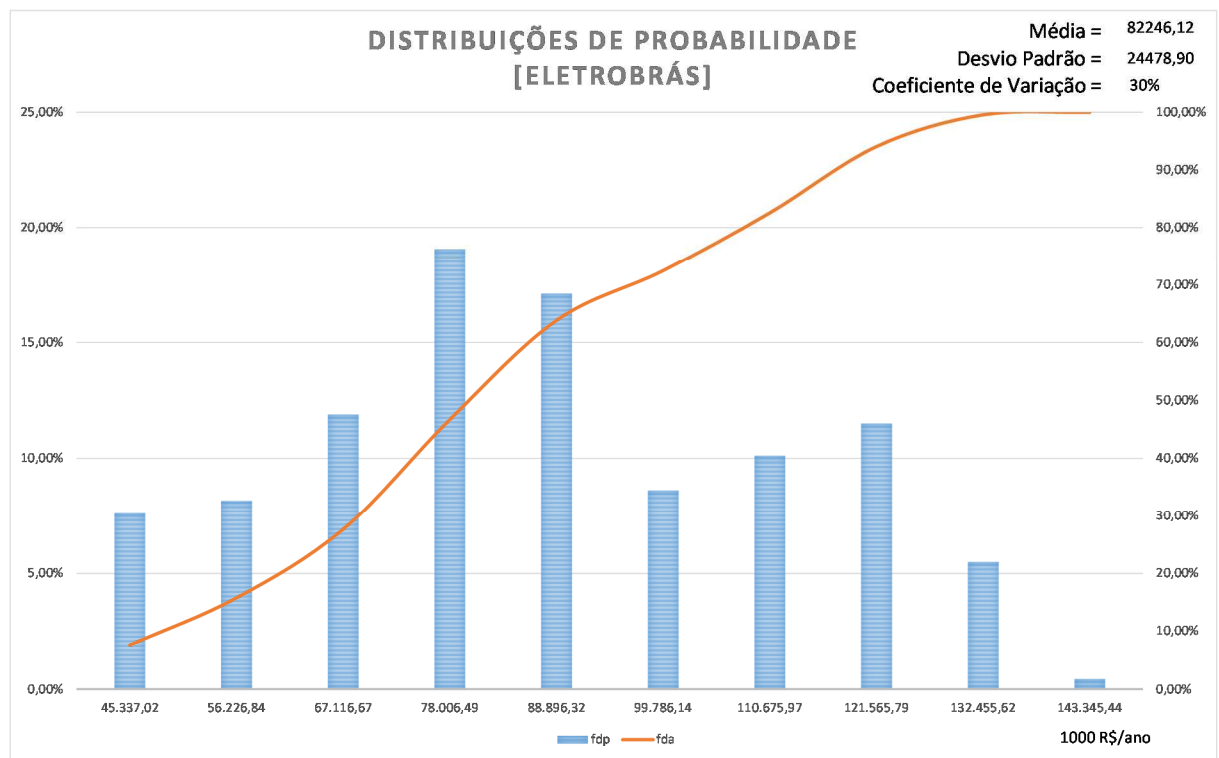
A Fig. 4.27 (c) mostra as distribuições para os encargos de transmissão da Eletrobrás, que conjugam informações das distribuições de Sobradinho e Marimbondo, Fig. 4.27 (a) e (b).



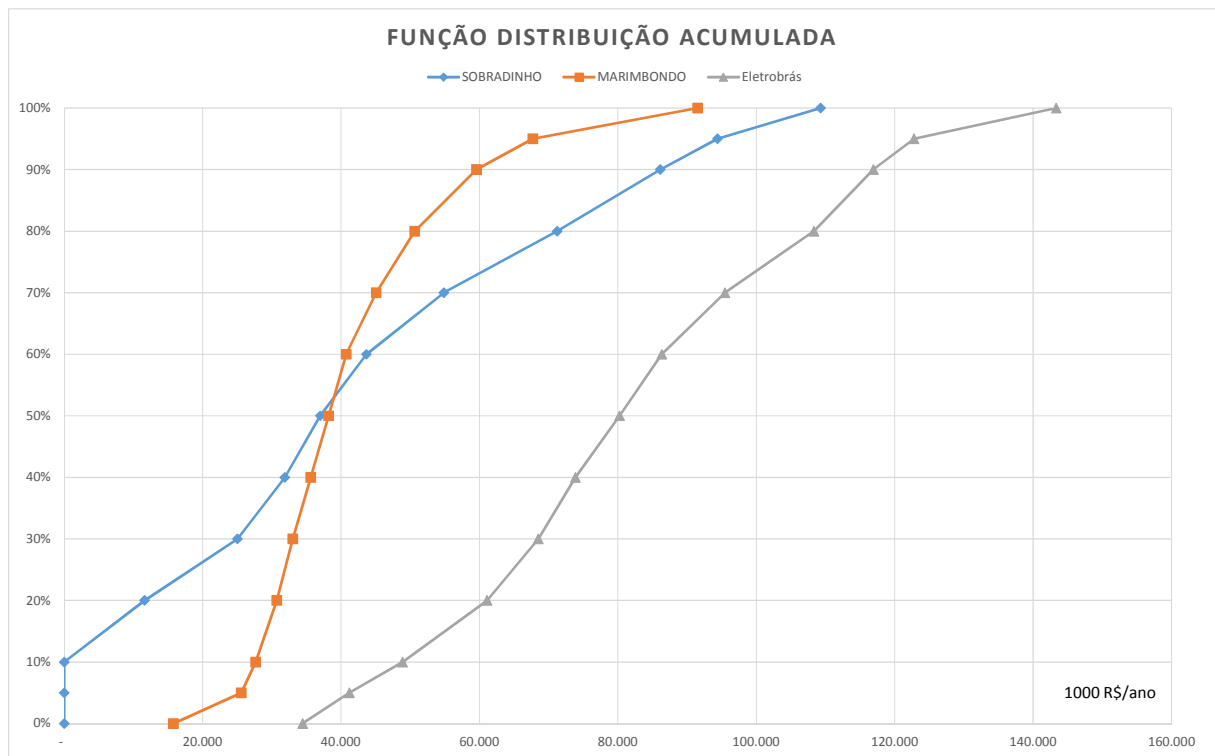
(a) UHE Sobradinho.



(b) UHE Marimondo.



(c) Portfólio da Eletrobrás com Sobradinho e Marimondo.



(d) Fda para Sobradinho, Marimbondo e Eletrobrás.

Fig. 4.27 - Distribuições para Empreendimentos e Empreendedor - Eletrobrás.

A Fig. 4.27 (d) apresenta as fdas para Sobradinho, Marimbondo e Eletrobrás. Há grande probabilidade, 90%, de que os encargos de transmissão se limitem a 86.121 (Sobradinho), 59.572 (Marimbondo) e 116.907 (Eletrobrás). Os valores máximos podem atingir 109.290 (Sobradinho), 91.512 (Marimbondo) e 143.345 (Eletrobrás). Os valores mínimos são zero (Sobradinho), 15.778 (Marimbondo) e 34.447 (Eletrobrás). Oportuno observar que, diferentemente do que ocorreu no Caso Eletronuclear, no Caso Eletrobrás a lógica da soma das parcelas individuais para compor o todo não se aplica. Por fim, o que de fato importa para o empreendedor é o risco do portfólio, em vez de riscos associados a empreendimentos isolados, de modo a compor os limites orçamentários.

4.4.3. Análise Probabilística Aplicável à Carga

O procedimento proposto também é aplicável às cargas. Foram analisados os Casos de tarifação de 03 Consumidores industriais eletro-intensivos: Braskem, Gerdau e Votorantim. Tal escolha permite a validação do método pois as unidades fabris estão instaladas em grande extensão do território nacional e conectadas à Rede Básica, tendo a possibilidade de escolha

do fornecedor de energia. A Tabela 4.8 apresenta os pontos de conexão para cada unidade fabril.

TABELA 4.8 – CONEXÃO DOS CONSUMIDORES LIVRES.

CONSUMIDOR LIVRE	PONTO DE CONEXÃO (Barramento/Subestação)	Nº DA BARRA
BRASKEM CAMAÇARI UCS/UPVC (CQR)	SE CAMAÇARI II - 230 kV	5751
BRASKEM CAMAÇARI UNIB-BA (COPENE)	SE CAMAÇARI II - 230 kV	5751
BRASKEM - RS (UNIB)	SE PÓLO PETROQUÍMICO - 230 KV	1204
BRASKEM UCS-AL (TRIKEM)	SE RIO LARGO II - 230 KV	5111
GERDAU AÇOS LONGOS-SP	SE GERDAU - 440 kV	585
GERDAU AÇONORTE - PE	SE BONGI - 230	5152
GERDAU - CHARQUEADAS	SE CHARQUEADAS 230 kV	951
GERDAU - USIBA - BA	SE COTEGIPE - 230 kV	5802
VOTORANTIM SIDERÚRGICA BARRA MANSA (SBM)	SE RESENDE - 500 kV	87
VOTORANTIM METAIS NÍQUEL	SE NIQUELÂNDIA - 230 KV	787

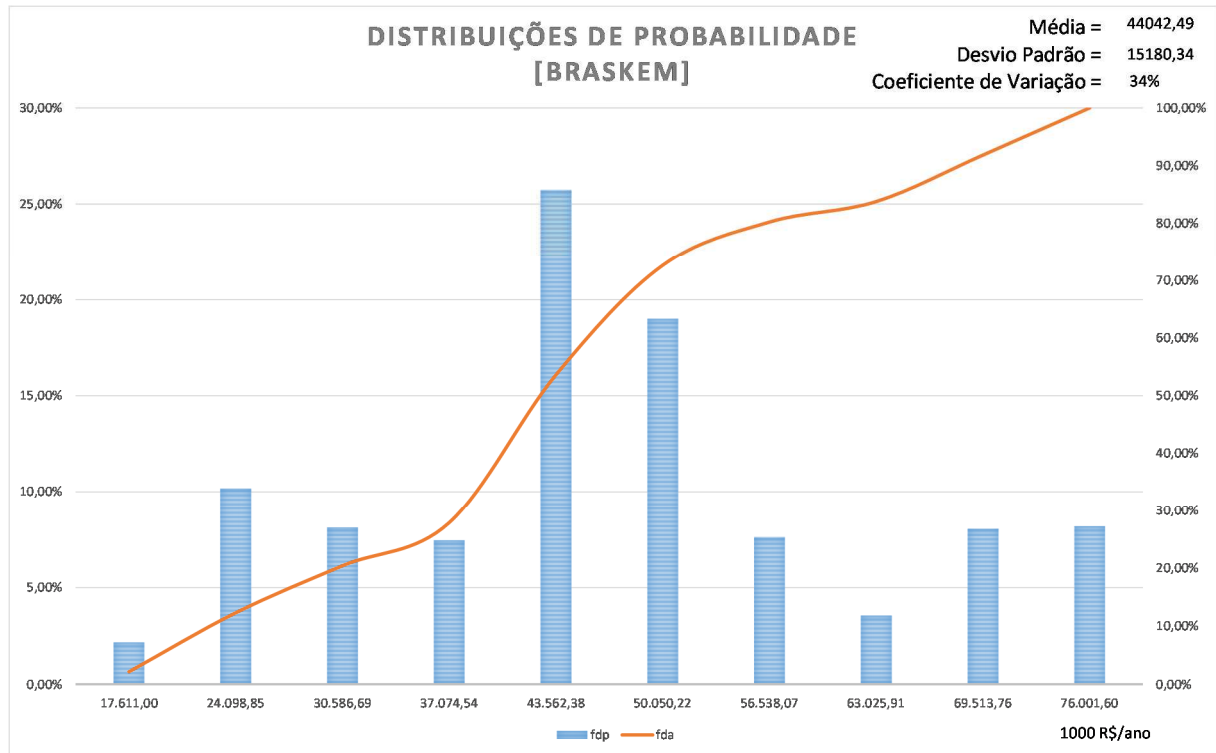
A Tabela 4.9 apresenta os resultados da análise probabilística para os consumidores mencionados. Os encargos de transmissão finais e anuais para consumidores são bem menores quando comparados com os encargos para geradores, por conta dos montantes de uso envolvidos. Assim os encargos tendem a ser menos relevantes em uma análise de viabilidade econômico-financeira para a implantação das unidades fabris, quando comparados com outros fatores determinantes como custos logísticos e despesas tributárias.

TABELA 4.9 – ENCARGOS DE TRANSMISSÃO – ANÁLISE PROBABILÍSTICA – CARGAS.

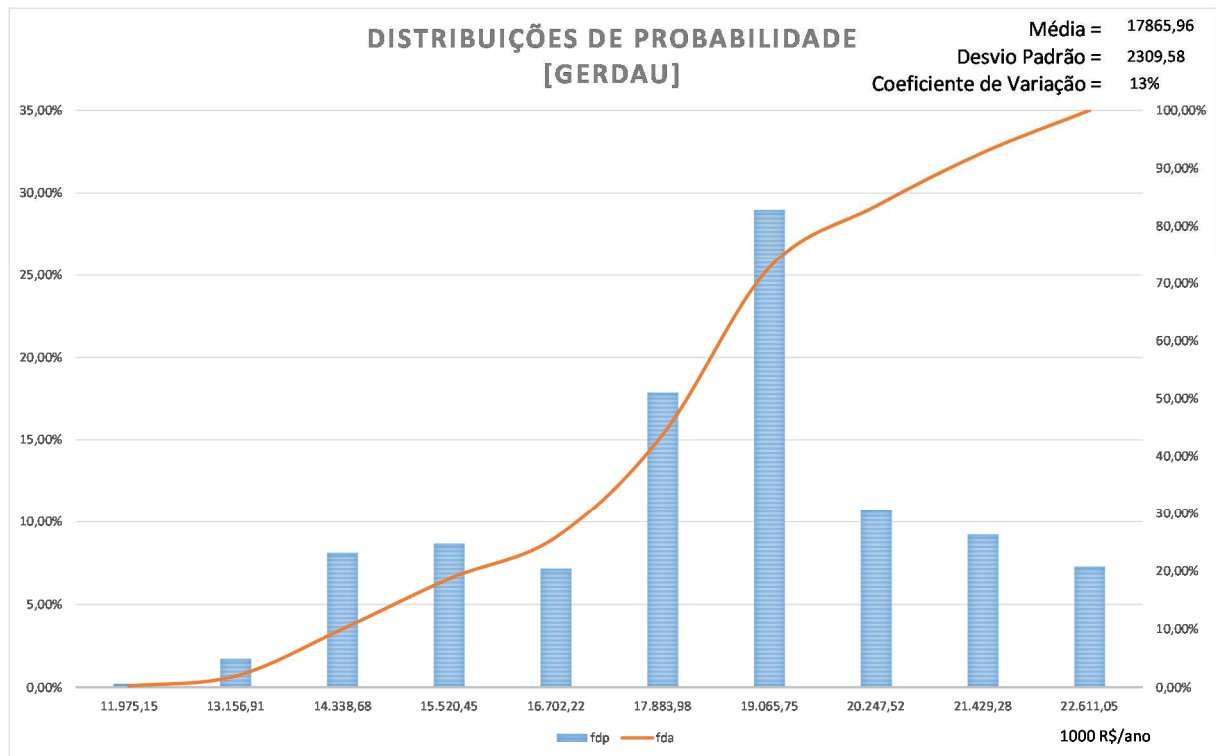
Encargos (1000 R\$/ano)	Médio	Mínimo	Máximo	Variância	Desvio Padrão	Coefficiente de Variação (%)
Braskem	44.042	11.123	76.002	230.570.694	15.180	34
Gerdau	17.866	10.793	22.611	5.337.113	2.310	13
Votorantim	8.549	2.874	15.465	8.026.191	2.832	33

A Fig. 4.28 mostra as distribuições para (a) Braskem, (b) Gerdau e (c) Votorantim. De imediato, nota-se que tais distribuições se apresentam bem comportadas, com valores de coeficiente de variação pequenos. Isto significa dizer que os encargos de transmissão se concentram em torno da média, frente à grande diversidade de despachos e fluxos. Como exemplos, para a Braskem o valor médio é 44.042, com possibilidade de atingir 76.002. Com valor médio de

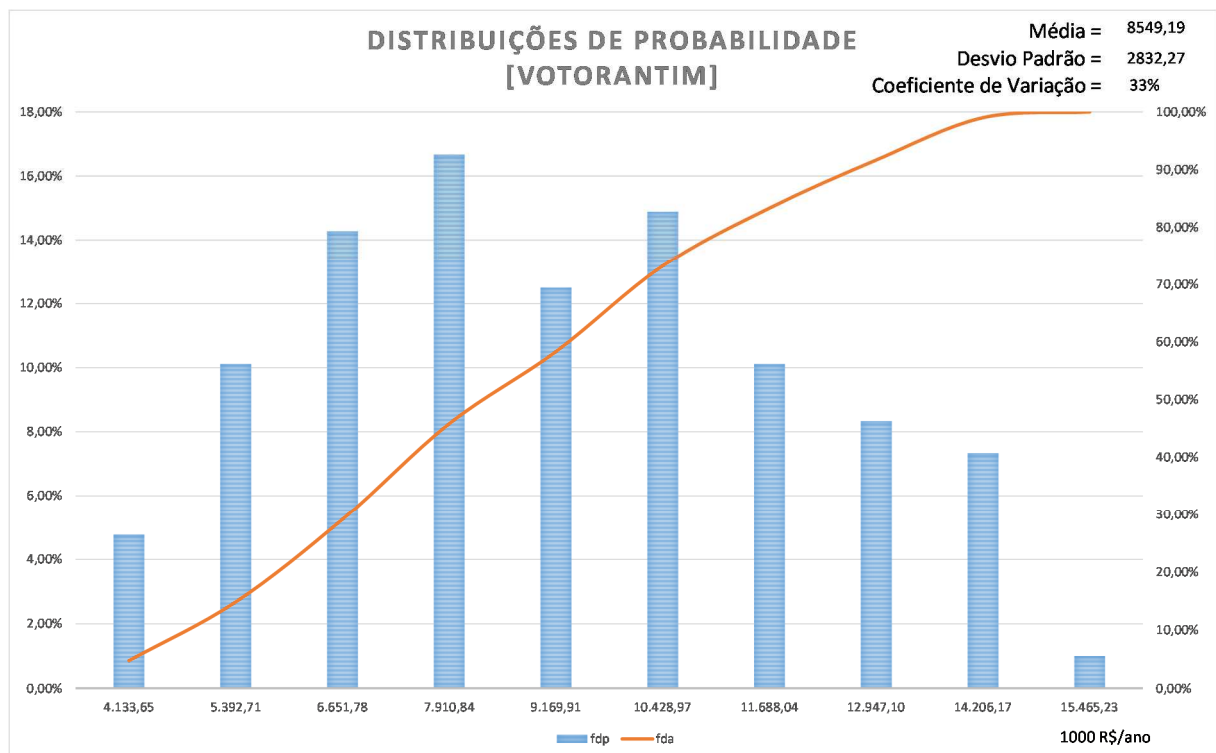
17.866, Gerdau pode ser afetada em até 22.611. Votorantim, por sua vez, pode ter que arcar com até 15.465, porém o valor médio é 8.549.



(a) Braskem.



(b) Gerdau.



(c) Votorantim.

Fig. 4.28 - Distribuições de Probabilidade para Cargas no Brasil.

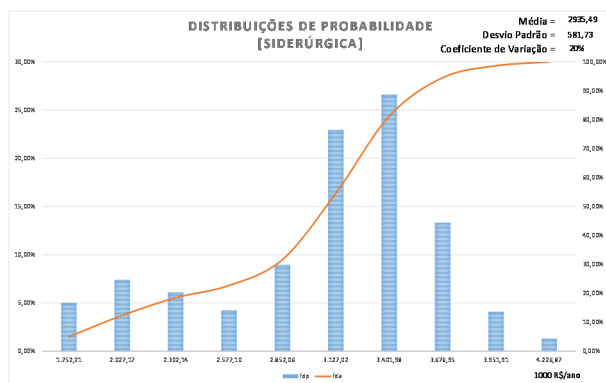
4.4.4. Análise Probabilística Aplicável à Carga – Riscos de Portfólio

Da mesma forma que para geradores, também é possível se ter uma análise probabilística para o empreendedor que detém diversas unidades fabris. Para fins ilustrativos, no Caso do Grupo Votorantim, composto pela Siderúrgica e Metais Níquel, pode-se ver os resultados da análise probabilística na Tabela 4.10. A soma dos valores médios para Siderúrgica e Metais Níquel bate com o valor médio para a Votorantim.

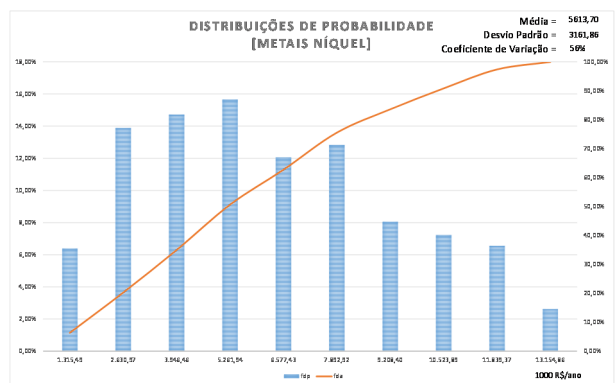
TABELA 4.10 – ENCARGOS DE TRANSMISSÃO – ANÁLISE PROBABILÍSTICA – VOTORANTIM.

Encargos (1000 R\$/ano)	Médio	Mínimo	Máximo	Variância	Desvio Padrão	Coeficiente de Variação (%)
Siderúrgica	2.935	1.477	4.227	338.603	582	20
Metais Níquel	5.614	0	13.155	10.002.907	3.162	56
Votorantim	8.549	2.875	15.465	8.026.191	2.832	33

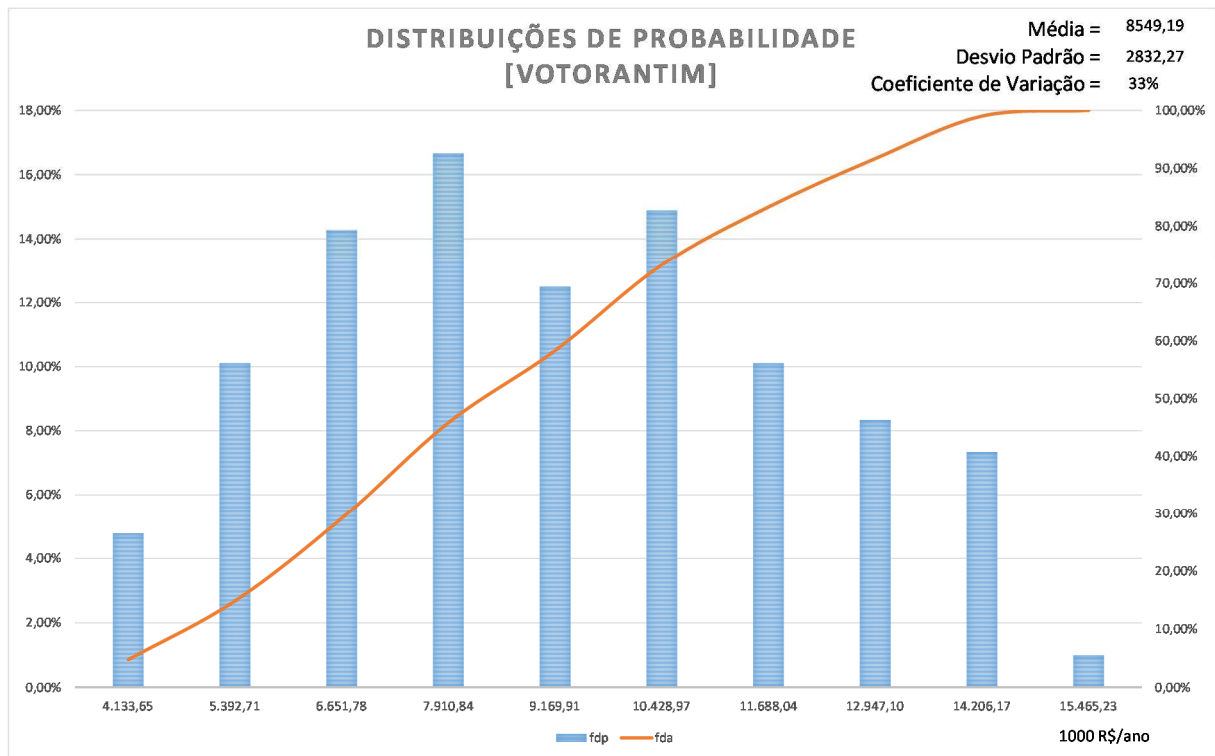
A Fig. 4.29 (c) traz as distribuições para os encargos de transmissão da Votorantim, que combinam informações das distribuições para Siderúrgica e Metais Níquel, Fig. 4.29 (a) e (b). Nota-se perfis diferentes de distribuição para tais unidades fabris.



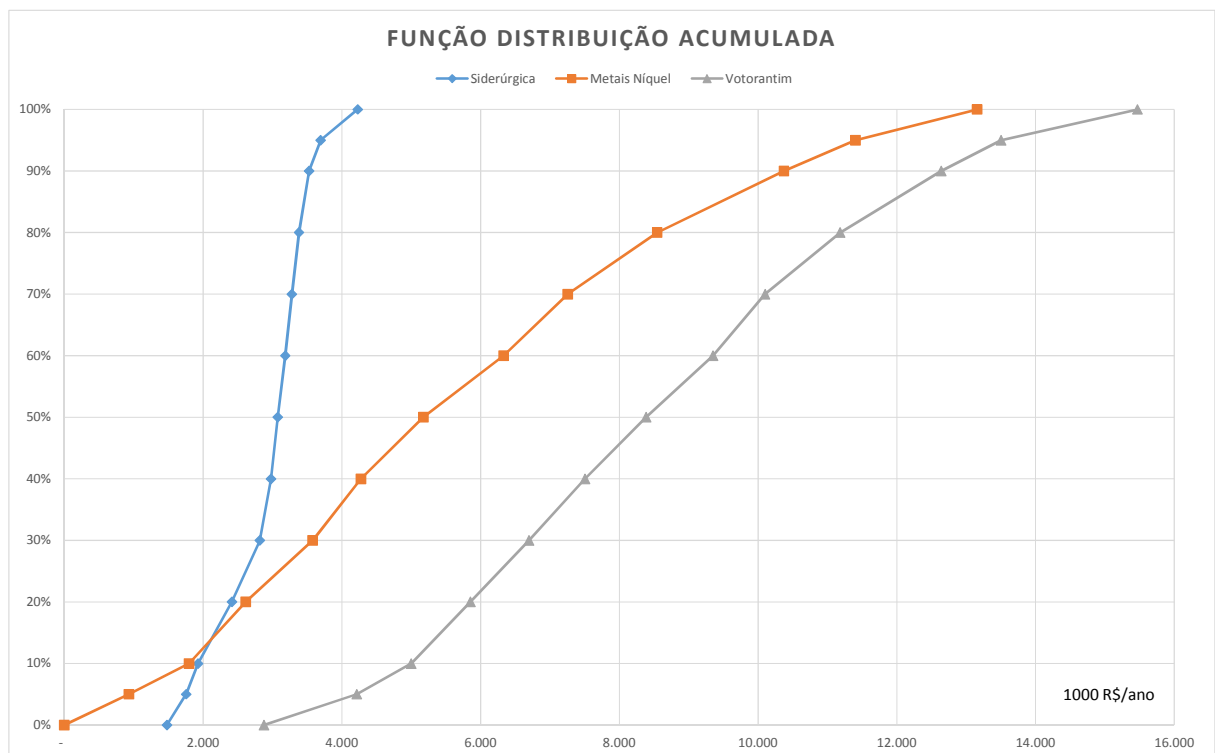
(a) Siderúrgica.



(b) Metais Níquel.



(c) Portfólio da Votorantim com Siderúrgica e Metais Níquel.



(d) Fda para Siderúrgica, Metais Níquel e Votorantim.

Fig. 4.29 Distribuições para Empreendimentos e Empreendedor - Votorantim.

Na Fig. 4.29 tem-se as fdas para Votorantim, Siderúrgica e Metais Níquel. Como os perfis de distribuição para Siderúrgica e Metais Níquel são diferentes, o que se tem é um conjunto de fdas bem assimétricas, o que torna o método para análise de risco para portfólio do empreendedor bem interessante e útil. Por exemplo, pode-se interpretar que há 90% de chance de que o encargo se limite a 3.528 (Siderúrgica, valor médio = 2.935), 10.373 (Metais Níquel, valor médio = 5.614) e 12.640 (Votorantim, valor médio = 8.549).

4.5. CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentados e discutidos os resultados, em formato de análises comparativas, para as condições de carga média baixa, no mês de julho de 2014, e alta, no mês de março de 2015, com diferentes perfis de carregamento da rede elétrica. Os cenários de geração (i.e., despacho) combinados com as condições de carga foram os predominantemente secos, 23 (1953) e 24 (1954), e predominantemente úmidos, 52 (1982) e 75 (2005). A configuração da rede elétrica utilizada foi a do PAR (Plano de Ampliações e Reforços) 2014-2015.

Para facilitar a explicação dos movimentos das tarifas de geração foram medidos e analisados os intercâmbios entre os submercados Nordeste, Norte, Sudeste e Sul. Notou-se uma grande variação nas tarifas, bem como nos intercâmbios. Esta é a principal proposta de valor da Tese; permitir a obtenção de tarifas aderentes a despachos realistas da operação, em base mensal.

Também foram apresentados e discutidos os resultados de análises probabilísticas para o conjunto de encargos de transmissão finais e anuais para 04 usinas termelétricas e 04 usinas hidrelétricas, bem como para 04 consumidores industriais eletrointensivos, localizados em distintos submercados, obtidos a partir da consideração de múltiplos cenários hidrológicos. Cada caso mereceu uma análise particular considerando as informações apresentadas tais como valores médio, mínimo e máximo, variância, desvio padrão e coeficiente de variação, além das respectivas distribuições. O método trouxe a inovação de permitir a análise de risco de portfólio para empreendedores que detêm a concessão/propriedade de diversas unidades geradoras/fabris.

Pode-se concluir que os movimentos mostrados e discutidos para as tarifas e encargos finais estão coerentes com a dinâmica do fluxo de potência na rede elétrica resultante da consideração de múltiplos cenários hidrológicos, refletindo a realidade operativa do sistema.

CAPÍTULO 5

PRECIFICAÇÃO NODAL E MÚLTIPLOS CENÁRIOS HIDROLÓGICOS EM CONDIÇÃO DE CARGA PESADA

5.1. INTRODUÇÃO

ESTE capítulo apresenta a sistemática e os resultados para a precificação nodal considerando múltiplos cenários hidrológicos em condição de carga pesada. Assim, o procedimento inovador proposto foi submetido a uma condição de carga semelhante à utilizada no programa Nodal, e diferente daquela usada na elaboração do Capítulo 4 (Cap. 4), qual seja, a condição de carga média, compatível com os modelos energéticos. A Fig. 5.1 permite a comparação da condição de carga anterior (demanda mensal, anterior) com a atual, elevada (nova demanda). Os meses de 1 a 12 são relativos ao ano de 2014, enquanto os meses de 13 a 24, ao ano de 2015. Nota-se que o valor máximo da demanda passou de 71.020 para 87.628, um fator de elevação de 23%.

Tal elevação da carga tem o propósito de provocar maior estresse e carregamento no sistema de transmissão e, portanto, intensificar o sinal locacional, deixando o resultado compatível com o programa Nodal, que trabalha com a demanda máxima. Até então o programa TUST com cenários hidrológicos considerou uma carga média, muito comum em modelos energéticos. O que se pretende demonstrar aqui é que usuários que fazem maior uso da rede, grandes geradores distantes dos importantes centros de consumo, por exemplo, tendem a ser mais onerados, e vice-versa, em termos de precificação nodal. Por fim, importante ressaltar que todos os demais benefícios trazidos pelo procedimento proposto, e que foram amplamente discutidos no Cap. 4, estão preservados.

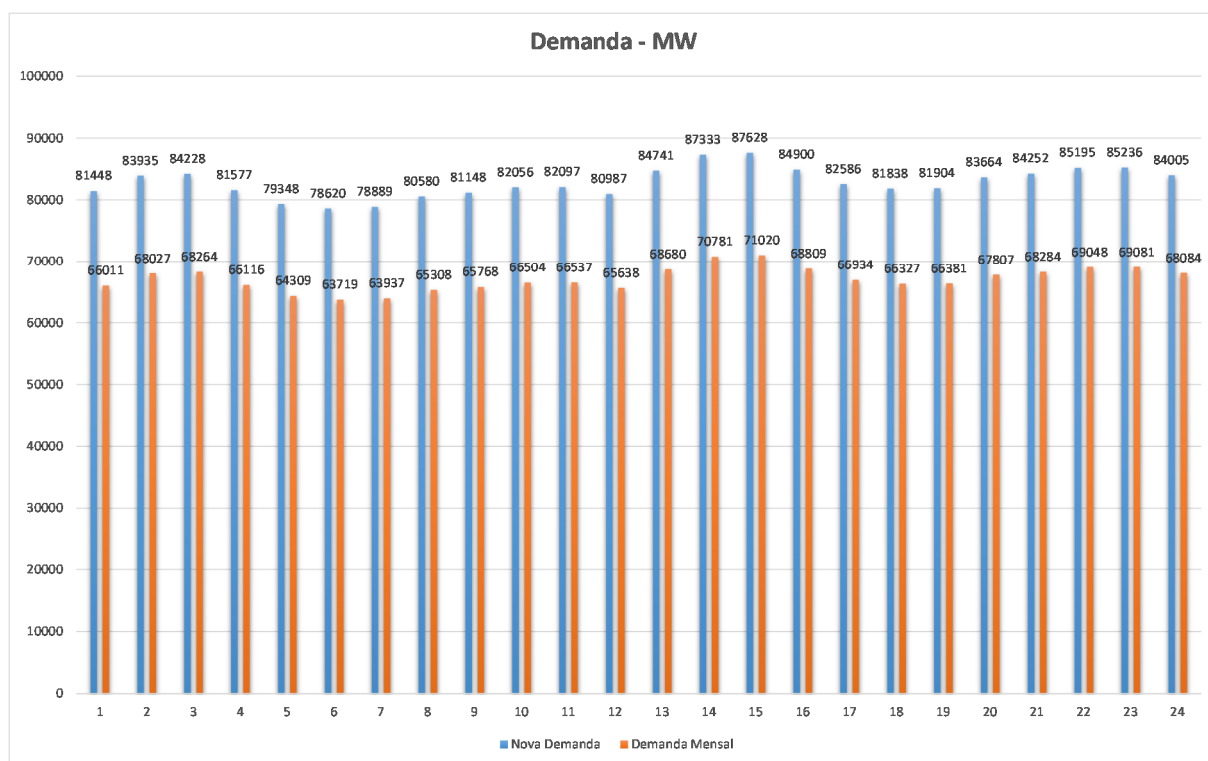
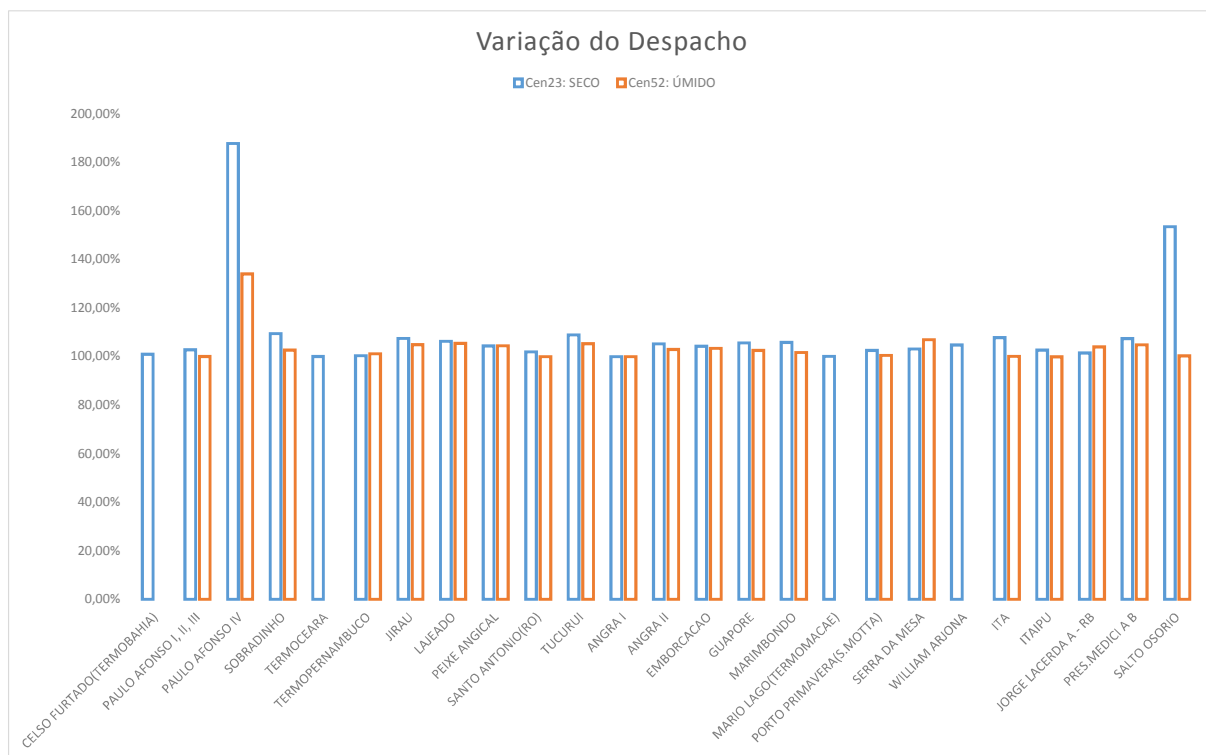


Fig. 5.1 - Nova Demanda Mensal (MW).

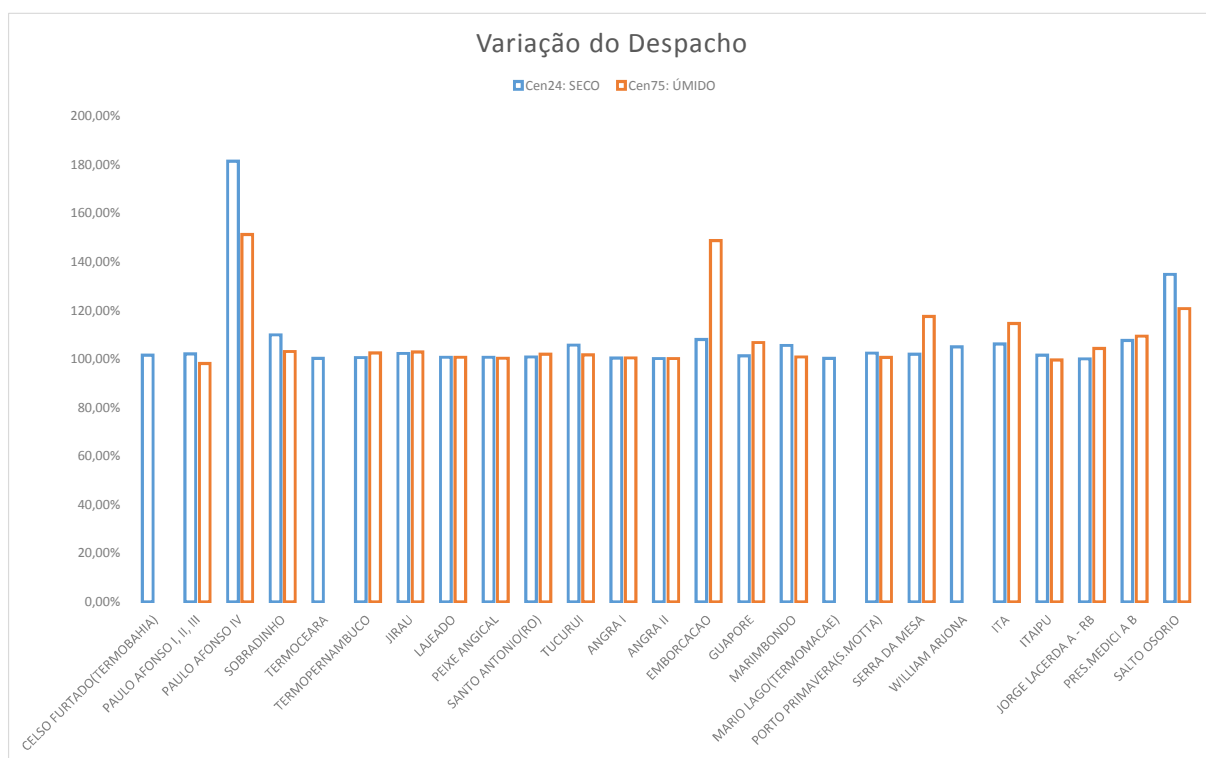
5.2. AJUSTE DO DESPACHO

Como houve uma elevação da carga em torno de 23%, há que se promover um ajuste do despacho oriundo dos modelos energéticos. O ajuste consiste na elevação do despacho inicial de modo a permitir o equilíbrio entre oferta e demanda, considerando as perdas elétricas. O racional do ajuste é fazer uso das sobras das unidades geradoras, comparando-se o despacho inicial com a capacidade disponível, para distribuir o incremento promovido na carga. Uma abordagem alternativa é apresentada em [BRD16].

Para fim de ilustração, a Fig.5.2 apresenta a variação percentual do despacho para as principais usinas, ao se comparar os valores obtidos com a carga pesada (Cap. 5) e carga média (Cap. 4). O que se observa é que, muito embora tenha havido o ajuste do despacho, conforme descrito anteriormente, os valores obtidos de geração para a condição de carga pesada se aproximam muito daqueles obtidos para a condição de carga média, com despacho em torno de 100%, o que significa dizer que, para estas usinas de destaque, o despacho indicado pelos modelos energéticos foi praticamente preservado.



(a) Cen. 23 x Cen. 52, julho de 2014.



(b) Cen. 24 x Cen. 75, março de 2015.

Fig. 5.2 - Variação (%) do Despacho para as Principais Usinas – Cap. 5 x Cap. 4.

5.3. APLICAÇÃO NUMÉRICA

Foi utilizado o mesmo caso-teste completo para o Sistema Elétrico Brasileiro 2014/2015. Na Tabela 5.1 são apresentadas as tarifas de transmissão, para as usinas hidrelétricas e termelétricas de destaque nos diferentes submercados, obtidas para os cenários hidrológicos 23 e 52, ou decisões operativas de geração, e carga pesada (baixa) do mês de julho de 2014. A Receita Anual Permitida a ser rateada no Ciclo 2014-2015 na proporção 50-50% entre geradores e cargas é de R\$ 10,25 bilhões. Também são mostradas as respectivas potências despachadas.

De modo a permitir a comprovação da intensificação do sinal locacional com a elevação da carga, de média (Cap. 4) para pesada (Cap. 5), são apresentadas as tarifas e os despachos obtidos nos cenários 23 (seco) e 52 (úmido), condição de carga pesada (baixa) de julho de 2014, na Tabela 5.1 e 5.2; e nos Cenários 24 (seco) e 75 (úmido), condição de carga pesada (alta) de março de 2015, na Tabela 5.3 e 5.4.

TABELA 5.1 – TARIFAS DE TRANSMISSÃO E DESPACHOS EM CADA CENÁRIO: 23 E 52.

Tipo	Usina	Submercado	Cen23: SECO		Cen52: ÚMIDO	
			Tarifa (R\$/kW.mês)	Pot.Des. (MW)	Tarifa (R\$/kW.mês)	Pot.Des. (MW)
UTE	CELSO FURTADO(TERMOBAHIA)	NORDESTE	7,20	147,93	1,90	4,21
UHE	PAULO AFONSO I, II, III	NORDESTE	10,28	1021,84	5,53	1421,03
UHE	PAULO AFONSO IV	NORDESTE	2,59	207,54	2,06	211,63
UHE	SOBRADINHO	NORDESTE	4,27	350,04	3,15	507,97
UTE	TERMOCEARA	NORDESTE	13,54	213,34	1,97	5,04
UTE	TERMOPERNAMBUCO	NORDESTE	10,38	481,74	1,11	352,80
UHE	JIRAU	NORTE	3,01	1404,55	4,28	1244,14
UHE	LAJEADO	NORTE	3,57	378,27	2,67	283,10
UHE	PEIXE ANGICAL	NORTE	3,27	251,33	2,32	178,62
UHE	SANTO ANTONIO(RO)	NORTE	3,99	1967,95	8,94	2878,47
UHE	TUCURUI	NORTE	4,34	2894,43	3,61	2705,50
UTE	ANGRA I	SUDESTE	0,00	620,35	0,00	620,54
UTE	ANGRA II	SUDESTE	0,00	591,94	0,98	579,13
UHE	EMBORCACAO	SUDESTE	1,14	610,36	1,76	498,40
UHE	GUAPORE	SUDESTE	1,77	53,74	3,84	59,32
UHE	ILHA SOLTEIRA	SUDESTE	0,00	3359,86	3,85	3222,44
UHE	MARIMBONDO	SUDESTE	0,65	628,01	2,62	855,84
UTE	MARIO LAGO(TERMOMACAE)	SUDESTE	0,00	874,17	1,88	20,86
UHE	PORTO PRIMAVERA(S.MOTTA)	SUDESTE	0,22	974,83	4,26	1283,38
UHE	SERRA DA MESA	SUDESTE	3,04	750,30	2,06	344,98
UTE	WILLIAM ARJONA	SUDESTE	1,09	91,31	2,03	4,36
UHE	ITA	SUL	0,00	539,10	1,49	1397,84
UHE	ITAIPU	SUL	0,00	7171,39	1,89	12221,75
UTE	JORGE LACERDA A - RB	SUL	0,00	91,44	1,11	46,77
UTE	PRES.MEDICI A B	SUL	0,77	123,12	1,64	110,02
UHE	SALTO OSORIO	SUL	1,09	118,16	3,29	971,63

TABELA 5.2 – VARIAÇÃO (%) DAS TARIFAS E DOS DESPACHOS: CEN. 23 X CEN. 52.

Tipo	Usina	Submercado	Cen23: SECO		Cen52: ÚMIDO	
			Tarifa (R\$/kW.mês)	Pot.Des. (MW)	Tarifa (R\$/kW.mês)	Pot.Des. (MW)
UTE	CELSO FURTADO(TERMOBAHIA)	NORDESTE	108,76%	100,95%	94,53%	NA
UHE	PAULO AFONSO I, II, III	NORDESTE	138,32%	102,74%	NA	99,98%
UHE	PAULO AFONSO IV	NORDESTE	109,28%	187,80%	149,28%	134,01%
UHE	SOBRADINHO	NORDESTE	100,23%	109,41%	NA	102,61%
UTE	TERMOCEARA	NORDESTE	93,25%	100,05%	98,01%	NA
UTE	TERMOPERNAMBUCO	NORDESTE	124,16%	100,34%	NA	101,15%
UHE	JIRAU	NORTE	88,53%	107,49%	88,25%	104,90%
UHE	LAJEADO	NORTE	89,70%	106,27%	476,79%	105,46%
UHE	PEIXE ANGICAL	NORTE	85,83%	104,36%	317,81%	104,42%
UHE	SANTO ANTONIO(RO)	NORTE	84,89%	101,92%	81,35%	99,96%
UHE	TUCURUI	NORTE	94,14%	108,86%	392,39%	105,26%
UTE	ANGRA I	SUDESTE	NA	99,93%	0,00%	99,96%
UTE	ANGRA II	SUDESTE	0,00%	105,23%	47,80%	102,96%
UHE	EMBORCACAO	SUDESTE	62,64%	104,23%	89,80%	103,40%
UHE	GUAPORE	SUDESTE	76,96%	105,62%	87,47%	102,51%
UHE	ILHA SOLTEIRA	SUDESTE	0,00%	405,23%	146,39%	554,80%
UHE	MARIMBONDO	SUDESTE	50,39%	105,86%	83,71%	101,64%
UTE	MARIO LAGO(TERMOMACAE)	SUDESTE	0,00%	100,10%	93,53%	NA
UHE	PORTO PRIMAVERA(S.MOTTA)	SUDESTE	21,36%	102,52%	69,04%	100,46%
UHE	SERRA DA MESA	SUDESTE	82,83%	103,11%	162,20%	106,89%
UTE	WILLIAM ARJONA	SUDESTE	81,34%	104,73%	101,00%	NA
UHE	ITA	SUL	NA	107,78%	32,96%	100,08%
UHE	ITAIPU	SUL	NA	102,61%	37,80%	99,84%
UTE	JORGE LACERDA A - RB	SUL	NA	101,41%	49,12%	103,93%
UTE	PRES.MEDICI A B	SUL	77,00%	107,41%	59,64%	104,78%
UHE	SALTO OSORIO	SUL	69,87%	153,49%	55,11%	100,25%

Conforme mencionado, na Tabela 5.1 estão dispostos os resultados para a carga pesada, cenários 23 (seco) e 52 (úmido), condição de carga (baixa) de julho de 2014. O mesmo raciocínio desenvolvido no Cap. 4 na análise das tarifas e dos despachos se aplica aqui, no Cap. 5. Vale, portanto, como complemento, comparar os valores obtidos no Cap. 5 com aqueles obtidos no Cap. 4. A Tabela 5.2 traz a variação percentual⁶ nas tarifas e nos despachos, com uma escala de cores que permite facilmente a visualização de decrementos (azul) e incrementos (vermelho). Constata-se, assim, que as tarifas das usinas localizadas nos submercados Sudeste e Sul, onde estão os principais centros de consumo do país, e as principais unidades fabris instaladas em seus estados, foram reduzidas (os maiores decrementos assumem coloração azul intenso, e vice-versa) com a elevação da carga, comprovando-se a intensificação do sinal locacional. Como destaques, pode-se relacionar o caso das usinas Porto Primavera e Itá. Para reforçar o entendimento, as tarifas das usinas localizadas nos submercados Nordeste e Norte, mais dis-

⁶ Notar que a referência de 100% diz respeito aos valores obtidos no Cap. 4, condição de carga média.

tantes eletricamente das principais cargas, foram aumentadas (os maiores incrementos assumem coloração vermelho intenso, e vice-versa). Vale realçar o caso das usinas Paulo Afonso e Lajeado.

TABELA 5.3 – TARIFAS DE TRANSMISSÃO E DESPACHOS EM CADA CENÁRIO: 24 E 75.

Tipo	Usina	Submercado	Cen24: SECO		Cen75: ÚMIDO	
			Tarifa (R\$/kW.mês)	Pot.Des. (MW)	Tarifa (R\$/kW.mês)	Pot.Des. (MW)
UTE	CELSO FURTADO(TERMOBAHIA)	NORDESTE	5,85	133,57	1,92	9,41
UHE	PAULO AFONSO I, II, III	NORDESTE	9,92	1110,27	14,57	1987,92
UHE	PAULO AFONSO IV	NORDESTE	2,49	219,25	2,67	343,45
UHE	SOBRADINHO	NORDESTE	3,96	341,60	5,74	679,56
UTE	TERMOCEARA	NORDESTE	11,83	204,39	2,05	11,26
UTE	TERMOPERNAMBUCO	NORDESTE	8,82	460,15	4,71	357,73
UHE	JIRAU	NORTE	4,26	2438,06	4,94	2434,19
UHE	LAJEADO	NORTE	5,39	768,51	5,93	796,91
UHE	PEIXE ANGICAL	NORTE	4,31	425,69	4,95	464,36
UHE	SANTO ANTONIO(RO)	NORTE	4,89	2348,36	5,32	2093,89
UHE	TUCURUI	NORTE	5,08	3724,21	7,94	6378,96
UTE	ANGRA I	SUDESTE	0,00	562,07	0,00	562,56
UTE	ANGRA II	SUDESTE	0,00	1231,79	0,00	1232,23
UHE	EMBORCACAO	SUDESTE	1,32	440,73	1,67	170,40
UHE	GUAPORE	SUDESTE	2,86	92,54	2,98	55,84
UHE	ILHA SOLTEIRA	SUDESTE	0,12	3354,33	0,99	3211,53
UHE	MARIMBONDO	SUDESTE	0,81	649,03	0,80	1240,02
UTE	MARIO LAGO(TERMOMACAE)	SUDESTE	0,00	845,25	1,54	46,62
UHE	PORTO PRIMAVERA(S.MOTTA)	SUDESTE	0,44	994,94	1,12	1375,00
UHE	SERRA DA MESA	SUDESTE	3,26	880,26	2,46	343,71
UTE	WILLIAM ARJONA	SUDESTE	1,27	89,11	1,72	9,75
UHE	ITA	SUL	0,00	617,24	0,15	434,75
UHE	ITAIPU	SUL	0,00	8456,95	0,00	12197,78
UTE	JORGE LACERDA A - RB	SUL	0,00	118,45	0,00	68,86
UTE	PRES.MEDICI A B	SUL	0,40	122,75	0,42	124,81
UHE	SALTO OSORIO	SUL	0,87	156,05	0,48	260,21

TABELA 5.4 – VARIAÇÃO (%) DAS TARIFAS E DOS DESPACHOS: CEN. 24 X CEN. 75.

Tipo	Usina	Submercado	Cen24: SECO		Cen75: ÚMIDO	
			Tarifa (R\$/kW.mês)	Pot.Des. (MW)	Tarifa (R\$/kW.mês)	Pot.Des. (MW)
UTE	CELSO FURTADO(TERMOBAHIA)	NORDESTE	300,00%	101,56%	102,67%	NA
UHE	PAULO AFONSO I, II, III	NORDESTE	239,60%	102,11%	275,56%	98,11%
UHE	PAULO AFONSO IV	NORDESTE	120,29%	181,48%	132,18%	151,31%
UHE	SOBRADINHO	NORDESTE	121,85%	110,01%	146,43%	103,08%
UTE	TERMOCEARA	NORDESTE	129,29%	100,25%	109,63%	NA
UTE	TERMOPERNAMBUCO	NORDESTE	275,63%	100,57%	495,79%	102,56%
UHE	JIRAU	NORTE	73,96%	102,28%	80,85%	102,89%
UHE	LAJEADO	NORTE	79,85%	100,73%	92,22%	100,69%
UHE	PEIXE ANGICAL	NORTE	75,35%	100,72%	89,51%	100,36%
UHE	SANTO ANTONIO(RO)	NORTE	72,02%	100,91%	80,00%	101,97%
UHE	TUCURUI	NORTE	89,59%	105,79%	97,54%	101,74%
UTE	ANGRA I	SUDESTE	0,00%	100,38%	NA	100,47%
UTE	ANGRA II	SUDESTE	0,00%	100,15%	NA	100,19%
UHE	EMBORCACAO	SUDESTE	61,11%	108,02%	86,98%	148,76%
UHE	GUAPORE	SUDESTE	54,68%	101,32%	77,20%	106,75%
UHE	ILHA SOLTEIRA	SUDESTE	6,49%	252,45%	38,37%	126,39%
UHE	MARIMBONDO	SUDESTE	40,91%	105,62%	33,90%	100,87%
UTE	MARIO LAGO(TERMOMACAE)	SUDESTE	0,00%	100,25%	82,35%	NA
UHE	PORTO PRIMAVERA(S.MOTTA)	SUDESTE	22,22%	102,42%	38,49%	100,62%
UHE	SERRA DA MESA	SUDESTE	73,92%	102,01%	94,62%	117,53%
UTE	WILLIAM ARJONA	SUDESTE	62,56%	105,07%	91,98%	NA
UHE	ITA	SUL	0,00%	106,24%	14,56%	114,63%
UHE	ITAIPU	SUL	0,00%	101,56%	0,00%	99,65%
UTE	JORGE LACERDA A - RB	SUL	NA	100,09%	NA	104,33%
UTE	PRES.MEDICI A B	SUL	61,54%	107,60%	62,69%	109,42%
UHE	SALTO OSORIO	SUL	60,00%	134,84%	39,34%	120,78%

Os resultados com a carga pesada para as tarifas e os despachos, nos cenários 24 (seco) e 75 (úmido), condição de carga (alta) de março de 2015, são mostrados na Tabela 5.3. A análise dos movimentos das tarifas em consonância com os despachos e os fluxos entre os submercados foi explorada exhaustivamente no Cap. 4, e lógica similar se aplica ao Cap. 5. Quanto à comparação dos valores resultantes no Cap. 5 e no Cap. 4, o que de fato interessa aqui, a Tabela 5.4 deixa ainda mais evidente a intensificação do sinal locacional, na qual as tarifas das usinas localizadas nos submercados Nordeste e Norte se apresentam com variação vermelho intenso, representando incremento acentuado, caso das usinas TermoPernambuco e TermoBahia, enquanto as tarifas das usinas localizadas nos submercados Sudeste e Sul possuem variação azul intenso, representando decremento acentuado, como as usinas Porto Primavera e Itá.

5.4. ANÁLISE PROBABILÍSTICA

Conforme apresentado no Cap. 4, estatísticas foram calculadas para o conjunto de tarifas ou encargos associados aos diferentes cenários hidrológicos, resultando em parâmetros como valor esperado, variância e desvio padrão, além da função densidade de probabilidade (fdp) e função distribuição de probabilidade acumulada (fda) para as tarifas ou os encargos de geradores e cargas.

A Tabela 5.5 apresenta a estatística para a Parcela Locacional, medida no Cap. 4 e Cap. 5, com as condições de carga média e pesada, respectivamente. Como discutido há pouco, as tarifas das principais usinas comprovam a intensificação do sinal locacional com a elevação da carga. Em adicional, quando se faz uma análise probabilística da Parcela Locacional, constata-se que, de fato, houve um aumento de aproximadamente 20% no valor médio, passando de 1.199.182 para 1.449.070 (1.000 R\$/ano); o valor máximo foi elevado em cerca de 18%. Importante notar que estes aumentos são da mesma ordem do incremento promovido na carga, algo em torno de 23%, demonstrando a linearidade do modelo.

TABELA 5.5 – PARCELA LOCACIONAL.

Encargos (1.000 R\$/ano)	Médio	Mínimo	Máximo	Variância	Desvio Padrão	Coeficiente de Variação (%)
Carga Média (Cap. 4)	1.199.182 (23.40%)	879.531 (17.17%)	1.623.700 (31.69%)	14.956.794.474	122.264	10
Carga Pesada (Cap. 5)	1.449.070 (28.28%)	1.103.021 (21.53%)	1.917.593 (37.43%)	23.539.820.415	153.384	11

A Fig. 5.3 mostra as distribuições de probabilidade da Parcela Locacional para o Cap. 4 e Cap. 5. Os valores recuperados pela Parcela Locacional no Cap. 4 excursionam de 879.531 (17.17%) a 1.623.700 (31.69%), com valor médio de 1.199.182 (23.40%). A respectiva fdp se mostra bem comportada, com concentração de valores em torno da média (coeficiente de variação de apenas 10%).

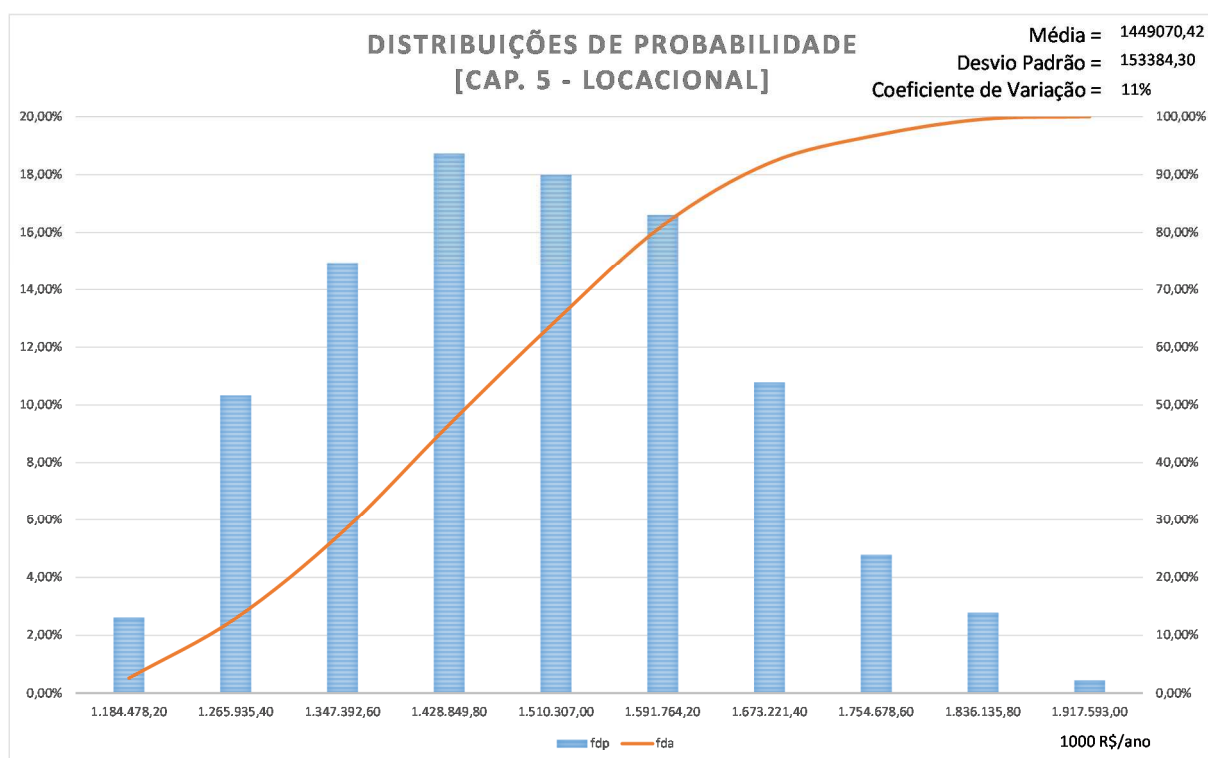
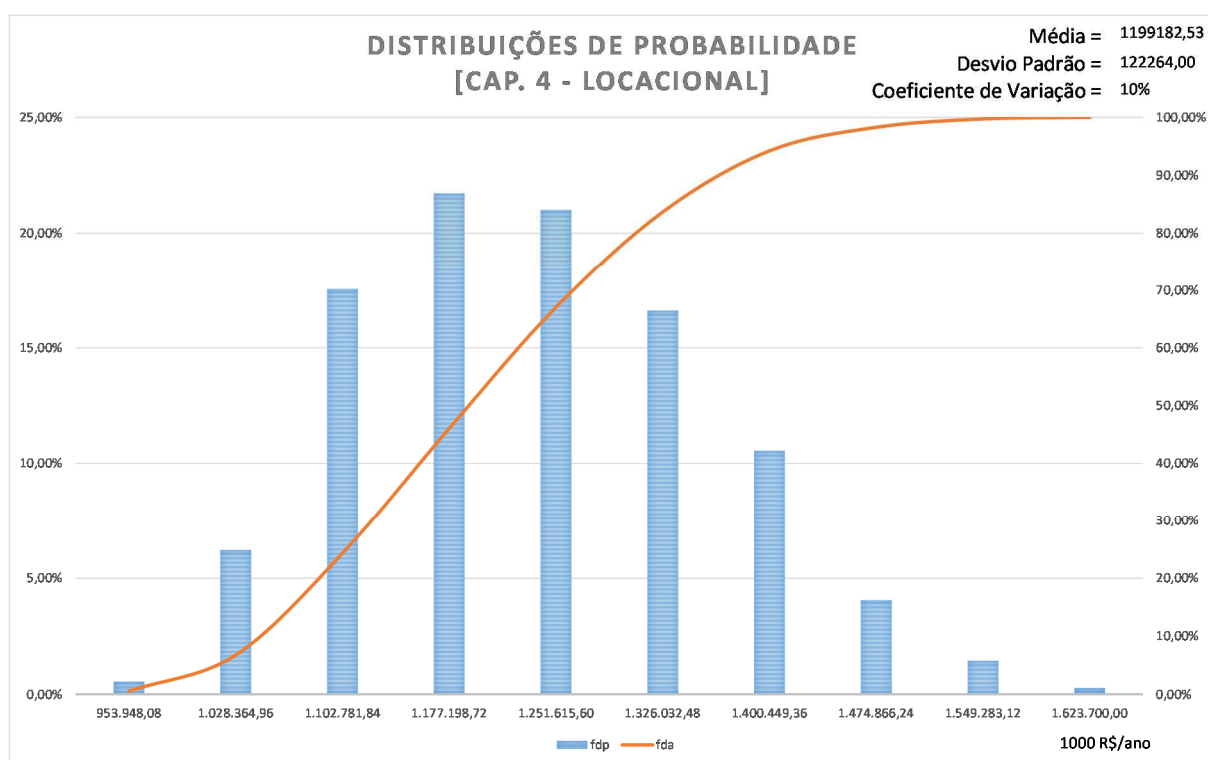


Fig. 5.3 – Distribuições de Probabilidade da Parcela Locacional.

Por outro lado, as Distribuições de Probabilidade da Parcela Locacional no Cap. 5 têm como valores limites 1.103.021 (21,53%) e 1.917.593 (37,43%), e valor médio 1.449.070 (28,28%). Da mesma forma que no Cap. 4, a fdp tem pequeno valor de coeficiente de variação, de 10%.

5.4.1. Análise Probabilística Aplicável à Geração

Em seguida, procede-se à análise probabilística para as principais usinas termelétricas e hidrelétricas, instaladas em toda a extensão territorial do país, com o mesmo objetivo de avaliar a intensificação do sinal locacional promovida com a elevação da carga. A Tabela 5.6 traz os principais parâmetros obtidos no Cap. 4 (carga média) e Cap. 5 (carga pesada). Para que seja possível tal comparação de resultados, torna-se necessária a análise de tarifas, considerando que cada capítulo tem perfis de carga diferenciados, que por sua vez resultam em encargos de difícil comparação.

TABELA 5.6 – TARIFAS DE TRANSMISSÃO – ANÁLISE PROBABILÍSTICA – UTEs e UHEs.

Tarifas (R\$/kW.mês)	Médio	Mínimo	Máximo	Variância	Desvio Padrão	Coefficiente de Variação (%)
TermoPernambuco (Cap. 4)	1,80	0	9,75	5,87	2,42	134
TermoPernambuco (Cap. 5)	5,36	0	10,66	7,24	2,69	50
Angra I (Cap. 4)	0,95	0	3,44	0,89	0,94	99
Angra I (Cap. 5)	0,10	0	1,82	0,12	0,35	361
Angra II (Cap. 4)	0,87	0	3,49	0,90	0,95	109
Angra II (Cap. 5)	0,05	0	1,58	0,03	0,17	364
Jorge Lacerda (Cap. 4)	1,39	0	6,66	2,37	1,54	110
Jorge Lacerda (Cap. 5)	0,58	0	4,11	0,80	0,89	153
Sobradinho (Cap. 4)	3,26	0	8,68	5,59	2,36	73
Sobradinho (Cap. 5)	4,93	0,92	8,54	3,50	1,87	38
Santo Antônio (Cap. 4)	6,31	2,25	11,53	3,67	1,92	30
Santo Antônio (Cap. 5)	5,00	1,92	9,87	2,62	1,62	32
Marimbondo (Cap. 4)	2,39	0,92	5,31	0,59	0,77	32
Marimbondo (Cap. 5)	1,29	0	4,18	0,37	0,61	47
Itaipu (Cap. 4)	1,85	0	5,49	2,17	1,47	80
Itaipu (Cap. 5)	0,45	0	3,55	0,43	0,65	144

As distribuições de probabilidade para as usinas termelétricas TermoPernambuco (Nordeste), Angra I e II (Sudeste) e Jorge Lacerda (Sul) são apresentadas na Fig. 5.4, comparando-se os resultados obtidos para o Cap. 4 e Cap. 5. Observa-se nitidamente uma elevação da tarifa média para TermoPernambuco, e uma redução da tarifa média para Angra I e II e Jorge Lacerda, usinas termelétricas localizadas nos principais centros de carga do país.

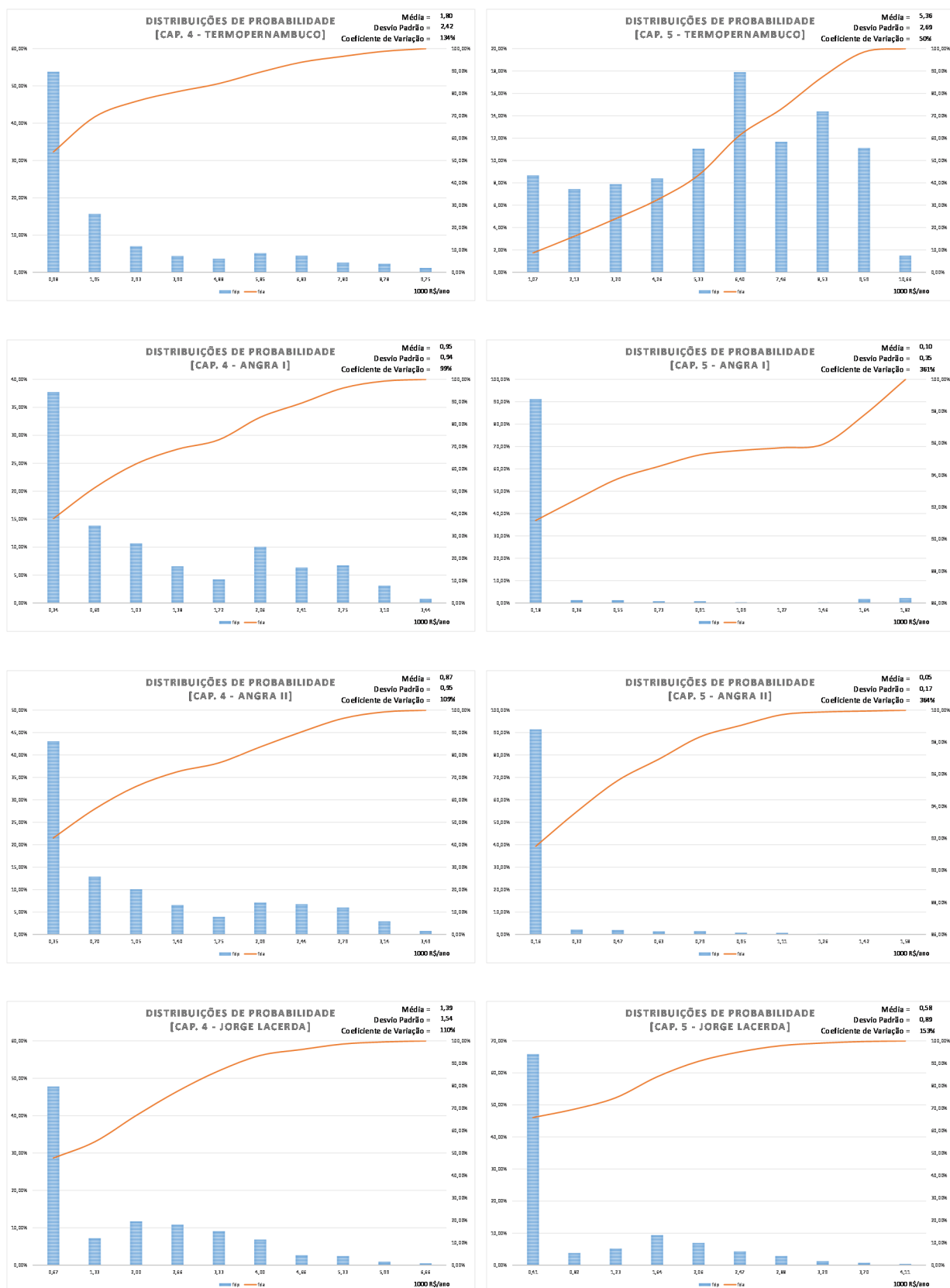
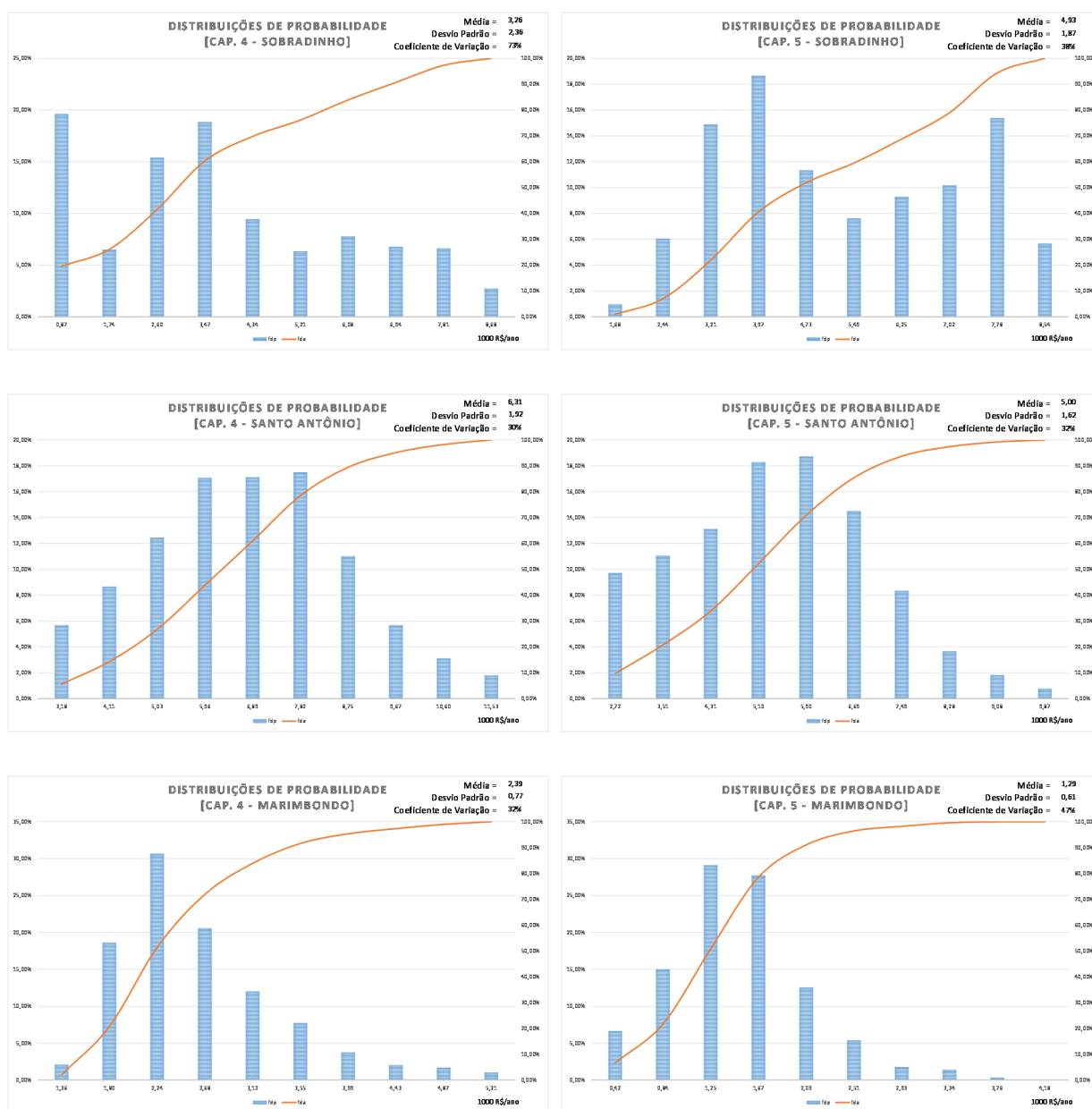


Fig. 5.4 - Distribuições de Probabilidade para UTEs nos 4 Submercados.

Na Fig. 5.5 estão dispostas as distribuições de probabilidade para as usinas hidrelétricas Sobradinho (Nordeste), Santo Antônio (Norte), Marimbondo (Sudeste) e Itaipu (Sul). De modo análogo ao que ocorre para as usinas termelétricas, as tarifas médias para as usinas hidrelétricas localizadas nos submercados Sudeste e Sul decresceram. Sobradinho, pertencente ao submercado Nordeste, por outro lado, teve a tarifa média elevada. O caso de Santo Antônio merece um olhar atento e particular; embora localizada no submercado Norte, toda a energia é diretamente injetada no submercado Sudeste, por meio de um longo tronco de transmissão, o que explica a redução da tarifa média. Assim, é fato que todos estes movimentos de tarifas médias para UTEs e UHEs estão estreitamente relacionados com a intensificação do sinal locacional.



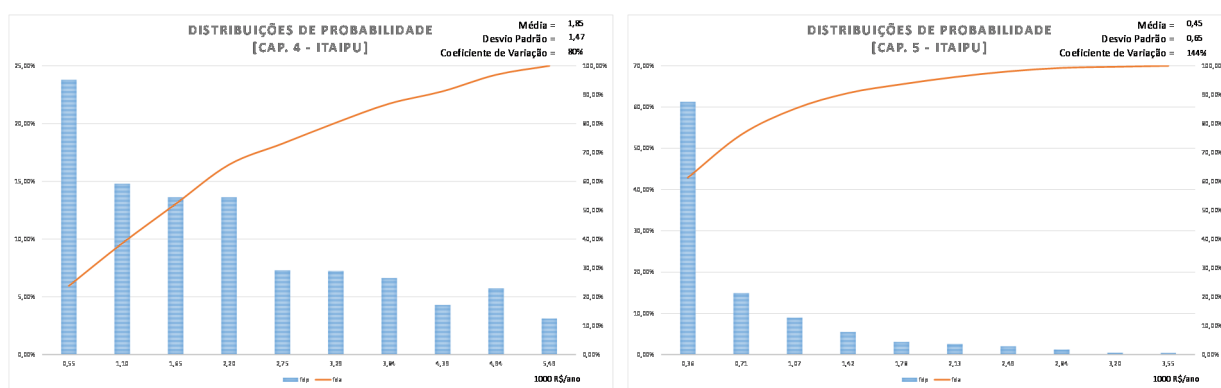


Fig. 5.5 - Distribuições de Probabilidade para UHEs nos 4 Submercados.

5.4.2. Análise Probabilística Aplicável à Carga

Análise probabilística similar se aplica às cargas. Um consumidor eletrointensivo bem representativo do segmento, que possui unidades fabris em todo o território nacional, é a Gerdau. A Tabela 5.7 mostra as conexões para as fábricas AçoNorte (Pernambuco), Usiba (Bahia), Aços Longos (São Paulo) e Charqueadas (Rio Grande do Sul).

TABELA 5.7 – CONEXÃO DO CONSUMIDOR LIVRE GERDAU.

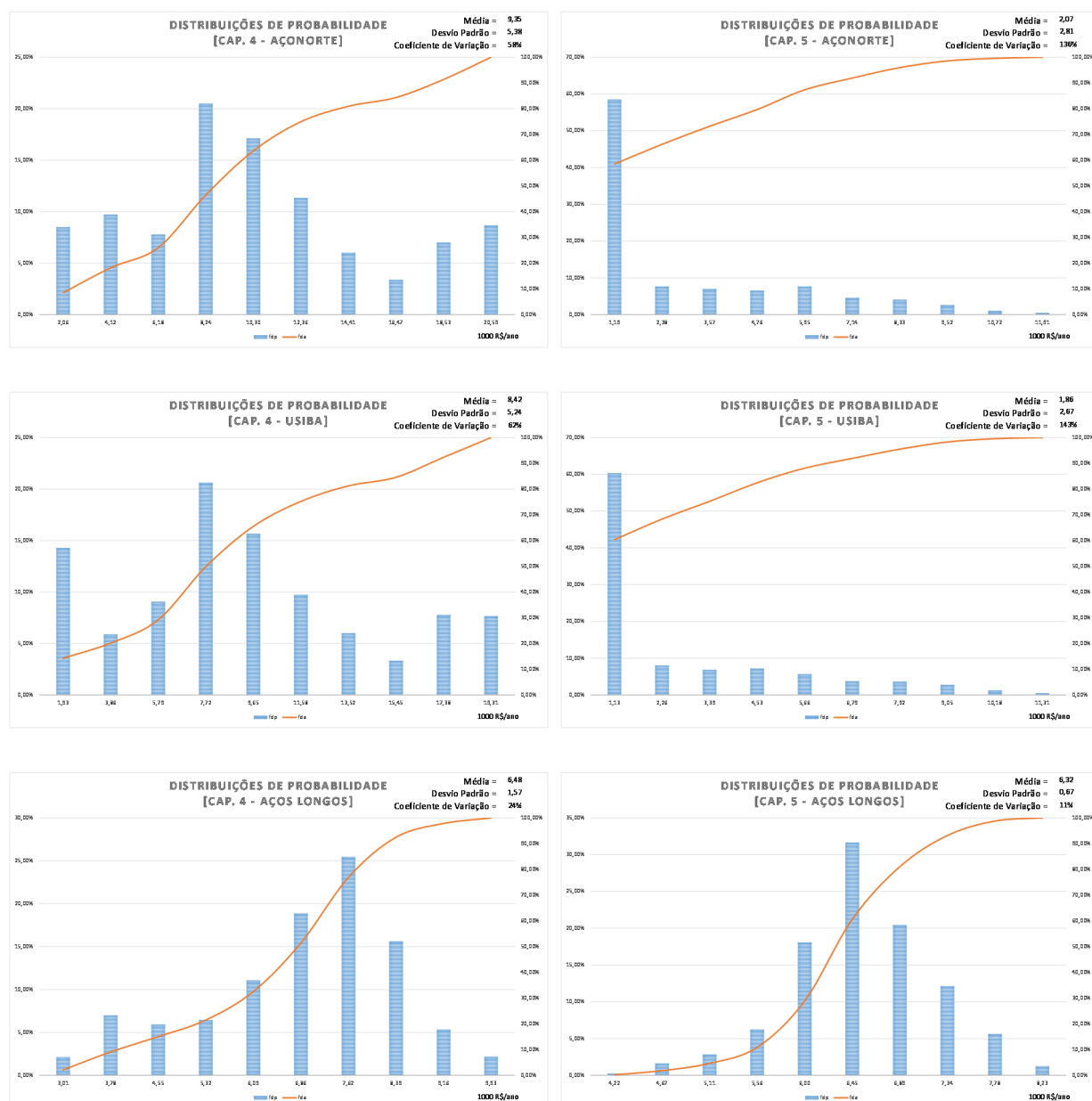
CONSUMIDOR LIVRE	PONTO DE CONEXÃO (Barramento/Subestação)	Nº DA BARRA
GERDAU AÇONORTE - PE	SE BONGI - 230	5152
GERDAU - USIBA - BA	SE COTEGIPE - 230 kV	5802
GERDAU AÇOS LONGOS-SP	SE GERDAU - 440 kV	585
GERDAU - CHARQUEADAS	SE CHARQUEADAS 230 kV	951

As tarifas médias para as referidas fábricas da Gerdau, comparando-se o Cap. 4 com o Cap. 5, estão dispostas na Tabela 5.8.

TABELA 5.8 – TARIFAS DE TRANSMISSÃO – ANÁLISE PROBABILÍSTICA – GERDAU.

Tarifas (R\$/kW.mês)	Médio	Mínimo	Máximo	Variância	Desvio Padrão	Coefficiente de Variação (%)
AçoNorte – PE (Cap. 4)	9,35	0	20,59	29,01	5,38	58
AçoNorte – PE (Cap. 5)	2,07	0	11,91	7,91	2,81	136
USIBA – BA (Cap. 4)	8,42	0	19,31	27,52	5,24	62
USIBA – BA (Cap. 5)	1,86	0	11,31	7,11	2,67	143
Aços Longos – SP (Cap. 4)	6,48	2,25	9,93	2,45	1,57	24
Aços Longos – SP (Cap. 5)	6,32	3,78	8,23	0,45	0,67	11
Charqueadas – RS (Cap. 4)	9,19	0,66	15,37	10,78	3,28	36
Charqueadas – RS (Cap. 5)	9,74	3,11	13,07	5,21	2,28	23

Raciocínio inverso vale para as cargas. Assim, as fábricas da Gerdau localizadas nos submercados Sudeste (Aços Longos – SP) e Sul (Charqueadas – RS), onde já há grande concentração de consumo, tiveram elevação (ou manutenção do patamar) da tarifa média. Por outro lado, no submercado Nordeste, as fábricas localizadas em Pernambuco (AçoNorte) e Bahia (Usiba) experimentaram uma redução acentuada, demonstrando o fortalecimento do sinal locacional com a elevação da carga. As Distribuições de Probabilidade para as 04 fábricas são apresentadas na Fig. 5.6.



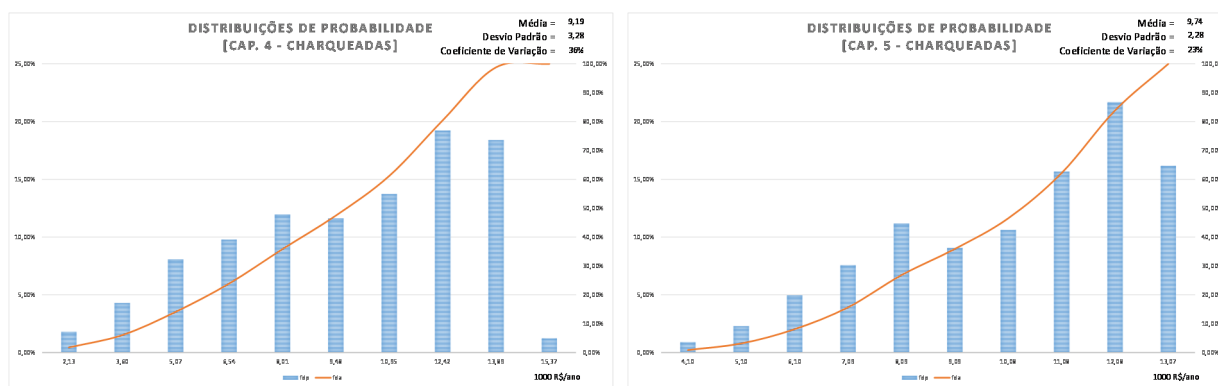


Fig. 5.6 - Distribuições de Probabilidade para Cargas nos 4 Submercados.

5.5. TARIFA EQUIVALENTE POR SUBMERCADO

As análises apresentadas até então se apoiaram no conceito de tarifas e encargos nodais. Como visto, neste caso há um determinado valor para cada um dos nós ou pontos, promovendo o melhor uso do sistema de transmissão, por meio da localização ótima de novos geradores e cargas. Em geral, tarifas e encargos nodais, se bem calibrados, tendem a onerar menos os geradores e cargas que menos usem o sistema.

Há ainda o conceito de tarifas e encargos zonais, onde se tem um determinado valor para cada uma das zonas ou regiões do sistema de transmissão. Todos os geradores e cargas pertencentes a uma dada zona possuem a mesma tarifa, que é comumente chamada de tarifa equivalente. Assim, valores para geradores e cargas bem localizados do ponto de vista elétrico podem compensar valores de agentes mal localizados, equalizando as despesas com o uso do sistema de transmissão, sempre citada como sendo a mais relevante, o que permite uma competição mais equilibrada neste quesito. O conceito Zonal tem o benefício adicional de permitir uma comparação imediata entre os valores das diferentes zonas definidas, bem como de consistir todos os resultados obtidos em cálculos de precificação.

A tarifa equivalente por submercado (R\$/kW.mês), aplicável a geradores e cargas, utilizada aqui para análises comparativas entre submercados e consistência do sinal locacional, é resultante da divisão dos encargos de transmissão (R\$/ano), segregáveis em parcelas Locacional e Selo, pela potência máxima (MW). A potência máxima de geradores diz respeito à capacidade instalada, enquanto no caso de cargas, trata-se da demanda contratada. Quando se tem um único caso de tarifação, na análise clássica, basta se obter encargos de transmissão totais e potência máxima por submercado. No entanto, a metodologia proposta nesta Tese contempla

uma análise probabilística que resulta em 1.800 casos/valores. Assim, os encargos de transmissão totais por submercado devem ser adaptados para a média dos encargos totais em cada caso, com um dado coeficiente de variação, entre parênteses. Portanto, ao se dividir tal média obtida pela potência máxima, chega-se à tarifa equivalente (probabilística). Trata-se de um conceito novo e valioso, pois leva em conta a combinação de diversos cenários hidrológicos e condições de carga. Para os geradores deve-se trabalhar, no campo da potência máxima, com a capacidade instalada por submercado, enquanto que para as cargas, pode-se usar como referência o valor máximo da demanda ao longo dos meses considerados, portanto, o de março de 2015.

As Tabelas 5.9 e 5.10 apresentam a tarifa equivalente (probabilística) por submercado, aplicável à geração e carga, respectivamente, e tem por objetivo facilitar a comparação e consistência dos resultados obtidos com as condições de carga média (Cap. 4) e carga pesada (Cap. 5). Importante destacar que os encargos locacionais são obtidos antes da aplicação do ajuste necessário à eliminação das parcelas negativas. Tal componente está realçada de modo a observar a elevação do sinal locacional na presença de diferentes submercados e condições de carga. Assim, os encargos totais não se constituem na soma imediata dos encargos locacionais e selo.

TABELA 5.9 – TARIFA EQUIVALENTE POR SUBMERCADO - GERAÇÃO.

Submercado	Potência Máxima (MW)	Encargo Locacional (R\$/ano)	Encargo Selo (R\$/ano)	Encargo Total (R\$/ano)	Tarifa Média (R\$/kW.mês)
S (Cap. 4)	33.664	38.860 (1083%)	798.096 (3%)	841.744 (44%)	2,08
S (Cap. 5)	33.664	-329.702 (101%)	747.278 (4%)	508.718 (52%)	1,26
SE/CO (Cap. 4)	84.438	471.023 (141%)	2.001.825 (3%)	2.399.412 (24%)	2,37
SE/CO (Cap. 5)	84.438	-364.595 (126%)	1.874.360 (4%)	1.565.186 (30%)	1,54
NE (Cap. 4)	22.966	107.924 (507%)	544.472 (3%)	720.880 (59%)	2,62
NE (Cap. 5)	22.966	1.155.235 (52%)	509.803 (4%)	1.583.460 (33%)	5,75
N (Cap. 4)	24.467	581.377 (88%)	580.051 (3%)	1.161.591 (41%)	3,96
N (Cap. 5)	24.467	988.134 (36%)	543.116 (4%)	1.466.262 (21%)	4,99

A Tabela 5.9, aplicável à geração, mostra claramente que, com a elevação da condição de carga média (Cap. 4) para carga pesada (Cap. 5), as tarifas equivalentes dos submercados onde estão os maiores Centros de Consumo, quais sejam Sul (de 2,08 para 1,26) e Sudeste/Centro-Oeste (de 2,37 para 1,54), sofreram uma redução, representando a intensificação do sinal locacional. Significa dizer que toda nova geração é muito bem vinda nestes submercados onde há concentração de carga. De fato, quando se compara somente encargos locacionais, antes do citado ajuste, a maior presença do sinal locacional fica evidente. No Sul os encargos locacionais passam de 38.860 para -329.702; no Sudeste/Centro-Oeste, de 471.023 para -364.595. Raciocínio inverso se aplica aos demais submercados, Nordeste e Norte, ao se comparar as tarifas equivalentes, deixando evidente que os valores para tais regiões não incentivam a instalação de novos geradores. Portanto, este fato se configura em mais uma prova da intensificação do sinal locacional.

TABELA 5.10 – TARIFA EQUIVALENTE POR SUBMERCADO - CARGA.

Submercado	Potência Máxima (MW)	Encargo Locacional (R\$/ano)	Encargo Selo (R\$/ano)	Encargo Total (R\$/ano)	Tarifa Média (R\$/kW.mês)
S (Cap. 4)	12.042	364.567 (127%)	699.234 (3%)	1.050.278 (42%)	7,27
S (Cap. 5)	14.858	783.400 (55%)	654.710 (4%)	1.336.095 (27%)	7,49
SE/CO (Cap. 4)	42.554	695.370 (81%)	2.334.709 (3%)	2.982.956 (17%)	5,84
SE/CO (Cap. 5)	52.505	1.700.353 (23%)	2.186.047 (4%)	3.551.900 (8%)	5,64
NE (Cap. 4)	10.640	297.625 (203%)	582.048 (3%)	889.298 (66%)	6,96
NE (Cap. 5)	13.128	-584.281 (79%)	544.986 (4%)	203.028 (144%)	1,29
N (Cap. 4)	5.784	-158.378 (188%)	308.454 (3%)	201.095 (130%)	2,90
N (Cap. 5)	7.137	-450.400 (32%)	288.813 (4%)	32.604 (214%)	0,38

A Tabela 5.10, aplicável à carga, de igual forma, comprova a elevação do sinal locacional com a mudança da condição de carga média (Cap. 4) para carga pesada (Cap. 5). Os submercados Nordeste (de 6,96 para 1,29) e Norte (de 2,90 para 0,38), onde há menor concentração de consumo em relação aos demais submercados, observaram uma redução de tarifas equiva-

lentes, quando foi promovido o aumento na condição de carga. Em outras palavras, há incentivo para que novas cargas ou fábricas se instalem nestas regiões do país. Ao se comparar somente encargos locais, antes do mencionado ajuste, a conclusão de sinal locacional em destaque se confirma; no Nordeste o valor passa de 297.625 para -584.281, e no Norte, de -158.378 para -450.400. Raciocínio inverso se aplica aos demais submercados, Sul e Sudeste, regiões do país nas quais não deve haver incentivo para a instalação de novas cargas ou fábricas, conforme o princípio do sinal locacional.

A Fig. 5.7 traz a representação esquemática da tarifa equivalente por submercado por meio de mapas, de modo a facilitar a visualização dos resultados.

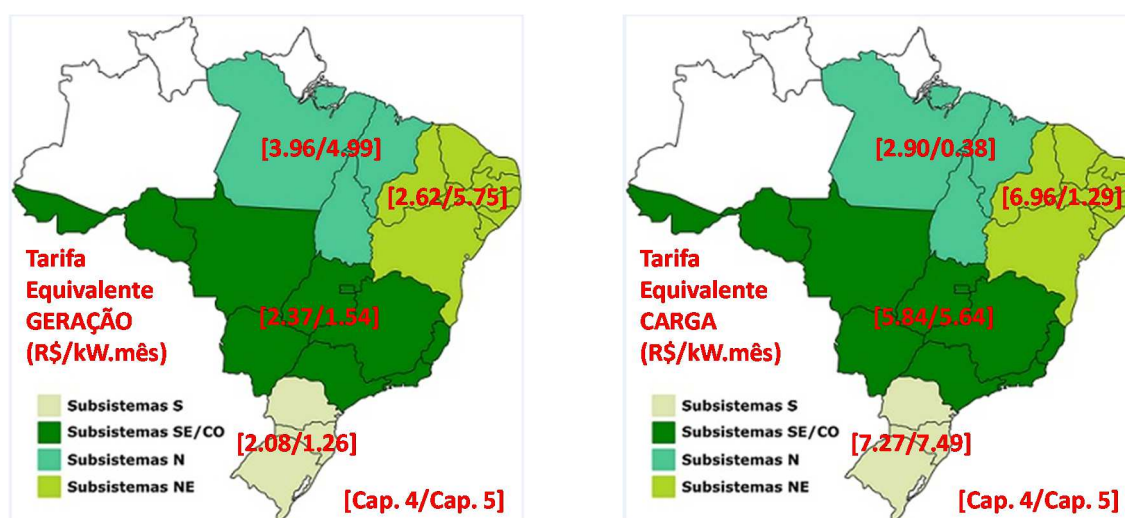


Fig. 5.7 – Mapas de Tarifa Equivalente.

5.6. EFEITOS DA RESPOSTA DA DEMANDA A PREÇOS

A Resposta da Demanda a preços (RD) [DNB16, NDB15] refere-se à capacidade da demanda de responder de forma coordenada às condições do mercado ou do sistema no curto prazo, com o objetivo de prover um melhor aproveitamento da estrutura disponível de transporte e geração de energia, aprimorar a segurança da operação e a qualidade de fornecimento, bem como promover a eficiência econômica visando à otimização do uso dos recursos e redução dos custos.

Os mecanismos de RD representam uma fonte potencial de flexibilidade para o sistema elétrico e de uma forma geral podem resultar em aumento, redução, corte ou deslocamento temporal da carga. Apesar da RD estar normalmente associada à redução e não ao aumento de consumo, cada vez mais tem sido necessária uma maior flexibilidade na operação e consequentemente na modulação do consumo em ambas as direções, devido à crescente inserção das fontes renováveis no sistema.

Outra forma de RD ocorre quando o consumidor utiliza algum tipo de geração própria local (geração distribuída, armazenamento ou geração de backup) reduzindo a demanda de energia elétrica para o sistema. Neste caso, ainda que não haja uma mudança do padrão de consumo, no sistema ocorre uma redução do consumo líquido que este consumidor demanda da rede. Além de reduzir as perdas, aliviar a demanda do sistema, postergar investimentos em redes, prover serviços ancilares, diversificar a matriz energética e minimizar impactos ambientais, esta forma permite, por exemplo, que o gás natural seja usado em cogeração pelas indústrias, tecnologia com mais elevada eficiência energética.

Além de contribuir com a redução das necessidades de investimentos na expansão do setor de energia elétrica, os mecanismos de RD podem contribuir com a segurança do sistema, com a operação das novas modalidades de geração e com a eficiência econômica do mercado. Do ponto de vista da segurança da operação, os mecanismos de RD podem ser utilizados para tornar o sistema mais confiável e flexível para apoiar a integração de novas capacidades de geração intermitente, no gerenciamento das restrições da rede, no atendimento a situações de emergência (blackout) e na prestação de serviços ancilares para balanceamento e estabilidade do sistema. Do ponto de vista da eficiência do mercado, os mecanismos de RD permitem que os consumidores possam reagir de forma eficiente aos sinais de preço, tanto no atacado quanto no varejo. Os consumidores são induzidos a atuar para que possam reduzir o consumo no momento de escassez ou elevá-lo nos momentos de maior disponibilidade dos recursos.

Após conhecer os conceitos da RD, cabe aqui, portanto, a avaliação dos seus efeitos sobre a precificação nodal do sistema de transmissão, considerando um exemplo numérico ilustrativo elaborado a partir das condições de carga estudadas no Cap. 4 e Cap. 5. Na Fig. 5.8 pode-se ver a curva de carga proposta para um exercício de RD, na qual há uma redução da carga nos meses com preços tipicamente elevados, por conta da baixa hidrologia, quais sejam abril, maio, junho, julho, agosto e setembro. Nos demais meses, tais como janeiro, fevereiro, março, outubro, novembro e dezembro, nos quais os preços se encontram usualmente em menores

patamares, a condição de carga se verifica mais alta. Trata-se, portanto, de uma reação típica do consumidor a preços, concentrando maior produção fabril nos períodos do ano que resultam em despesas mais racionais e econômicas. Por simplificação, toda a carga neste exercício reage a preços de modo semelhante. No entanto, sabe-se que na prática cada consumidor reage da forma ótima segundo sua avaliação, tendo como base os cenários de abastecimento e preços, portanto, tem-se uma combinação explosiva de movimentos para baixo e para cima das cargas, em um mercado maduro no qual o serviço de RD está devidamente regulamentado e estabelecido.

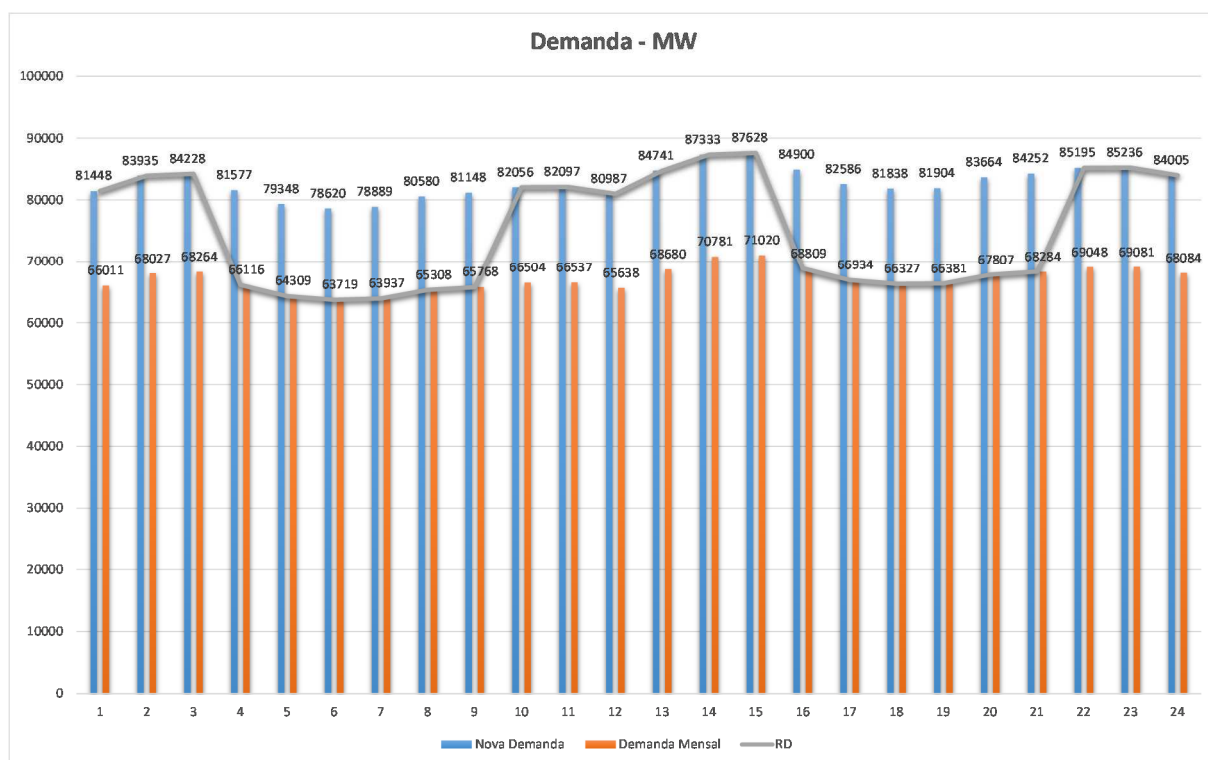


Fig. 5.8 – Resposta da Demanda a Preços.

Os efeitos da RD sobre os encargos de transmissão anuais para o consumidor Gerdau, bem representativo do segmento, possuindo fábricas no Nordeste, Sudeste e Sul, estão dispostos na Fig. 5.9. A comparação ocorre com os resultados obtidos para a condição de carga pesada, apresentados e discutidos ao longo do Cap. 5.

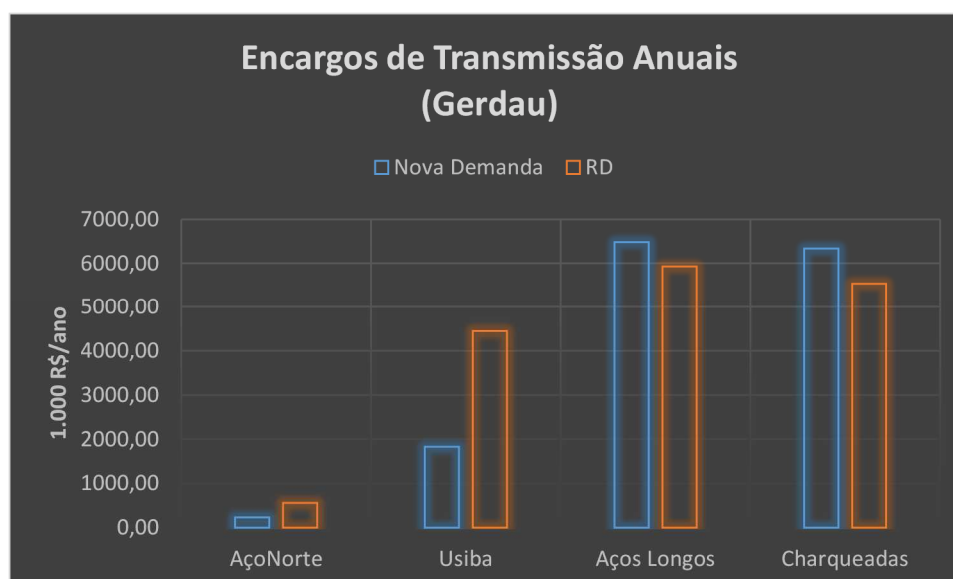


Fig. 5.9 – Efeitos da RD - Gerdau.

Nota-se que, embora a intuição leve à conclusão imediata de que a RD sempre deve resultar em menores encargos, por conta da redução do nível de consumo em determinados meses, na prática o que se verifica, com base na Fig. 5.9, é que depende do porte e da localização da unidade fabril. Neste caso, como houve comprovadamente a intensificação do sinal locacional ao se elevar a carga da condição Média para Pesada, as fábricas localizadas no Nordeste (AçoNorte e Usiba), submercado tipicamente importador, experimentaram uma diminuição dos encargos de transmissão em comparação com a RD. Por outro lado, as fábricas que se encontram nos submercados Sudeste e Sul (Aços Longos e Charqueadas) tiveram uma elevação dos encargos. Vale destacar que, além do porte e da localização das cargas, há que se avaliar o movimento aleatório de subida e descida no consumo total com a RD, de modo a se precisar o impacto na peça orçamentária do empreendedor.

5.7. CONCLUSÕES

Neste capítulo, onde se promoveu a elevação da condição de carga média para pesada, com o objetivo único de amplificar o sinal locacional das tarifas, foram apresentados e discutidos os resultados, em formato de análises comparativas (Cap. 5 versus Cap. 4). Os cenários de geração (i.e., despacho) combinados com as condições de carga média e pesada aplicados sobre a configuração da rede elétrica PAR 2014-2015 resultaram em diferentes perfis de carregamento e tarifas.

Primeiramente, a comparação feita dos resultados obtidos para os cenários 23 e 24, predominantemente secos, e 52 e 75, predominantemente úmidos, combinados com as condições de carga pesada de julho de 2014 (mais baixa) e março de 2015 (mais alta), comprovou que, de fato, usinas localizadas nos submercados Sudeste e Sul, onde há grande e importante presença de centros de consumo, experimentam em geral um aumento de tarifas com a elevação da carga e do sinal locacional. Situação inversa se dá para as usinas instaladas nas demais regiões do país, explicada pela mesma lógica do sinal locacional.

Em seguida, a análise probabilística obtida para os diversos resultados do Cap. 4 e Cap. 5 demonstra claramente a elevação da Parcela Locacional na recuperação da RAP, representando um aumento da ordem de 20%. O mesmo ocorre ao se observar os valores médios e as distribuições de probabilidade para as principais usinas termelétricas, hidrelétricas e unidades fabris, instaladas em todo o território nacional. Ato contínuo, a análise da tarifa equivalente por submercado, aplicável à geração e carga, comprova a intensificação do sinal locacional promovida pela mudança da condição de carga média (Cap. 4) para carga pesada (Cap. 5).

Por fim, são analisados, de forma ilustrativa, os efeitos da Resposta da Demanda a preços, um conceito inovador no mercado brasileiro, sobre a precificação nodal para um consumidor eletrointensivo de porte. Conclui-se, portanto, que o movimento dos encargos de transmissão depende essencialmente do porte e da localização geoeletrica do consumidor, não sendo necessariamente decrescente com a aplicação dos conceitos da RD.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A consideração de múltiplos cenários hidrológicos na tarifação de uso do sistema de transmissão implementada de maneira inovadora nesta Tese apresentou resultados para o caso completo Brasil, ciclo tarifário 2014/2015, bem consistentes e encorajadores, com valores de tarifas e encargos de transmissão que, de fato, variam coerentemente em função dos despachos operativos resultantes dos diversos cenários hidrológicos, e promovem claramente a intensificação do sinal locacional, onerando os agentes que mais utilizam o sistema de transmissão.

Foram analisados nesta Tese os resultados inicialmente para a condição de carga média, muito empregada em modelos energéticos, referente aos meses de julho de 2014 (carga baixa) e março de 2015 (carga alta), combinada com os cenários hidrológicos 23 e 24, predominantemente secos, e 52 e 75, predominantemente úmidos, que impuseram à rede elétrica diferentes e extremas condições de carregamento. O objetivo desta análise foi verificar como as tarifas de transmissão se comportam na presença de situações desafiadoras de oferta e demanda, bem como se estão em consonância com os fluxos passantes nas grandes interligações sistêmicas. Restou, então, comprovado que as principais usinas termelétricas e hidrelétricas, instaladas em diferentes submercados, apresentaram tarifas e despachos com comportamento racional e que demonstram a presença do sinal locacional.

Ademais, os conceitos de análise probabilística foram aplicados às amostras de tarifas e encargos de transmissão, quando se realizou um arranjo amplo dos diversos cenários hidrológicos, dos mais secos aos mais úmidos, com a sazonalidade da carga média, sobre a configuração da rede elétrica para o ciclo tarifário 2014/2015. Ao final, diferentemente do que ocorre na tarifação da transmissão tradicional, em que se tem uma única tarifa associada a cada agente, para cada gerador e carga resultou uma amostra de 1.800 valores (de tarifas e encargos de transmissão). Assim, foi possível discutir com mais propriedade a consistência do método, principalmente no quesito recuperação dos custos por meio da parcela locacional,

tendo como base os parâmetros obtidos da análise probabilística tais como valor médio, variância e desvio padrão, além da função densidade de probabilidade (fdp) e função distribuição de probabilidade acumulada (fda). A mesma avaliação foi estendida às principais cargas, como os consumidores representativos do segmento, conectados à Rede Básica e que são livres na escolha do supridor de energia. Ato contínuo, houve a proposição de avaliação de risco destas despesas para composição das peças orçamentárias das companhias considerando o portfólio de usinas termelétricas e hidrelétricas, bem como de unidades fabris. De fato, o que verdadeiramente importa para os empreendedores é o impacto total trazido pelo conjunto de empreendimentos, bem como os riscos associados às variações possíveis.

Em seguida, com o propósito de tornar a condição de carga média, oriunda de modelos energéticos, compatível com aquela utilizada em modelos elétricos, qual seja a demanda máxima, foi promovida uma elevação da condição de carga média para pesada, com consequente e necessário redespacho nas decisões operativas previamente tomadas considerando a carga média. O que se buscou, em última instância, é a amplificação do sinal locacional, uma vez que todos os ativos de transmissão passam a estar submetidos a maior situação de uso. Isto foi realmente atingido, tendo ocorrido uma acentuação do sinal locacional em aproximadamente 20%, mesma ordem de grandeza do aumento da carga, sendo esta uma resposta da linearidade do modelo desenvolvido. Os exercícios realizados para demonstrar tais fatos foram baseados em situações extremas de combinação de cenários hidrológicos, predominantemente secos (23 e 24) e úmidos (52 e 75), com as condições de carga baixa (julho de 2014) e alta (março de 2015), sob o foco das principais usinas termelétricas e hidrelétricas do sistema. A mesma conclusão, de elevação do sinal locacional, foi obtida com a análise probabilística, incluindo neste caso as unidades fabris de um consumidor eletrointensivo de porte. Em adicional, a análise com base em tarifa equivalente por submercado demonstrou a consistência da técnica empregada, ao se comparar valores aplicáveis à geração e carga em cada região do país, bem como a amplificação do sinal locacional.

Interessante notar que a plataforma computacional para análise probabilística de tarifas e encargos de transmissão neste trabalho desenvolvida pode ser empregada em demais desafios/estudos de planejamento do SEB, tais como rateio de perdas elétricas da Rede Básica, definição/dimensionamento de rotas de transmissão e dimensionamento de equipamentos.

Fica, no entanto, como recomendação principal a uniformização de conceitos e padrões no método de trabalho dos times de planejamento da operação/expansão energético e elétrico. Grande parte do trabalho manual teve como motivação compatibilizar as informações oriundas dos modelos energéticos para o tratamento a ser dispensado pelo modelo elétrico. Uma boa prática é que ambos os times passem a adotar o CEG (Código Único de Empreendimento de Geração) dos geradores. Ainda não há Código Único de Empreendimento de Transmissão, porém recomenda-se fortemente a sua concepção e emprego. Como os times utilizam diferentes numerações de barras, pode ocorrer que a mesma linha de transmissão apresente diferentes pontos terminais, dificultando a identificação do elemento e tirando o foco principal na solução do problema.

Em termos práticos, o pagamento do uso do sistema de transmissão é feito por meio da aplicação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, conforme REN ANEEL nº 559/2013 [A13]. A REN ANEEL nº 666/2015 [A15] disciplina as regras de contratação do uso da Rede Básica. O Módulo 15 dos Procedimentos de Rede [O16], “Administração de serviços e encargos de transmissão”, explicita os critérios e processos inerentes à contratação e administração dos serviços de transmissão e ao uso do sistema de transmissão.

O cálculo da TUST é realizado a partir de simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga e a RAP total a ser arrecadada no ciclo.

As tarifas são reajustadas anualmente no mesmo período em que ocorrem os reajustes da RAP das concessionárias de transmissão. Esse período tarifário inicia em 1º de julho do ano de publicação das tarifas até 30 de junho do ano subsequente.

A Tese apresenta uma abordagem mensal para o cálculo das tarifas de transmissão, com variação mensal para a carga e a oferta, por meio dos diferentes cenários hidrológicos. Importante destacar que a proposta apresentada pode ser implementada com as regras vigentes, segundo as quais as tarifas são reajustadas anualmente, adotando-se, por exemplo, o valor médio resultante da análise probabilística para um determinado ano, entre os dias 1º de julho e 30 de junho, em [R\$/kW.ano]. Os procedimentos operacionais, no entanto, devem ser ajustados para refletir o tratamento dos dados necessários aos cálculos da tarifação em base mensal. Em suma, as tarifas produzidas pelo procedimento proposto possuem comprovadamente maior componente locacional, onerando mais os agentes que mais utilizam

o sistema de transmissão, em consonância com os preceitos da Consulta Pública MME nº 33/2017 [M17]. Portanto, se configuram em uma alternativa concreta e viável às tarifas de uso hoje praticadas.

Por fim, embora a Tese tenha abordado um conteúdo bem abrangente, cabe aqui registrar como recomendações de próximos passos alguns desenvolvimentos julgados relevantes para o avanço do tema precificação nodal do sistema de transmissão. São eles:

- Avaliar a volatilidade espacial e temporal das tarifas médias de transmissão obtidas em análises probabilísticas utilizando como caso estudo todo o conjunto de dados do Plano Decenal, bem como eventualmente propor soluções mitigadoras;
- Considerar incerteza na carga, dentro de um intervalo de excursão possível. Isto é particularmente útil em uma análise mais precisa dos efeitos da resposta da demanda sobre a precificação nodal do sistema de transmissão. A análise apresentada nesta Tese teve por conclusão que o movimento dos encargos de transmissão depende essencialmente do porte e da localização geoeletrica do consumidor, não sendo necessariamente decrescente com a aplicação dos conceitos da RD. Vale destacar que, uma vez regulamentado e estabelecido tal serviço, como ocorre em mercados desenvolvidos/maduros, a combinação de movimentos de subida e descida da carga passa a ser explosiva, e os efeitos sobre um determinado consumidor devem ser medidos por meio de uma modelagem adequada de incertezas;
- Utilizar o patamar de carga pesada oriundo dos modelos energéticos, em vez da carga pesada obtida por meio de “load level” como feito neste trabalho, para a precificação nodal do sistema de transmissão. O objetivo é elevar os valores de carga que foram importados dos modelos energéticos para o modelo elétrico ao patamar da demanda máxima, contida nos casos do PAR para tarifação. Em outras palavras, o que se propõe é utilizar a carga pesada nos modelos energéticos, resultando em novos despachos operativos, e aí importar carga e geração dos modelos energéticos para o modelo elétrico;
- Usar nos modelos energéticos as séries sintéticas em vez das históricas, obtendo um conjunto de despachos operativos muito mais amplo, e, portanto, estatísticas mais significativas;

- Aplicar o conceito zonal de tarifação da transmissão [L12], muito útil para diluir a volatilidade usualmente observada, sendo prejudicial à operação regular dos geradores e cargas;
- Promover contingências nos componentes da rede elétrica.

REFERÊNCIAS

- [A04] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução No. 117, Dezembro de 2004.
- [A08] ANEEL, Chamada no. 001/2008 Projeto Estratégico: “Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico”, 2ª ed., 2008.
- [A11] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, NODAL – Simulação de Tarifas de Uso do Sistema Elétrico – versão 4.5, Manual do Usuário, 2011.
- [A13] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução nº 559, Junho de 2013.
- [A15] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução nº 666, Julho de 2015.
- [A99] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução nº 281, Outubro de 1999.
- [AEMC10] Australian Energy Market Commission, “Inter-regional transmission charging – ERC0106,” 2010, disponível em: <http://www.aemc.gov.au>.
- [AK09] A.K. Abhyankar, S. A. Khaparde, “Electricity Transmission Pricing: Tracing Based Point-of-Connection Tariff”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 31, No. 1, pp 59–66, Jan. 2009.
- [AKV09] F. Azevedo, H. M. Khodr, Z. A. Vale, “Transmission Cost Allocation Using Cooperative Game Theory: A Comparative Study”, 6th International Conference on the European, No. 3, pp. 1–6, Aug. 2009.
- [AS74] R.J. Aumann, L. S. Shapley, “Values of non-atomic games”, Princeton University Press, New Jersey, USA, 1974.
- [ASK06] A.R. Abhyankar, S. A. Soman, S. A. Khaparde, “Optimization Approach to Real Power Tracing: An Application to Transmission Fixed Cost Allocation”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 2, pp. 1350–1361, Jul. 2006.
- [ASK07] A.R. Abhyankar, S. A. Soman, S. A. Khaparde, “Min-Max Fairness Criteria for Transmission Fixed Cost Allocation”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 22, No. 4, pp. 2094–2104, Oct. 2007.
- [B00] J.W. Bialek, “Tracing-Based Unifying Framework for Transmission Pricing of Cross-Border Trades in Europe”, Int. Conf. on Elec. Utility Deregulation and

- Restructuring and Power Technologies, 2000, pp. 532–537, Apr. 2000.
- [B11] R.B.S. Brandi, Processo Iterativo de Construção da Função de Custo Futuro na Metodologia PDE - ConvexHull, Tese de Mestrado, UFJF, Março de 2011.
- [B16] R.B.S. Brandi, Métodos de Análise da Função de Custo Futuro em Problemas Convexos, Tese de Doutorado, UFJF, Fevereiro de 2016.
- [B57] R.E. Bellman, Dynamic Programming, Princeton University Press, 1957.
- [B62] J.F. Benders, Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems, *Numerische Mathematik*, vol. 4, no. 0029-599X (print), 0945-3245 (electronic), pp. 238-252, Dec. 1962.
- [B97] J.W. Bialek, “Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 3, pp. 1185–1193, Aug. 1997.
- [BBM04] A. Bakirtizis, P. Biskas, A. Maissis, A. Coronides, J. Kabouris, and M. Efstathiou, “Comparison of two methods for long-run marginal cost-based transmission use-of-system pricing”, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 148, No. 4, pp. 477-481, Jul. 2004.
- [BK04] J.W. Bialek, P.A. Kattuman, “Proportional Sharing Assumption in Tracing Methodology”, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 151, No. 4, pp. 526–532, Jul. 2004.
- [BRD16] R.B.S. Brandi, T.P. Ramos, P.A.M.S. David, “Maximizing Hydro Share in Peak Demand of Power Systems Long Term Operation Planning”, *Electric Power Systems Research*, v. 141, p. 264-271, 2016.
- [BSP10] R. Bhakar, V.S. Sriram, N. P. Padhy, H. O. Gupta, “Probabilistic Game Approaches for Network Cost Allocation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 25, No. 1, pp. 51–58, Jan. 2010.
- [BV99] A.R. Bergen, V. Vittal, “Power System Analysis”, 2nd ed., Prentice Hall, Upper Saddle River, NJ, 1999.
- [BZ03] J.W. Bialek, S. Ziemianek, “Tracing Based Transmission Pricing of Cross-Border Trades: Fundamentals and Circular Flows”, *Power Tech Conference Proceedings*, 2003, Vol. 3, Jun. 2003.
- [BZW04] J.W. Bialek, S. Ziemianek, R. Wallace, “A Methodology for Allocating Transmission Losses Due to Cross-Border Trades”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 19, No. 3, pp. 1255–1262, Aug. 2004.

- [C01] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, Manual de Referência do Modelo NEWAVE, 2001.
- [C07] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, Manual de Referência do Programa SUIISHI-O 6.10, 2007.
- [C12] W.C. da Conceição, Nova Metodologia para Representação da Vazão Mínima Obrigatória em Sistemas Equivalentes no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos, Tese de Mestrado, UFJF, Agosto de 2012.
- [C16] CEPEL, Manual de Referência do Modelo ANAREDE, 2016.
- [CBS82] M.C. Caramanis, R.E. Bohn, F.C. Schweppe, “Optimal Spot Pricing: Practice and Theory”, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, No. 9, pp. 3242–3245, Sept. 1982.
- [CCL07] A.J. Conejo, J. Contreras, D.A. Lima, A. Padilha-Feltrin, “Zbus Transmission Network Cost Allocation”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 22, No. 1, pp. 342–349, Jan. 2007.
- [CDP93] M.C. Calviou, R.M. Dunnet, P.H. Plumptre, “Charging for Use of Transmission System by Marginal Cost Methods”, Proceedings of the Power System Computation Conference, Avignon, France, 1993.
- [CSL11] J.G.C. Costa, A.M. Leite da Silva, L.H.L. Lima, Z.S.M. Júnior, C.R.R. Dornellas, J.C.O. Mello, A.C.R. Guimarães, e R.A. Lima, “Tarifação do Uso da Transmissão no Brasil: Análise, Aprimoramento e Generalização da Metodologia Nodal”, XXI SNPTEE, Florianópolis – SC, Brasil, Outubro de 2011.
- [D10] B.H. Dias, Programação Dinâmica Estocástica e Algoritmo de Fechos Convexos no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos, Tese de Doutorado, PUC-Rio, 2010.
- [DLN03] Y. Dai, X. D. Liu, Y. X. Ni, F. S. Wen, Z. X. Han, C. M. Shen, F. F. Wu, “A Cost Allocation Method for Reactive Power Service Based on Power Flow Tracing”, Electric Power Systems Research, Vol. 64, No. 1, pp 59–65, Jan. 2003.
- [DMS10] B.H. Dias, A.L.M. Marcato, R.C. Souza, P.M. Soares, I.C.S. JR, E.J. Oliveira, R.B.S. Brandi, T.P. Ramos, “Dynamic Programming Applied to Hydro Power Systems Operational Planning Based on the Convex Hull Algorithm”, Mathematical Problems in Engineering, v.2010, p. 1-20, 2010.

- [DNB16] C.R.R. Dornellas, E.M.A. Neves, L.A.N. Barroso, J.C.O. Mello, J.W.M. Lima, J. Dutra, A.M.P. Almeida, H.W.A. Sousa, “Evaluation of Demand Side Management Mechanisms and Opportunities for their Development in the Brazilian Power Industry”, In: Session 2016 Cigre, 2016, Paris. Anais – Session 2016 Cigre, 2016.
- [EE09] A.A. Abou El Ela, R.A. El-Sehiemy, “Transmission Usage Cost Allocation Schemes”, Electric Power Systems Research, Vol. 79, No. 6, pp 926–936, Jun. 2009.
- [EPE05] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Estudos do Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico – No. EPE-DEE-RE-042/2005, disponível em: <http://www.epe.gov.br>.
- [ETC05] G. Erli, K. Takahasi, L. Chen, I. Kurihara, “Transmission Expansion Cost Allocation Based on Cooperative Game Theory for Congestion Relief”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 27, No. 1, pp 61–67, Jan. 2005.
- [F10] M.A.A. Ferreira, Metodologia para o Rateio do Bloco Hidráulico no Planejamento Hidrotérmico de Médio Prazo, Tese de Mestrado, UFJF, Agosto de 2010.
- [FSR11] European Commission DG & Florence School of Regulation, “Identifying benefits and allocating costs for cross-border electricity & gas infrastructure projects,” Workshop conclusions by J.M. Glachant and H. Kalfallah, May 2011. Disponível em: <http://www.florence-school.eu>.
- [G12] R.O. Gomes, Estudo do Impacto da Incorporação de Usinas Hidrelétricas a Fio D’Água no Sistema Interligado Nacional, Tese de Mestrado, UFJF, Agosto de 2012.
- [GCG03] F.D. Galiana, A.J. Conejo, H.A. Gil, “Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 18, No. 4, pp. 1425–1431, Nov. 2003.
- [GGC05] H. A. Gil, F. D. Galiana, A. J. Conejo, “Multiarea Transmission Network Cost Allocation”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 20, No. 3, pp. 1293–1301, Aug. 2005.
- [GH84] D. Granot, G. Huberman, “On the Core and Nucleolus of a Minimum Cost Spanning Tree Games”, Mathematical Programming, Vol. 29, No. 3, pp. 323–

- 347, 1984.
- [HM94] K.W. Hipel, A.I. Mcleod, *Time Series Modelling of Waters Resources and Environmental Systems*, Elsevier Science Pub. Co., 1994, ISBN 0444892702.
- [IG98] M. Ilic, F. Galiana, and L. Fink, *Power Systems Restructuring: Engineering and Economics*. Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [JCB07] M. Junqueira, L. C. da Costa, Jr., L. A. Barroso, G. C. Oliveira, L. M. Thomé, M. V. F. Pereira, “An Aumann-Shapley Approach to Allocate Transmission Service Cost Among Network Users in Electricity Markets”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 22, No. 4, pp. 1532–1346, Nov. 2007.
- [JTR00] Jiuping Pan, Y. Teklu, S. Rahman, K. Jun, “Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods Under Open Access”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 4, pp. 1218–1224, Nov. 2000.
- [K92] A.S. Kligerman, *Operação Ótima de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica Dual*, Tese de Mestrado, UNICAMP, 1992.
- [KAS97] D. S. Kirschen, R. N. Allan, and G. Strbac, “Contributions of individual generators to loads and flows”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, pp. 52–60, Feb. 1997.
- [KL94] R.R. Kovacs, A.L. Leverett, “A Load Flow Based Method for Calculating Embedded, Incremental and Marginal Cost of Transmission Capacity”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, pp. 272–278, Feb. 1994.
- [KS04] D.S. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*. Chichester, U.K.: Wiley, 2004.
- [L09] L.H.L. Lima, “Tarifação do Uso de Sistemas de Transmissão em Mercados Interligados de Energia Elétrica”, *Dissertação de Mestrado*, UNIFEI, 2009.
- [L12] L.H.L. Lima, *Tarifação da Transmissão Considerando Mercados Interligados e Múltiplos Cenários Operativos*, Tese de Doutorado, UNIFEI, Outubro de 2012.
- [LCP08] D.A. Lima, J. Contreras, A. Padilha-Feltrin, “A Cooperative Game Theory Analysis for Transmission Loss Allocation”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 78, No. 2, pp 264–275, Feb. 2008.
- [LCP09] D.A. Lima, J. Contreras, A. Padilha-Feltrin, “An Overview on Network Cost Allocation Methods”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 79, No. 5, pp 750–758, May 2009.

- [LLY13] Z. Li, F. Li, Y. Yuan, Transmission Use of System Charges Based on Trade-Offs Between Short-Run Operation Cost and Long-Run Investment Cost, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No. 1, Feb. 2013.
- [L08] LINGO – User’s Guide, Chicago, Illinois, 2008.
- [LP04] D.A. Lima, A. Padilha-Feltrin, “Allocation of the Costs of Transmission Losses”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 72, No. 1, pp 13–20, Nov. 2004.
- [LS08] S.V.N.L. Lalitha, M. Sydulu, “A Direct Method for Transmission Network Cost Allocation”, *IEEE Reg. 10 Conf. TENCON 2008*, pp. 1–6, Nov. 2008.
- [M02] A.L.M. Marcato, “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, 2002.
- [M07] L.M. Marangon Lima, “Aprimoramento da Metodologia Nodal para Tarifação do Uso de Sistemas de Transmissão”, Dissertação de Mestrado, UNIFEI, 2007.
- [M17] Ministério de Minas e Energia – MME, Consulta Pública nº 33, Julho de 2017.
- [M83] A. Monticelli, Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, Ed. Edgard Blücher, 1983.
- [M96] J.W. Marangon Lima, “Allocation of transmission fixed rates: An overview,” *IEEE Trans. on PWRs*, Vol. 11, No. 3, pp. 1409–1418, Aug. 1996.
- [MJ07] Yi Meng, B. Jeyasurya, “Investigation of Transmission Cost Allocation Using a Power Flow Tracing Method”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007, pp. 1–7, Jul. 2007.
- [MM07] L.M. Marangon Lima, J.W. Marangon Lima, “Invested Related Pricing for Transmission Use: Drawbacks and Improvements in Brazil”, *IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, pp. 988–993, Jul. 2007.
- [MMS03] M.Z. Meah, A. Mohamed, S. Serwan, “Comparative Analysis of Using MW-Mile Methods in Transmission Cost Allocation for the Malaysia Power System”, *Power Engineering Conference*, 2003, pp. 379–382, Dec. 2003.
- [MTC02] M.E.P. Maceira, L.A. Terry, F.S. Costa, J.M. Damásio, e A.C.G. Melo, Chain of optimization models for setting the energy dispatch and the spot price in the Brazilian system, In: *14th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Sevilha-Spain, 2002.
- [MW06] M.S. Mondal, S.A. Wasimi, Generating and forecasting monthly flows of the

- Ganges river with PAR model, *Journal of Hydrology*, v. 323, n. 1-4, p. 41-56, May 2006, ISSN 0022-1694.
- [NDB15] E.M.A. Neves, C.R.R. Dornellas, L.A.N. Barroso, J.C.O. Mello, J. Dutra, J.W.M. Lima, A.M.P. Almeida, H.W.A. Sousa, R.C. Perez, R. Mayo, “Avaliação dos Mecanismos de Gestão pelo Lado da Demanda Utilizados nos Mercados de Energia Elétrica e Oportunidades de Evolução para o Setor Elétrico Brasileiro”, In: XXIII SNPTEE, 2015, Foz do Iguaçu. Anais do XXIII SNPTEE, 2015.
- [NG11] National Grid – The Connection and Use of System Code (CUSC), Section 14 – Charging Methodologies v1.2, Jul. 2011.
- [NHS14] S. Nojeng, M.Y. Hassan, D.M. Said, M.P. Abdullah, F. Hussin, Improving the MW-Mile Method Using the Power Factor-Based Approach for Pricing the Transmission Services, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 5, Sep. 2014.
- [NM47] J. Von Neumann, O. Morgenstern, “Theory of Games and Economic Behavior”, Princeton Press, 1947.
- [O10] Operador Nacional do Sistema – ONS, Relatório de Validação do Modelo SUIISHI-O, 2010.
- [O16] Operador Nacional do Sistema – ONS, Procedimentos de Rede, Módulo 15, Dezembro de 2016.
- [O99] F.J. Odériz, “Metodologías de Asignación de Costes de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia, Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, UPCo – IIT, Madrid, Jan. 1999.
- [OGH13] G.A. Orfanos, P.S. Georgilakis, N.D. Hatziaargyriou, A More Fair Power Flow Based Transmission Cost Allocation Scheme Considering Maximum Line Loading for N-1 Security, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, no. 3, Aug. 2013.
- [OMO11] L.W. Oliveira, A.L.M. Marcato, E.J. Oliveira, Manual do Programa COMPAT, Relatório Técnico do Projeto CESP/FADEPE-UFJF, Set. 2011.
- [OP07] L. Olmos, I. J. Perez-Arriaga, “Evaluation of Three Methods Proposed for the Computation of Inter-TSO Payments in the Internal Electricity Market of the European Union”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 22, No. 4, pp. 1507–1522, Oct. 2007.

- [P09] PSR, Manual de Referência do Modelo SDDP, 2009.
- [P11] Programa TUST: Manual de Referência, “Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL – Tema 3/2008: Metodologia para Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão”, Relatório Final, Dezembro de 2011.
- [P89] M.V.F. Pereira, Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems, In: International Journal of Electric Power and Energy Systems, 1989, v. 11, n. 5, p. 161-169.
- [PE11] Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento ANEEL, Tema 3/2008, Metodologia para Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão, Relatórios 1 a 8, 2011.
- [PJM10] PJM Report, “A Survey of transmission cost allocation issues, methods and practices,” March 2010, disponível em: www.pjm.com/documents/re-ports.aspx.
- [PP85] M.V.F. Pereira, L.M.V.G. Pinto, Stochastic optimization of multireservoir hydroelectric system: A decomposition approach, In: Water Resources Research, 1985, vol. 21, no. 6, p. 779-792.
- [R11] T.P. Ramos, Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas Baseado em Técnicas de Programação Não Linear Integrado com o Modelo de Decisão Estratégica, Tese de Mestrado, UFJF, Março de 2011.
- [R15] T.P. Ramos, Modelagem Híbrida para o Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Considerando as Não Linearidades das Usinas Hidráulicas, Tese de Doutorado, UFJF, Fevereiro de 2015.
- [RAP06] A. Roy, A.R. Abhyankar, P. Pentayya, S. A. Khaparde, “Electricity Transmission Pricing: Tracing Based Point-of-Connection Tariff for Indian Power System”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Oct. 2006.
- [RBD15] N.H. Radzi, R.C. Bansal, Z.Y. Dong, New Australian NEW Transmission Use of System Charging Methodologies for Integrating Renewable Generation to Existing Grid, Renewable Energy, vol. 76, pp. 72-81, 2015.
- [RD08] N. Ruangchom, P. Damrongkulkamjorn, “Evaluations of Bilateral Transactions in Electricity Markets in Aspects of Optimal Dispatch and Transmission Pricing”, 5th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, 2008, Vol. 2, pp. 961–964, Aug. 2008.
- [RS15] M.S.S. Rao, S.A. Soman, Marginal Pricing of Transmission Services Using

- Min-Max Fairness Policy, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 30, no. 2, Mar. 2015.
- [RSS14] M. Roustaei, M.K. Sheikh-El-Eslami, H. Seifi, Transmission Cost Allocation Based on the User's Benefits, *Electric Power and Energy Systems*, vol. 61, 547-552, 2014.
- [RV06] R. Reta, A. Vargas, "Comparative Analysis of Methodologies for Allocating Transmissions Costs Applied to International Interconnections", *Transm. & Distrib. Conf. and Exposition: Latin America*, No. 1, pp. 1-6, Apr. 2007.
- [S02] H. Schildt, *C++: The Complete Reference*, 4th Edition, McGraw-Hill Osborne Media, 2002.
- [S08] B.B. Souza, Avaliação do Impacto da Representação Explícita de Bacias Hidrográficas Através do Acoplamento Hidráulico no Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo, Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, 2008.
- [S14] H.R. Souza, Impacto da Representação da Rede Elétrica no Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas Elétricos de Potência, Tese de Mestrado, UFJF, Fevereiro de 2014.
- [S53] L.S. Shapley, "Values for n-person Games", in *Contributions to the Theory of Games*, H. W. Khun and A. W. Tucker, Eds. Princeton, NJ: Princeton University Press, Vol. II, *Annals of Mathematics Studies* No. 28, 1953.
- [SCL13] A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, e L.H.L. Lima, A New Methodology for Cost Allocation of Transmission Systems in Interconnected Energy Markets, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013.
- [SCL17] A.M.L. da Silva, J.G.C. Costa, L.H.L. Lima, C.R.R. Dornellas, Z.S. Machado Jr., J.C.O. Mello, "Transmission Network Cost Allocation via Nodal Methodology Considering Different Dispatch Scenarios and Tariff Zones", In: 12th IEEE PES PowerTech Conference, 2017, Manchester, UK.
- [SCT88] F.C. Schweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors, R.E. Bohm, "Spot Pricing of Electricity", Boston, MA, Kluwer, 1988.
- [SGL89] D. Shirmohammadi, P. R. Gribik, E. T. K. Law, J. H. Malinowski, R. E. O'Donnell, "Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 4, No. 4, pp. 1405-1413, Oct. 1989.
- [SRZ06] F. Sore, H. Rudnick, J. Zolezzi, "Definition of an Efficient Transmission System

- Using Cooperative Games Theory”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 21, No. 4, pp. 1484–1492, Oct. 2006.
- [SSL02] J. P. T. Saraiva, J. L. P. P. da Silva e M. T. Ponce de Leão, “Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação de Uso das Redes”, FEUP, 2002.
- [TL02] X. Tan, T.T. Lie, “Application of the Shapley Value on Transmission Cost Allocation in the Competitive Power Market Environment”, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, Vol. 149, No. 1, pp. 15–20, Jan. 2002.
- [TLS13] E. Telles, D.A. Lima, A. Street, J. Contreras, Min-Max Long Run Marginal Cost to Allocate Transmission Tariffs for Transmission Users, Electric Power Systems Research, v. 101, 25-35, 2013.
- [TPN86] L.A. Terry, M.V.F. Pereira, T.A.A. Neto, L.F.A. Silva, P.R.H. Sales, Brazilian national hydrothermal electrical generating system, In: Interfaces, 1986.
- [U05] J. Usaola, “Transmission Cost Allocation in Pool System”, 15th PSCC, Liege, Session 40, Paper 1, Page 1, 22-26 Aug. 2005.
- [Y94] H.P. Young, “Cost Allocation”, in Handbook of Game Theory, R. J. Aumann and S. Hart, Eds. New York: Elsevier, Vol. 2, Ch. 34, 1994.
- [Z09] M. Zambelli, Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional Baseado em Modelo de Controle Preditivo, Tese de Doutorado, UNICAMP, 2009.
- [ZR02] J.M. Zolezzi, H. Rudnick, “Transmission Cost Allocation by Cooperative Games and Coalition Formation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 4, pp. 1008–1015, Nov. 2002.