

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
CAMPUS DE CURITIBA  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DANILLO GALVÃO ROSA  
JONATHA GIADANES FARINA DE SOUZA E SILVA  
LORENA DE FILIPPIS ALFARO**

**CUSTO ÓTIMO DE PRÉ-DESPACHO: OTIMIZAÇÃO DO CUSTO DA GERAÇÃO  
DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**CURITIBA  
2014**

**DANILLO GALVÃO ROSA  
JONATHA GIADANES FARINA DE SOUZA E SILVA  
LORENA DE FILIPPIS ALFARO**

**CUSTO ÓTIMO DE PRÉ-DESPACHO: OTIMIZAÇÃO DO CUSTO DA GERAÇÃO  
DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de TCC 2 do curso superior de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – DAELT – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Profa. Andrea Lucia Costa.

Co-orientador: Prof. Álvaro Augusto W. de Almeida.

**CURITIBA**

**2014**

Danillo Galvão Rosa  
Jonatha Gidanes Farina de Sousa e Silva  
Lorena de Filippis Alfaro

## CUSTO ÓTIMO DE PRÉ-DESPACHO: OTIMIZAÇÃO DO CUSTO DA GERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 13 de fevereiro de 2015.

---

Prof. Emerson Rigoni, Dr.  
Coordenador de Curso  
Engenharia Elétrica

---

Profa. Annemahlen Gehrke Castagna, Mestre  
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso  
de Engenharia Elétrica do DAELT

### **ORIENTAÇÃO**

---

Profa. Andrea Lucia Costa, Dra.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Orientadora

---

Prof. Álvaro Augusto W. de Almeida, Eng.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Co-Orientador

### **BANCA EXAMINADORA**

---

Profa. Andrea Lucia Costa, Dra.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Prof. Álvaro Augusto W. de Almeida, Eng.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Profa. Annemahlen Gehrke Castagna, Mestre.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Prof. Ulisses Chemin Netto, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dedico esse trabalho aos meus pais que tanto me incentivaram e me animaram nas horas mais difíceis. Dedico ainda, a minha irmã, e a todos os meus amigos que sempre alegraram e se preocuparam comigo. Todos eles tem parte nas minhas vitórias. – Danillo Galvão Rosa.

À João Luiz e Maria Dolores, meus pais, que se dedicaram tanto quanto eu para que minhas conquistas fossem alcançadas, Karina, Gabriela e meus amigos que sempre me apoiaram e não deixaram eu desanimar em momentos difíceis. Aos que não estão mais aqui, por toda sua importância em minha vida. – Jonatha Giadanes F. S. Silva.

Aos Meus pais e professores, os impulsionadores que me permitiram chegar até aqui. E aos eternamente lembrados: Joaquim, Luiza, Sinara, Washington e Lara, que mesmo não estando mais ao meu lado, vibrariam com o meu sucesso. Saudades. – Lorena de Filippis Alfaro.

## RESUMO

ALFARO, Lorena de Filippis, SILVA, Jonatha Giadanes Farina de Souza e, ROSA, Danillo Galvão. Custo Ótimo de Pré-Despacho: Otimização do Custo da Geração de Sistemas Hidrotérmicos. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2014.

Esta pesquisa de abordagem conceitual e prática desenvolve um estudo sobre o despacho ótimo de energia elétrica, com foco em duas fontes geradoras, hidroelétricas e termelétricas. Analisa os diferentes horizontes de planejamento de geração, sua importância no despacho real e a aplicabilidade do tema no contexto da crise energética vivida, em 2014 no Brasil. Apresenta dados históricos do sistema elétrico Brasileiro e seu desenvolvimento até os dias de hoje. Estuda equações de custo ótimo de termelétricas, metas de hidroelétricas e equações relativas ao horizonte temporal do Pré-Despacho, bem como simplificações conceituais aplicadas a essas equações. Apresenta os sistemas escolhidos para a análise proposta e dados relevantes dos mesmos na elaboração do equacionamento em Matlab® ; além de dados a cerca da função fmincon, seu próprio equacionamento e restrições. O estudo é complementado pela apresentação gráfica do despacho ótimo de energia elétrica de cada unidade geradora. Tem como resultado, em cada cenário considerado na dissertação, as usinas e a quantidade de energia das mesmas a serem despachadas para que se tenha um custo ótimo de geração atendendo a demanda do sistema.

Palavras-Chave: Pré-despacho, Operação de Sistemas Energéticos, Hidrotérmicos, Termelétricas, Termoelétricas, Sistema Elétrico Nacional, Custo Ótimo, Matlab, Fmincon, Sistema Elétrico 5 barras, Sistema Elétrico 33 barras.

## ABSTRACT

ALFARO, Lorena de Filippis, SILVA, Jonatha Giadanes Farina de Souza e, ROSA, Danillo Galvão. Optimal Cost of Predispach : Optimal Generation Cost of Hidrotermical Systems. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2014.

This conceptual and practical research develops a study about the optimal dispatch of electricity, focusing on two generation sources, hydro and thermoelectrics. Analyzes the different generation planning horizons, their importance in real time operation and the applicability of this matter in the energy crisis lived, in 2014 in Brazil. Presents some historical facts over the Brazilian electrical system and its development through the present day. Studies generation cost equations related to thermoelectrics, hydroelectrics generation targets and relevant equations to the Predispach's temporal horizon, as well as the simplifications applied on these equations. Presents the systems chosen for analysis, their relevant data for the equating in Matlab®; also, information about fmincon, its own equations and restrictions. The study is complemented by the graphical representation of the obtained results regarding optimal electricity dispatch of each generating unit. Results, in each scenario considered in the theses, in which and how much of each mill is to be dispatched in order to have an optimal energy cost still meeting system demand.

Palavras-Chave: Predispach, Energetic Systems's, Hidrotermic, Thermoelectrics, , Nacional Eletric SystemS, Optimal Cost, Matlab, Fmincon, Eletric System with 5 generation bars, Eletric System with 33 generation bars.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Modelos Temporais do Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos.....	17
Figura 2 - Organização do setor elétrico brasileiro.....	25
Figura 3 - Principais mudanças do setor elétrico brasileiro.....	25
Figura 4 - Potência instalada em tipos diferentes de usinas geradoras.....	26
Figura 5 - Dez maiores agentes geradores.....	27
Figura 6 - Distribuição de UHEs no Brasil.....	28
Figura 7 - Distribuição de UTEs no Brasil.....	29
Figura 8 - Cadeia de planejamento.....	32
Figura 9 – Sistema Base de 5 barras.....	44
Figura 10 – Sistema de 33 barras, região Sul (Em vermelho linhas 500kV e em verde linhas de 230kV).....	46
Figura 11 – Curvas de despacho e demanda para o Cenário 1 – 5 Barras.....	50
Figura 12 – Curvas de despacho e demanda para o Cenário 2 – 5 Barras.....	52
Figura 13 – Curvas de despacho e demanda para o Cenário 1 – 33 Barras.....	54
Figura 14 – Curvas de despacho e demanda para o Cenário 2 – 33 Barras.....	56
Figura 15 – Curvas de despacho e demanda para o Cenário 3 – 33 Barras.....	58
Figura 16 – Curvas de despacho e demanda para o Cenário 4 – 33 Barras.....	60
Figura 17 – Curvas de despacho e demanda para o Cenário 5 – 33 Barras.....	63
Figura 18 – Curvas de despacho e demanda para o Cenário 6 – 33 Barras.....	65

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Matriz Elétrica Brasileira.....	15
Tabela 2 – Tabela das porcentagens.....	40
Tabela 3 - Potência Ativa demandada por barra, sistema base de 5 barras.....	45
Tabela 4 - Potência Ativa barras geradoras, sistema base de 5 barras.....	45
Tabela 5 - Dados de Carga do Sistema de 33 barras.....	46
Tabela 6 - Dados de Barras Geradoras do Sistema de 33 barras.....	47
Tabela 7 - Demanda diária para os sistemas estudados.....	47
Tabela 8 - Despachos e demandas para o Cenário 1 – 5 Barras.....	49
Tabela 9 – Despachos e demandas para o Cenário 2 – 5 Barras.....	51
Tabela 10 – Prioridade de despacho.....	53
Tabela 11 – Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para o Cenário 1 – 33 Barras.....	53
Tabela 12 – Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para Cenário 2 – 33 Barras.....	55
Tabela 13 – Dados de Barras Geradoras do Sistema de 33 barras para o Cenário 3 – 33 Barras.....	57
Tabela 14 – Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para Cenário 3 – 33 Barras.....	57
Tabela 15 – Prioridade de despacho para o Cenário 4 - 33 Barras.....	59
Tabela 16 – Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para o Cenário 4 – 33 Barras.....	59

Tabela 17 – Prioridade de despacho para o Cenário 5 – 33 Barras.....	61
Tabela 18 – Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para Cenário 5 – 33 Barras.....	62
Tabela 19 - Prioridade de despacho para o Cenário 6 – 33 Barras.....	64
Tabela 20 - Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para Cenário 6 – 33 Barras.....	64

## GLOSSÁRIO

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
ACL	Ambiente de Contratação Livre.
ACR	Ambiente de Contratação Regulamentada.
Bid	Preço de venda da energia por parte do negociador.
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento.
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
CCOI	Comitê Coordenador de Operação Interligada
CCON	Comitê Coordenador de Operação do Norte/Nordeste.
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos.
CEMIG	Centrais Elétricas de Minas Gerais.
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.
CGCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica.
CME	Companhia Mineira de Eletricidade.
CMO	Custo Marginal de Operação.
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica.
CNPE	Conselho Nacional de Pesquisa Energética.
CODI	Comitê de Distribuição da Região Sul-Sudeste.
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras.
Eletronorte	Centrais Elétricas do Norte do Brasil.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
FPO	Fluxo de Potência Ótimo.
GCPS	Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos
GT	Grupo de trabalho.
MAE	Mercado Atacadista de Energia.
MME	Ministério de Minas e Energia.
NPL	Programação não linear.
Nuclebrás	Empresas Nucleares Brasileiras.
ONS	Operador Nacional de Sistemas.
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento.

PLD	Preço de Liquidação das Diferenças.
UHE	Usina Hidrelétrica.
UTE	Usina Termelétrica.

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	14
1.1 TEMA .....	14
1.1.1 Delimitação do tema.....	17
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS.....	18
1.3 OBJETIVOS .....	19
1.3.1 Objetivo geral .....	19
1.3.2 Considerações e Objetivos Específicos .....	19
<b>2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E PRÉ-DESPACHO</b> .....	23
2.1 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO .....	23
2.2 CRISE DE 2001 .....	23
2.3 CRIAÇÃO DO NOVO MODELO.....	24
2.4 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO.....	26
2.4.1 Unidades Hidrelétricas (UHEs).....	27
2.4.2 Unidades termelétricas (UTES) .....	28
2.5 PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO .....	29
2.6 MERCADO <i>SPOT</i> .....	30
2.6.1 Mercado <i>spot</i> brasileiro .....	30
2.7 DADOS E PARÂMETROS RELEVANTES AO PRÉ-DESPACHO.....	31
2.7.1 Introdução .....	31
2.7.2 Critérios Relevantes ao Pré-despacho.....	32
2.8 MODELO MATEMÁTICO PARA O CUSTO DAS USINAS TERMELÉTRICAS ..	33
<b>3 DESCRIÇÃO DE DADOS E FUNÇÕES UTILIZADOS NA FORMULAÇÃO DO PROGRAMA DE ESTUDO DE PRÉ-DESPACHO DE ENERGIA HIDROTÉRMICA</b> .....	36
3.1 FUNÇÃO FMINCON.....	36

3.1.3 Exemplo para Cálculo do Custo Ótimo em Termelétricas.....	37
3.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE PRÉ-DESPACHO .....	39
3.3 APRESENTAÇÃO DE DADOS UTILIZADOS NA FORMULAÇÃO DO PROGRAMA DE ESTUDO DE PRÉ-DESPACHO .....	43
3.3.1 Resumo de Dados considerados /Referência Bibliográficas .....	43
3.3.2 Premissas adotadas no tratamento dos dados considerados no estudo de pré-despacho de energia hidrotérmica.....	44
3.3.3 Dados do Sistemas Base de 5 barras .....	44
3.3.4 Dados do Sistema de 33 barras .....	45
<b>4 ANÁLISE DE RESULTADOS .....</b>	<b>49</b>
4.1 SISTEMA DE 5 BARRAS .....	49
4.1.1 Cenário 1 – 5 Barras .....	49
4.1.2 Cenário 2 – 5 Barras .....	51
4.2 SISTEMA DE 33 BARRAS .....	52
4.2.1 Cenário 1 – Sistema de 33 Barras .....	53
4.2.2 Cenário 2 – 33 Barras .....	55
4.2.3 Cenário 3 – 33 Barras .....	57
4.2.4 Cenário 4 – 33 Barras .....	59
4.2.5 Cenário 5 – 33 Barras .....	61
4.2.6 Cenário 6 – 33 Barras .....	63
<b>5 CONCLUSÃO .....</b>	<b>66</b>
5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	68
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>70</b>

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 TEMA

A geração de energia elétrica, nos últimos 20 anos, tem sido objeto de grande discussão, principalmente, quanto à natureza da fonte primária. A matriz energética de um país é, escolhida pelo benefício relacionado ao seu custo de produção, qualidade de energia entregue e adequação ambiental.

Segundo Silva (1985, p. 4), os bruscos aumentos do preço do petróleo, associados à reflexão sobre a natureza limitada das suas reservas economicamente exploráveis, levaram a generalidade dos países a optar por uma diversificação das fontes primárias para a geração de energia elétrica.

O Brasil detém 15% das reservas mundiais de água doce disponível só utilizando um quarto de seu potencial. Por dispor da maior bacia hidrográfica do mundo, é natural e compreensível que o Brasil tenha feito historicamente sua opção por esta matriz energética. (ANEEL, 2003 apud CAMARGO, p.1)

Segundo a ANEEL, em 11 de agosto de 2014, o Brasil estava contando com 63,02% de energia proveniente de usinas hidrelétricas, como pode-se observar na Tabela 1.

O Brasil, no entanto, não deve centrar-se apenas em recursos hídricos para produção de energia elétrica, pois a geração da mesma pressupõe a existência de água em reservatórios, e ainda que o país seja tão rico nesse quesito, têm-se também períodos de seca, nos quais a geração total de energia elétrica seria afetada.

Nesse cenário, o parque de usinas térmicas brasileiras deve entrar em funcionamento para que haja continuidade de fornecimento de energia (conforme Lei nº 8,987 de 13 de fevereiro de 1995), e sendo assim, apesar da predominância hidráulica na matriz energética do Brasil, o pequeno percentual de energia térmica possui um custo significativo (SALMAZO, 1997, p.6). Então, para que a divisão entre geração térmica e hidráulica seja feita, é necessário um planejamento de operação.

Tabela 1 - Matriz Elétrica Brasileira

Tipo	Capacidade Instalada			Total			
	N.º de Usinas	(kW)	%	N.º de Usinas	(kW)	%	
Hidro		1.129	87.393.085	63,02	1.129	87.393.085	63,02
Gás	Natural	116	12.535.890	9,04	157	14.303.313	10,32
	Processo	41	1.767.423	1,27			
Petróleo	Óleo Diesel	1.173	3.576.064	2,58	1.206	7.659.677	5,52
	Óleo Residual	33	4.083.613	2,94			
Biomassa	Bagaço de Cana	383	9.667.771	6,97	484	11.991.718	8,65
	Licor Negro	17	1.785.022	1,29			
	Madeira	53	437.635	0,32			
	Biogás	22	64.857	0,05			
	Casca de Arroz	9	36.433	0,03			
Nuclear		2	1.990.000	1,44	2	1.990.000	1,44
Carvão Mineral	Carvão Mineral	13	3.389.465	2,44	13	3.389.465	2,44
Eólica		177	3.751.933	2,71	177	3.751.933	2,71
Fotovoltaica		164	11.287	0	164	11.287	0
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	5,89
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200	0,19			
	Uruguai		70	0,07			
<b>Total</b>		<b>3.334</b>	<b>138.664.828</b>	<b>100</b>	<b>3.334</b>	<b>138.664.828</b>	<b>100</b>

Fonte: ANEEL, 2014.

Planejar a operação de um sistema elétrico é definir a estratégia de funcionamento das usinas para o presente, observando seu impacto futuro e atendendo a um determinado objetivo (em geral atender a demanda a um mínimo custo). Ou seja trata-se de um problema de otimização (SANTOS, 2010, p. 3).

Uma das variáveis principais na decisão do planejamento da operação é a adequada gestão da água em estoque nos reservatórios das usinas. Esse estoque deve ser utilizado de uma forma ótima e econômica, isto está intimamente ligado com a decisão de uso de água a cada instante de tempo. O custo de geração tanto das usinas hidrelétricas como das térmicas, deve ter um valor ótimo, o qual permita um sistema sustentável.

Os sistemas hidrotérmicos, como o brasileiro, são compostos de usinas termoelétricas convencionais ou nucleares, e usinas hidrelétricas, ligadas aos centros de carga através de um sistema de transmissão.

Os custos operativos deste tipo de sistema incluem: Custo de manutenção e operação dos sistemas, custos de não atendimento a carga e gastos com combustíveis, tanto nas usinas térmicas como nas usinas hidrelétricas. Quando não há despacho algum de energia térmica, considera-se o custo da água como sendo nulo (BENEDITO, 2014). Devido às características de estoque e acoplamento de sistemas hidrotérmicos a operação dos mesmos é afetada em âmbito econômico e de confiabilidade de entrega de energia.

Uma política que teria o intuito de tornar a operação de geração de energia mais econômica seria a máxima utilização das usinas hidroelétricas, utilizando a água armazenada nos reservatórios. No entanto, essa política aumentaria o risco de não atendimento a carga. Se a tentativa fosse de tornar o sistema mais confiável o nível dos reservatórios seria mantido no mais elevado possível. Entretanto, isto significa uma maior utilização de geração complementar a partir de recursos não-hidráulicos (geração térmica), o que aumentaria os custos da geração de energia. Portanto, deve-se equilibrar o benefício imediato do uso da água com o benefício futuro advindo de seu armazenamento.

Segundo Salmazo (1997, p. 6 e 7), a operação de sistemas hidrotérmicos é complexa pela aleatoriedade das vazões, acoplamento temporal entre os períodos e representação do conjunto gerador no que se refere a rendimentos, perda hidráulica e elevação do nível de jusante para os diversos níveis de armazenamento dos reservatórios e de geração. Graças a essa complexidade e também à dimensão do sistema brasileiro, um único modelo não pode representar o problema.

Os modelos, ou cadeias de modelos, tem diferentes horizontes de planejamento e graus de detalhamento do sistema; médio prazo (cinco anos com base temporal mensal), curto prazo (mensal com base temporal semanal), programação (semanal com base temporal diária), pré-despacho (diário com base temporal discretizada em horas) e despacho (em tempo real). A Figura 1 ilustra como esses modelos estão encadeados e como aumenta-se o detalhamento do sistema a medida que o horizonte de tempo é menor.



**Figura 1 - Modelos Temporais do Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos**

Fonte: CEPEL, apud Benedito.

O desenvolvimento do estudo proposto por esse trabalho está focado na modelagem de curto prazo na fase de pré-despacho.

### 1.1.1 Delimitação do tema

O pré-despacho de um sistema de potência consiste na definição de uma programação que visa atingir as metas energéticas com o menor custo possível de geração, trabalhando com as usinas térmicas o menor período de tempo possível, ou seja, maximizando a utilização das usinas hidrelétricas sem que os reservatórios dessas possam ser prejudicados no futuro. O pré-despacho tem como referência o planejamento de horizontes maiores, e serve como um norte para o planejamento em tempo real (NEPOMUCENO; OISHI; SOAREZ, 2000, p. 169).

Esse trabalho visa a elaboração de uma ferramenta (algoritmo computacional) para planejamento de curto prazo que venha diminuir ao máximo a geração de energia a partir de termoelétricas, chegando-se a uma geração ótima para a qual tanto os quesitos econômicos quanto de confiabilidade sejam atendidos.

Conseqüentemente, a utilização de usinas hidrelétricas deve ser maximizada, e foi adotada a premissa de que seus reservatórios apresentam variações desprezíveis nesse intervalo de tempo de um dia (pré-despacho). Porém, o custo d'água não foi considerado nulo. Na formulação aqui proposta, já que houve um despacho constante de energia térmica considerado (mesmo que mínimo) (FERNANDES & ALMEIDA, 2014).

Essas considerações foram aplicadas a sistemas teste conhecidos da literatura, primeiramente para o sistema de 5 barras do IEEE e depois, utilizando os mesmos critérios, a um sistema de 33, representando a região Sul do Brasil.

## 1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Com respeito às usinas termoelétricas, o principal fato a ser considerado é o custo do combustível para a operação, porém, é necessário levar em consideração que a partida e parada dos geradores também geram gastos e são processos lentos devido a fatores termodinâmicos da caldeira (SANTOS, 2010, p.5). Foi adotada, então, a prerrogativa de que as usinas termoelétricas estão funcionando durante todo o período considerado do pré-despacho (24 horas), interruptamente e com geração de energia constante.

Para as usinas hidrelétricas, o preço relativo da água adotado foi baseado em uma tabela de metas de hidrelétricas - obtida através de um programa de despacho de médio prazo (ALVES, 2007). Adotou-se, também, um vetor de 24 posições (uma para cada hora do planejamento de curto prazo) como resposta ao despacho das hidrelétricas.

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 Objetivo geral

O objetivo deste trabalho é estudar a utilização de um algoritmo computacional baseado na linguagem de computação técnica Matlab<sup>®</sup> e no método de pontos interiores, que a partir das considerações descritas e dos dados de operação, seja capaz de determinar uma estratégia de geração de custos reduzidos (um número mínimo aceitável de usinas térmicas), ou seja, o despacho ideal de cada usina hidrelétrica a ser considerada (levando em consideração as restrições relativas às metas de cada uma), e que atenda a demanda energética a ser considerada.

### 1.3.2 Considerações e Objetivos Específicos

a-) Aplicar um modelo de pré-despacho aos sistema base de geração citados com as seguintes considerações:

- O sistema base adotado foi o modelo do IEEE de 5 barras com duas hidrelétricas e uma térmica. A partir dos resultados encontrados no sistema base a análise foi expandida para um sistema elétrico de 33 barras com 7 hidrelétricas e uma térmica.
- Restrições hidráulicas foram ignoradas, pois os reservatórios variam muito pouco de armazenamento nesse horizonte de 24 horas (NEPOMUCENO et al., 2000).
- O despacho das termelétricas foi considerado de forma constante ao longo do dia (NEPOMUCENO, 2000);
- O custo da água a ser considerado neste problema foi baseado em uma tabela de metas de hidrelétricas, que foi obtida previamente em um modelo de médio prazo (ALVES, 2007).

- As cargas de cada barra do modelo expandido (33 barras) foram retiradas também do modelo de médio prazo (ALVES, 2007), assim como os valores de potência ativa.
- Os sistemas elétricos apresentados foram considerados como ideais, ou seja, foram desprezadas as perdas de energia nos processos de transformação e transmissão.
- A curva de custos de cada hidrelétrica foi mapeada e redefinida em um vetor de 24 posições (uma para cada hora do dia).

b-) Outros resultados a serem obtidos através do aplicativo, seguindo as mesmas considerações anteriores são:

- Custo relativo as Termoelétricas;
- Despacho das hidrelétricas;

c-) Estudar literaturas relacionadas ao tema proposto, e a partir delas definir dados como:

- Meta de geração máxima diária de cada usina hidrelétrica, afim de relacioná-las a um custo;
- Carga das barras geradoras e a potência ativa das mesmas, com o intuito de aplicar esses valores ao sistema de 33 barras a ser implementado na linguagem de computação técnica Matlab®.

d-) Redefinir os dados das curvas hidrelétricas em um vetor de 24 posições.

e-) Implementar os algoritmos computacionais na linguagem de computação técnica Matlab® e realizar várias simulações considerando diferentes cenários.

f-) Analisar os resultados obtidos e escrever as conclusões.

#### 1.4 JUSTIFICATIVA

Com intensas mudanças climáticas, o Brasil vem sofrendo sérias dificuldades com a geração de energia. Em 2001, houve uma grande ameaça ao suprimento de

energia elétrica o que obrigou a população brasileira a mudar de forma drástica o seus hábitos de consumo de energia.

Naquela época, mais de 90% da geração de energia elétrica no país era por meio de usinas hidrelétricas que, obviamente, necessitam de água para manter os seus reservatórios em níveis adequados para produção. Com a escassez que atingiu o país naquele ano, o Brasil foi obrigado a tomar novas medidas de produção e transmissão de energia.

Nos últimos três anos, percebe-se que não há chuvas de forma abundante em todas as regiões do Brasil e, para não haver outra crise de suprimento energético, faz-se necessário o acionamento de usinas termelétricas no complemento da geração de energia. Entretanto, a energia produzida por essas usinas é mais cara do que a produzida nas usinas hidrelétricas e é preciso estudar de forma minuciosa as questões de despacho e pré-despacho.

Neste trabalho de conclusão de curso foi proposto o desenvolvimento de um algoritmo computacional para a simplificação da análise de despacho de energia. Com essa ferramenta, poderemos obter, de uma forma mais rápida e simples, a quantidade necessária, no tempo adequado, a produção de energia nas usinas hidrelétricas e termelétricas.

## 1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este TCC é composto por 5 capítulos. O capítulo 2 é apresentando um pouco da história do setor elétrico brasileiro e como é seu atual funcionamento. Conjuntamente é mostrando os parâmetros relevantes ao pré-despacho de energia e a sua modelagem matemática.

No capítulo 3 é mostrado de forma detalhada como será desenvolvido o algoritmo computacional proposto nesta dissertação. Além disso, traz os dados obtidos do setor elétrico brasileiro e os critérios adotados para os Sistemas de 5 barras e 33 barras.

Já no capítulo 4, a formulação matemática é testada em diferentes cenários, simulando de forma mais aproximada possível da realidade do sistema elétrico

brasileiro. Os resultados são analisados e apresentados ainda neste capítulo. E, por fim, a conclusão do trabalho é exposta no capítulo 5.

## 2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E PRÉ-DESPACHO

Neste capítulo será abordada a reestruturação do setor elétrico brasileiro, suas principais características, e diretrizes do processo de comercialização de energia, além de explicar alguns critérios relevantes a elaboração do modelo de pré-despacho de energia.

### 2.1 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Na década de 1990, Fernando Henrique Cardoso, então presidente da República, promoveu uma reforma do setor elétrico, RE-SEB. Segundo Vianna (2005), os principais objetivos do RE-SEB eram: competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, expansão dos investimentos necessários com base em aportes do setor privado e regulação dos segmentos que são monopólios naturais (transmissão e distribuição de energia elétrica).

Segundo Goldenberg e Prado (2003), com a reestruturação do setor, foram criadas a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), para regulamentar e fiscalizar as atividades, o ONS (Operador Nacional do Sistema) que criou regras para gerenciar a produção e transmissão de energia, e o MAE (Mercado Atacadista de Energia) que administrava o mercado atacadista (substituído no novo modelo do setor elétrico de 2004 pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica)). Além desses, foi criado o CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos.) que visava o planejamento de expansão, e o CNPE (Conselho Nacional de Pesquisa Energética) que assessorava a presidência sobre políticas e diretrizes relativas ao setor elétrico.

### 2.2 CRISE DE 2001

Mesmo com a reorganização do sistema elétrico, o Brasil passou por sérios problemas energéticos. O país ainda não estava acompanhando o crescimento da demanda, e além disso, nesse período as condições hidrológicas não foram favoráveis nas regiões Sudeste e Nordeste.

O governo federal criou a CGCE (Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica), com o objetivo de administrar a crise diminuindo a utilização de energia em 20% durante o período de junho a novembro de 2001, minimizando o tempo no qual o país passaria pelo racionamento e se possível, não permitindo que o mesmo se estendesse até 2002. Quem não alcançasse a meta de redução de consumo seria punido com o corte de energia.

No ponto de vista da demanda, o plano visava reduzir o consumo de energia em 20%, comparativamente à média dos meses de maio a julho de 2000. Os consumidores foram divididos em quatro níveis de consumo, e as percentagens de consumo a serem reduzidas variavam de acordo com o perfil de cada um (residencial, rural, industrial e comercial).

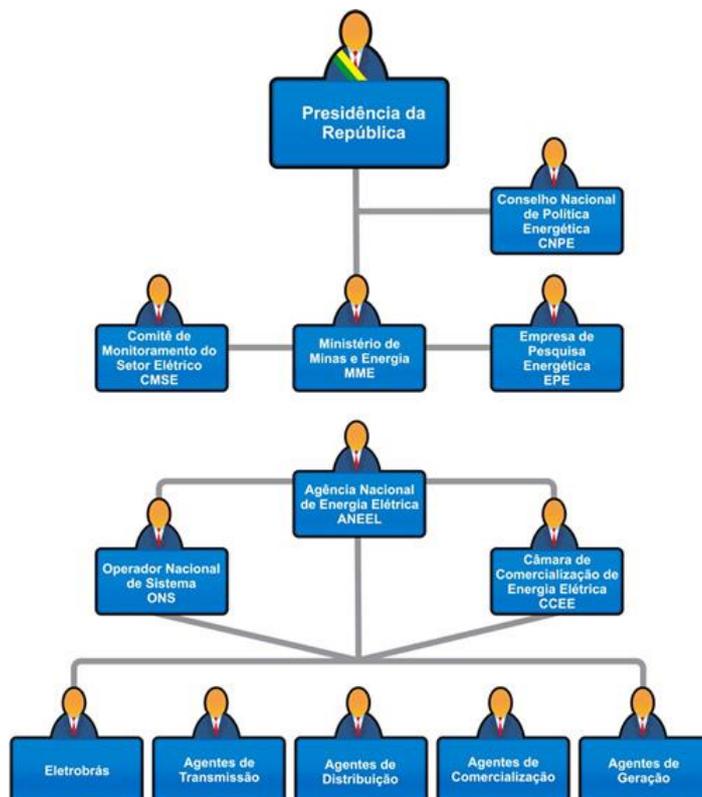
### 2.3 CRIAÇÃO DO NOVO MODELO

Com a saída de Fernando Henrique Cardoso do governo, e com Luís Inácio da Silva assumindo a presidência da república, criou-se um grupo de trabalho, para debater a implementação de um novo modelo do setor elétrico brasileiro, e que a partir dele, o Brasil não enfrentasse mais um racionamento com o passar do tempo, já que a demanda por energia continuava em crescimento.

Nesse modelo foram criadas algumas outras entidades, com objetivo de melhorar o planejamento e a organização do setor. Dentre elas estão a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), que faz o planejamento de longo prazo do setor elétrico, e a CCEE que assumiu as atividades na parte da comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional. A Figura 2 mostra como são organizadas as instituições que formam o setor elétrico brasileiro e na Figura 3, tem-se um resumo dos modelos de setor elétrico que já existiram no Brasil.

Segundo a CCEE (2014), foram também criados os ambientes de compra e venda, o ACL (Ambiente de Contratação Livre), onde os geradores a título de serviço público, autoprodutores, produtores independentes, comercializadores, importadores e exportadores de energia e os consumidores livres e especiais, têm liberdade para negociar a compra de energia, estabelecendo volumes, preços e

prazos de suprimento. E o ACR (Ambiente de Contratação Regulamentada), onde os compradores e vendedores de energia participantes dos leilões, e formalizam suas relações comerciais por meio de contratos registrados no âmbito no ACR.



**Figura 2 - Organização do setor elétrico brasileiro**

Fonte: ABRADÉE, 2014.

<b>Modelo Antigo</b> Até 1998	<b>Modelo Livre</b> De 1999 a 2003	<b>Novo Modelo</b> Atual
Financiamento através de recursos públicos;	Financiamento através de recursos públicos e provados;	Financiamento através de recursos públicos e provados;
Empresas Verticalizadas;	Empresas divididas por atividade;	Empresas divididas por atividade;
Empresas predominantemente estatais;	Privatização de empresas;	Empresas estatais e privadas;
Monopólio;	Livre competição;	Competição na geração e comercialização;
Consumidores cativos;	Consumidores livre e cativos;	Consumidores livre e cativos;
Tarifas reguladas em todos os segmentos.	Preços livremente comercializados.	Preços livres no ambiente livre e leilão no ambiente regulamentado.

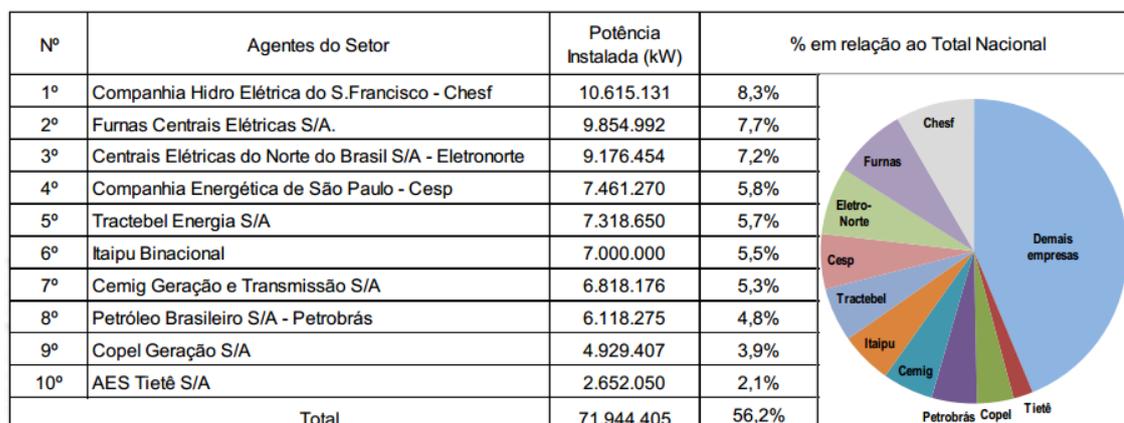
**Figura 3 - Principais mudanças do setor elétrico brasileiro**

Fonte: CCEE, 2014.

## 2.4 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Segundo o ONS (2014), o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, e uma parcela muito pequena da energia requerida se encontra fora do SIN.

Segundo a ABRADÉE (2014), no setor de geração, a maioria dos empreendimentos brasileiros, 1.570, são usinas termelétricas de médio porte movidas a gás natural, biomassa, óleo diesel, óleo combustível e carvão mineral. A Figura 4 mostra os dez maiores agentes em capacidade instalada, e a Figura 5 cita as quantidades de usinas em cada meio de geração.



**Figura 4 - Potência instalada em tipos diferentes de usinas geradoras**

Fonte: ANEEL, 2014.

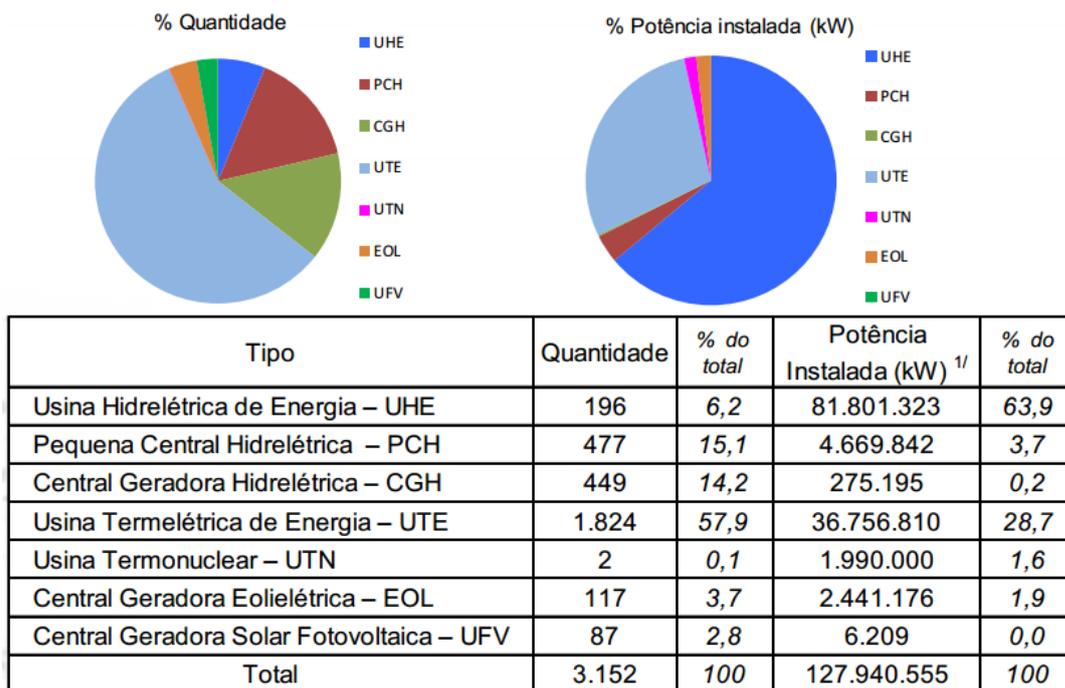


Figura 5 - Dez maiores agentes geradores

Fonte: ANEEL, 2014.

#### 2.4.1 Unidades Hidrelétricas (UHEs)

Uma das soluções mais econômicas para geração de energia é construção de usinas hidrelétricas. Em uma usina desse tipo, uma barragem armazena a água do rio. No interior da barragem são instalados grandes tubos inclinados, geralmente chamados de aquedutos, que abrigam as turbinas. A água desce pelos tubos e faz girar o sistema de hélices, movimentando o eixo dos geradores que produzem a energia elétrica. Perto dos geradores são instalados os transformadores. Depois de movimentar as turbinas, as águas voltam para o leito do rio sem sofrer nenhum tipo de degeneração. É por isso que a energia hidrelétrica é considerada uma fonte limpa, além de ser renovável.

A Figura 6 mostra a distribuição das UHEs no Brasil.



**Figura 6 - Distribuição de UHEs no Brasil**

**Fonte: ANEEL, 2014.**

#### 2.4.2 Unidades termelétricas (UTES)

Em regiões com poucos recursos hidrográficos, mas com boas reservas de óleo, carvão ou gás, é possível girar as hélices das turbinas com a força do vapor resultante da queima desses combustíveis. A maioria das usinas termelétricas usa fontes primárias consideradas não renováveis, mas em alguns lugares do Brasil já é possível gerar energia a partir de combustíveis alternativos, como a biomassa. A Figura 7 mostra a distribuição de UTES no Brasil.



**Figura 7 - Distribuição de UTEs no Brasil**

Fonte: ANEEL, 2014.

## 2.5 PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO

Segundo publicação no Portal Brasil (2013), o PAC (Programa de Aceleração do Crescimento) 2, segunda fase do programa do governo federal que visa acelerar o crescimento do país, aumentou a capacidade do parque gerador brasileiro em 9.231 MW na área de Geração de Energia.

Destaca-se, em setembro de 2013, a entrada em operação da primeira unidade geradora (75 MW) da hidrelétrica de Jirau em Rondônia (RO). Estão sendo construídas oito hidrelétricas (19.685 MW), 11 termelétricas (3.512 MW), 122 eólicas (3.256 MW) e cinco pequenas centrais hidrelétricas (100 MW).

Essa informação mostra, a princípio, que o Brasil segue com a mesma ideologia de utilizar energia renovável para suprir o crescimento da demanda, porém, está investindo em outros tipos de energia renovável, que trazem um custo menor, não necessitando de um combustível não renovável.

## 2.6 MERCADO SPOT

A energia elétrica se diferencia de outros bens pela dificuldade de estocagem. Sendo assim, fazendo-se uma análise da oferta de hidrelétricas e demanda brasileira, vê-se uma necessidade de energia ser vendida no mercado de curto prazo, por setores dependentes de outra matéria-prima, para que em períodos de seca de algumas regiões, não se faça necessário o racionamento, e também não ocasione uma eventual falta de oferta para suprir a demanda. No entanto, esses fatores devem ser supridos pelo mínimo custo e de forma confiável.

O mercado de energia é chamado de mercado *spot*, que são leilões em MW ou MWh que servem de base para o preço do setor (SBPE, 2014).

### 2.6.1 Mercado *spot* brasileiro

A reforma do setor elétrico brasileiro iniciada nos anos 90, teve entre outros objetivos criar um ambiente competitivo e aumentar a participação de investimentos privados no setor. Inicialmente, o propósito era criar um sistema de competição, no qual os preços definidos no mercado de *spot* estimulassem novos investimentos de geração à distribuição.

*As características mais importantes do mercado spot brasileiro são: existência de um operador único do mercado (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE) que centraliza as transações de compra e venda de energia custos (e preços) associados diretamente ao despacho econômico, o modelo de preço é o preço marginal do sistema (PMS), calculado de forma ex-ante com bases semanais, demanda passiva no mercado atacadista, e não há existência de pagamentos por capacidade (LEITE, CASTRO, 2010).*

Segundo Santana (2004), em casos como no Brasil, o mercado atacadista funciona sem *bid* (lances) de preços por parte das empresas de geração, mas sim a partir da operação de um programa de despacho ótimo (solução que foi defendida no período da reestruturação pelos operadores do sistema, em oposição à opinião dos especialistas de mercado competitivo), a não ser para usinas termelétricas flexíveis, isto é, cujo despacho acontece por ordem de mérito de seus preços. Por ter predominância de hidrelétricas, o atendimento da demanda ao mínimo custo e de forma confiável só seria preservado com o despacho centralizado e com os preços

endógenos a tal despacho, ou seja, o preço do mercado *spot* seria o próprio custo marginal de curto prazo.

Por ser relacionado com hidrelétricas, o mercado sofre grande volatilidade, isso porque a busca de um despacho ótimo de geração em hidrelétrica é feita visando garantir a oferta em condições adversas do clima trazendo expressivas incertezas para os agentes.

Dado que o baixo volume dos reservatórios no futuro pode aumentar os custos marginais (e, conseqüentemente, os preços do mercado *spot*), as informações presentes quanto às expectativas de aflúncias para tais reservatórios podem ser resultado de alguma estratégia, isto é, construídas de tal forma a não levar o sistema a déficits e não exigir, para as usinas hidrelétricas, exposições aos preços do mercado *spot*, o que obrigaria maiores pagamentos para honrarem seus contratos (SANTANA, 2004).

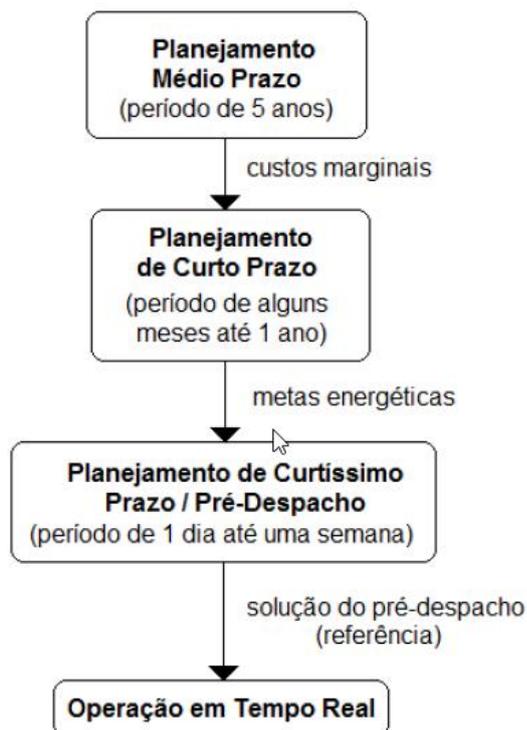
O cálculo é feito a partir de duas hipóteses, uma de futuro com escassez de recursos hídricos e outra de futuro com excesso de água. O cruzamento das duas curvas é o custo ótimo, calculado pelo programa NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL. O ONS utiliza o NEWAVE e o DECOMP para formular o CMO, que serve de base para que a CCEE calcule o PLD (Preço de Liquidação das Diferenças).

## 2.7 DADOS E PARÂMETROS RELEVANTES AO PRÉ-DESPACHO

### 2.7.1 Introdução

O pré-despacho estudado nesse trabalho, é desenvolvido para um horizonte de 24 horas. Quando se chega nessa etapa de despacho, já foram analisados de forma exaustiva os critérios para uma ótima produção de energia, como por exemplo: menor perda possível da mesma, menor tempo de funcionamento das usinas térmicas, metas energéticas estipuladas, entre outros aspectos.

Na etapa do pré-despacho é preciso ter de forma detalhadas todo o sistema de produção de energia, como por exemplo, os dados de todos os geradores das usinas, tais como capacidade de geração, reatância transitória, tensão de operação, entre outros. Também, devido ao curto período planejado, a formulação matemática é mais precisa e o problema aqui é considerado determinístico (CERQUEIRA, 2012). A Figura 8 ilustra as etapas do planejamento energético, mostrando qual etapa é definida no planejamento da programação para o dia seguinte.



**Figura 8 - Cadeia de planejamento**

Fonte: CEPEL, 2013.

### 2.7.2 Critérios Relevantes ao Pré-despacho

Nesta sessão são explicados alguns critérios importantes e necessários para se formular uma estratégia matemática na implantação do *software*.

Como já foi dito, quase toda energia elétrica brasileira é produzida em hidrelétricas e por isso nesta pesquisa será considerada uma maior participação dessas usinas no pré-despacho. Os grandes reservatórios dessas usinas não variam de forma considerável num intervalo de 24 horas. No entanto, elas não dispõem de energia suficiente em todo o tempo operacional, já que seus reservatórios diminuem drasticamente em tempo de seca, se fazendo necessária a ativação de uma geração em paralelo para suportar a demanda prevista (BORGES, 2010).

Outro dado importante nesse conjunto de operação é que os geradores termelétricos dão sua tomada de carga na forma de rampa, que é dita por configurações construtivas de cada fabricante que leva em consideração os limites físicos das unidades.

Essas restrições operativas das unidades termelétricas são de complexa implementação na formulação do pré-despacho, e por conta disso, preferiu-se seguir as técnicas adotadas por Nepomuceno (2000) e desconsiderá-las. Sendo assim, considerou-se a geração das termoelétricas como constante em todo o intervalo de tempo de utilização, ou seja, sem variação de potência na saída das máquinas.

Portanto, fazem-se as seguintes considerações:

- Planejamento diário, ou seja, definição das potências ativas a serem geradas no período de vinte e quatro horas do dia;
- Utilização de metas energéticas para as hidrelétricas, obtidas por modelo de médio prazo;
- Variação dos reservatórios ignorada, já que estes sofrem pequenas mudanças num horizonte de 24 horas (Nepomuceno, 2000);
- Despacho das usinas térmicas constantes ao longo do dia (Nepomuceno 2000).

## 2.8 MODELO MATEMÁTICO PARA O CUSTO DAS USINAS TERMELÉTRICAS

A geração mais econômica das usinas termoelétricas pode ser definida como um problema de otimização denominado Despacho Econômico. Este supõe que as características importantes para uma operação econômica de unidades térmicas se dá na relação entre potência térmica de entrada ( $H_i$ ), resultante da queima do combustível e a potência elétrica na saída da unidade ( $P_i$ ). O conjunto de pontos que associam a potência elétrica de saída com a potência térmica de entrada para os diferentes valores de potência podem ser representados na maiorias dos casos por uma função quadrática.

É possível relacionar da seguinte forma as variáveis como foi mostrado por Souza (2005):

$$H_i(P_i)=a+b.P_i+c.P_i^2 \quad (2.1)$$

Onde:

$H_i$  = Potência térmica de entrada da unidade  $i$  [GJ/h]

$P_i$  = Potência elétrica de saída da unidade  $i$  [MW]

$a, b, c$  = Parâmetros característicos de cada unidade

A obtenção da função de custo de produção que relaciona cada unidade térmica, vem da multiplicação  $H_i(P_i)$  pelo custo do combustível utilizado na unidade.

Portanto:

$$C_i(P_i) = (a + b \cdot P_i + c \cdot P_i^2) \cdot F_i \quad (2.2)$$

Em que:

$C_i$  = Custo de produção da unidade  $i$  [R\$]

$F_i$  = Custo do combustível da unidade  $i$  [R\$/GJ]

Para o caso de existir  $N$  unidades ligadas à uma barra, a função custo fica:

$$C_T(P) = C_1(P_1) + C_2(P_2) + C_3(P_3) + \dots + C_N(P_N) \quad (2.3)$$

Em que:

$C_T$  = Custo total

$C_i$  = Custo de produção de uma determinada unidade

$P_i$  = Potência gerada por determinada unidade

O custo de produção indica o custo total de certa quantidade de energia.

Outra medida de operação de um sistema térmico é o custo marginal, que representa o custo associado ao último MW produzido para atender à carga e é representado pela derivação da função custo total ( $C_T$ ). O custo marginal também pode ser entendido como o custo do aumento de mais 1 MW na demanda do sistema.

O custo marginal pode ser obtido como resultado de um problema de despacho econômico. O despacho econômico, como dito no início, é um problema de otimização que oferece como resultados a potência ótima a ser gerada por cada

usina de modo a obter-se o menor custo de produção e ao mesmo tempo atender à uma demanda de energia pré-definida.

Em termos matemáticos, esses problemas é descrito como:

$$\text{Min } C_1(P_1) + C_2(P_2) + \dots C_N(P_N) \quad (2.4)$$

Sujeito a:

$$P_1 + P_2 + \dots P_N = P_L \quad (2.5)$$

Sendo que

$P_L$  = demanda total de carga

A equação (2.4) corresponde à restrição de atendimento de demanda. Outras restrições podem ser adicionadas ao problema de otimização, porém a cada nova restrição, sua solução torna-se mais complexa.

As restrições de um problema de otimização podem ser de igualdade, como (2.5), ou restrições de desigualdade. O ponto ótimo encontrado na solução do problema de despacho econômico é a geração de menor custo que também respeita as restrições do problema.

Além disso, as restrições também podem ser lineares ou não lineares. As restrições lineares podem ser descritas por um sistema do tipo  $\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}$ , sendo  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{b}$  vetores com dimensão  $n$  e  $\mathbf{A}$  é uma matriz de números reais com dimensão  $(n \times n)$ .

As restrições não-lineares envolvem as funções quadráticas ou de ordem superior, ou envolvem outros tipos de funções, tais como seno e cosseno.

### 3 DESCRIÇÃO DE DADOS E FUNÇÕES UTILIZADOS NA FORMULAÇÃO DO PROGRAMA DE ESTUDO DE PRÉ-DESPACHO DE ENERGIA HIDROTÉRMICA

Como mencionado no primeiro capítulo deste trabalho, o ambiente no qual desenvolveu-se os cálculos do estudo de pré-despacho hidrotérmico aqui proposto, foi o *software* Matlab<sup>®</sup>. Nesse ambiente computacional foi usada a ferramenta denominada FMINCON.

O FMINCON é uma ferramenta de otimização do Matlab<sup>®</sup> para problemas de otimização com restrições lineares, não lineares e valores máximos e mínimos, utilizados neste trabalho como mínimo e máximo de geração para termelétricas e metas diárias de hidrelétricas.

#### 3.1 FUNÇÃO FMINCON

A função do Matlab<sup>®</sup> fornece a solução de um problema de otimização com restrições. Para isso é preciso definir como são as funções objetivo (ou função de custo) e restrições do problema. A estrutura de dados da FMINCON seguem um modelo NLP para formatação das funções problema, modelo este que se baseia nas seguintes equações (Mathworks, 2014).

$$c(x) \leq 0 \quad (3.1)$$

$$ceq(x) = 0 \quad (3.2)$$

$$A \cdot x \leq B \quad (3.3)$$

$$Aeq \cdot x = Beq \quad (3.4)$$

$$lb \leq x \leq ub \quad (3.5)$$

Nas equações acima  $x$  é um vetor de dimensão  $n$ , que corresponde à solução procurada.  $B$  e  $Beq$  são vetores (Metas de geração das hidroelétricas e  $P_g - P_d$  e térmicas com geração constante, respectivamente),  $A$  e  $Aeq$  são matrizes identidade,  $c(x)$  e  $ceq(x)$  são funções de restrição que retornam um vetor (não foram utilizadas neste equacionamento), salvas em um arquivo de edição e leitura do Matlab® (arquivo.m), e chamadas posteriormente na otimização.  $f(x)$  é uma função que retorna um escalar. Tanto  $f(x)$  quanto  $c(x)$  e  $ceq(x)$  podem ser equações não lineares.

Assim como as restrições, a sequência das funções deve ser salva em um arquivo.m. A ferramenta se baseia nas seguintes linhas de comando:

```
options = optimset('Algorithm','interior-point' );
```

```
x = fmincon(@objfun,x0,A,b,Aeq,beq,lb,ub,@confun,options)
```

A primeira linha ativa a opção de algoritmo utilizando o método de minimização por pontos internos e também a ferramenta `fmincon`. A segunda linha é onde se declaram os parâmetros da otimização, onde  $x$  é a variável na qual o programa irá gravar o resultado,  $x_0$  são os valores iniciais para interação, `@objfun` é o nome dado ao arquivo.m no qual a função que o operador deseja que o programa rode está escrita, e `@confun` é o arquivo .m onde a restrição está escrita.

### 3.1.3 Exemplo para Cálculo do Custo Ótimo em Termelétricas

O custo ótimo é definido pelo encontro das curvas de geração feita a partir de usinas termelétricas, visando o menor custo.

O exemplo mostrado a seguir foi retirado do livro *Power Generation, Operation and Control* (WOOD, WOLLENBERG, 1996) e mostra claramente como

funciona este cálculo. A função objfun foi utilizada apenas para indicar a função original de custo de térmicas, representados pelas equações a, b e c abaixo.

As funções descritas no livro são as seguintes:

**Unidade 1:** Unidade a vapor a carvão

Geração máxima = 600 MW

Geração mínima: 150 MW

Curva de entrada e saída é dada por:

$$H1(\text{MBtu/h}) = 510.0 + 7.2P_1 + 0.00142P_1^2$$

**Unidade 2:** Unidade a vapor a óleo

Geração máxima = 400 MW

Geração mínima = 100 MW

Curva de entrada e saída é dada por:

$$H2(\text{MBtu/h}) = 310.0 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2$$

**Unidade 3:** Unidade a vapor a óleo

Geração máxima = 200 MW

Geração mínima = 50 MW

Curva de entrada e saída é dada por:

$$H3(\text{MBtu/h}) = 310.0 + 7.97.P_3 + 0.00482.P_3^2$$

Resumindo o exercício em uma simplificação, como o próprio autor faz, desconsiderando as restrições de desigualdade se obtém:

```
function [ a,b,c ] = objfun(x)
```

$$a = 510 + (7.2*x(1)) + (0.00142*(x(1)^2));$$

$$b = 310 + (7.85*x(2)) + (0.00194*(x(2)^2));$$

$$c = 78 + (7.97*x(3)) + (0.00482*(x(3)^2));$$

```
end
```

A função de restrição utiliza as derivadas das funções, onde  $x(1)$ ,  $x(2)$  e  $x(3)$  indicam as potências das três térmicas.

```
function [c, ceq, d, e, f] = confun(x)
```

$$c = [ ];$$

$$d = (7.92 + 0.003124*x(1))/(1-(0.00006*x(1)));$$

$$e = (7.85 + 0.00388*x(2))/(1 - (0.00018*x(2)));$$

$$f = (7.97 + 0.00964*x(3))/(1-(0.00024*x(3)));$$

$$ceq = [d-e, d - f, e - f, x(1) + x(2) + x(3) - 850 - ((0.00003*(x(1)^2)) + (0.00009*(x(2)^2))+ (0.00012*(x(3)^2))];$$

end

Executando o programa com uma potência inicial de 100MW para cada térmica e sem limitações para geração tem-se:

x =

$$x(1) = 435.1984$$

$$x(2) = 299.9700$$

$$x(3) = 130.6606$$

Esses valores expressam a potência de geração necessária a cada usina térmica, representadas acima pelas equações de custo a, b e c, para que o sistema tenha menor custo possível sem deixar de atender a demanda de carga (custo ótimo), resultado este que se assemelha ao do livro, trazendo segurança para a utilização da fmincon.

### 3.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE PRÉ-DESPACHO

O mapeamento da curva de carga é um fator importante, mostrando como o atendimento do sistema é feito a partir da potência que as hidrelétricas fornecem e se são suficientes para atender a curva de carga. As simulações feitas utilizando o algoritmo desenvolvido foram feitas visando mostrar quando a utilização da geração térmica é necessária, sendo esse momento o qual todas as hidrelétricas já atingiram sua meta diária. O despacho diário de cada hidrelétrica não pode ultrapassar a sua meta diária, caso contrário as térmicas devem gerar energia para atender a demanda que não foi atendida pelo despacho das hidrelétricas sendo que o despacho das térmicas e das hidrelétricas será distribuído da melhor forma possível ao longo do período de 24 horas visando obter a maior economia.

A geração total de energia em cada hora é fornecida pelo despacho calculado pelo programa. Os despachos de cada usina são somados e mostrados em um vetor  $P_g$ . O vetor  $P_g$  tem uma dimensão de  $24 \times 1$ , englobando todos os períodos do dia, e é usado na restrição de igualdade a qual define o atendimento da demanda em cada hora. Tal restrição tem a seguinte forma:

$$[P_g] - [P_d] = 0 \quad (3.6)$$

$P_g$ : Vetor ( $24 \times 1$ ) da soma das potências geradas em cada intervalo de tempo;

$P_d$ : Vetor ( $24 \times 1$ ) de demanda em cada intervalo de tempo.

O vetor  $P_d$  é definido pela Tabela 2, e cada período do dia fornece uma posição desse vetor. A porcentagem é aplicada para o valor total das cargas do sistema.

**Tabela 2: Tabela das porcentagens**

<b>Período</b>	<b>Percentual</b>
1	63%
2	58%
3	56,50%
4	56,50%
5	58%
6	64%
7	73%
8	78%
9	84%
10	86%
11	86%
12	83%
13	83%
14	87%
15	89%
16	90%
17	92%
18	96%
19	100%
20	91%
21	88%
22	86%
23	77%
24	65%

Fonte: BORGES, Saimon S., 2010.

A matriz de geração das usinas é dada por:

$$P_{gh} = \begin{bmatrix} G_{1,1} & \cdots & G_{24,n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ G_{1,n} & \cdots & G_{24,n} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

$$P_{gt} = [g_1 \quad g_2 \quad \dots \quad g_{24}] \quad (3.8)$$

$P_{gh}$ : Geração a partir de usinas hidrelétricas onde cada linha representa o valor gerado por hora, e cada coluna representa uma usina geradora.

$P_{gt}$ : Geração a partir da única termelétrica utilizada no sistema, sendo cada linha representando uma hora do dia.

Ambas tem formato  $P_{gx,n} = \text{Geração} \times (\text{período do dia}), n$  (número da usina).

Todas usinas tem restrições de geração máximas e mínimas que devem estar contidas nas restrições de desigualdade, seguindo o seguinte modelo:

$$P_{gh_{\min n}} \leq P_{gh_n} \leq P_{gh_{\max n}} \quad (3.9)$$

$$P_{gh_{\min n}} \leq P_{gt_n} \leq P_{gt_{\max n}} \quad (3.10)$$

Sendo que:

$P_{gh_{\min n}}$  e  $P_{gh_{\max n}}$  são vetores contendo respectivamente os limites mínimos e máximos de geração de potência ativa dos geradores hidráulicos.

Visando limitar o volume de água turbinado nas hidrelétricas, são utilizadas metas energéticas diárias como um limite de geração para cada usina no período de 24 horas. O algoritmo desenvolvido deve definir o quanto cada usina deve gerar, sem ultrapassar a meta diária da mesma. Assim, não tornando caro o uso da água e se possível, não utilizando as usinas térmicas. Deve-se ter em mãos a equação de prioridade das hidrelétricas.

As restrições que estabelecem as metas diárias de cada usina hidrelétrica são dadas por:

$$\sum_{j=1}^{24} Pgh_{j,n} = M_n \quad (3.11)$$

Sendo:

$Pgh_{j,n}$  = valor gerado pela usina  $n$ , no intervalo de tempo  $j$ ;

$M_n$  = Meta energética diária da usina  $n$ .

Nas usinas termelétricas, a geração de energia é feita de formar constante ao longo do dia. É feita essa consideração porque não se leva em conta a restrição de tomada de carga dos geradores termelétricos, que se não em formar de rampa.

As restrições que garantem que os despachos das termelétricas seja constante no período das 24 horas são descritas por:

$$Pgt_1 = Pgt_2 \quad (3.12)$$

$$Pgt_2 = Pgt_3 \quad (3.13)$$

$$Pgt_3 = Pgt_4 \quad (3.14)$$

⋮

⋮

$$Pgt_{23} = Pgt_{24} \quad (3.34)$$

Sendo

$Pgt_j$  = geração da usina termelétrica no intervalo de tempo  $j$ .

As equações (3.12) a (3.34) podem ser descritas por um sistema matricial do tipo  $A.x = b$ , sendo a matriz de dimensão (23 x 24) como mostrado a seguir:

$$\begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 1 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Pgt_1 \\ Pgt_2 \\ Pgt_3 \\ \vdots \\ Pgt_{24} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}$$

Portanto, o despacho das térmicas é feita de forma constante ao longo de todo período em que elas estão em operação (Nepomuceno, 2000).

### 3.3 APRESENTAÇÃO DE DADOS UTILIZADOS NA FORMULAÇÃO DO PROGRAMA DE ESTUDO DE PRÉ-DESPACHO

#### 3.3.1 Resumo de Dados considerados /Referência Bibliográficas

Como discutido anteriormente, o objetivo do estudo desenvolvido por este trabalho é a programação de geração e energia elétrica (hidráulica e térmica) em um período de 24 horas, levando-se em conta resultados de planejamento anteriores e aspectos operacionais do sistema elétrico.

Para tanto, são abordados os seguintes dados: número de barras, valores previstos de potências ativa demandadas por barra e por período, limites operacionais das unidades hidráulicas e unidades térmicas e custos de geração das unidades térmicas (FERNANDES e ALMEIDA, 2014).

A partir de estudos energéticos anteriores propostos por Alves (2007), são também dados de entrada as metas energéticas das unidades hidráulicas, as quais servem como base para cálculo do custo de geração das mesmas. No entanto, o estudo e determinação dessas metas foram realizados pelos autores (FERNANDES e ALMEIDA, 2014), sendo apresentados junto com os demais dados.

As variáveis de otimização, ou seja, o resultado que se espera obter com o programa computacional proposto baseado em Matlab® e no método de pontos interiores são:

- Potência ativa gerada pela termoelétrica;
- Custo relativo a termoelétrica;
- Despacho das hidrelétricas;
- Custo marginal de geração (variável lambda).

### 3.3.2 Premissas adotadas no tratamento dos dados considerados no estudo de pré-despacho de energia hidrotérmica

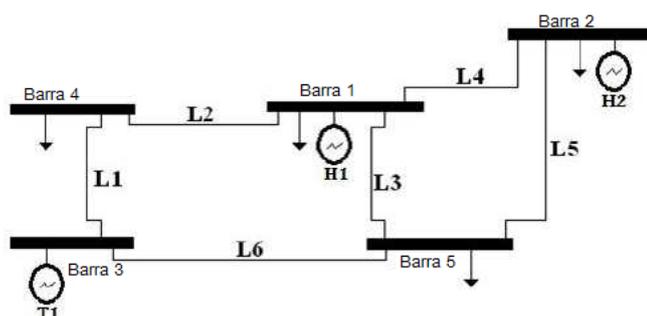
As diretrizes adotadas para a obtenção dos dados de entrada citados no item 3.3.1 foram baseadas integralmente no trabalho de Alves (2007), já mencionado. Os dados de fluxo de potência foram retirados do ANAREDE (Software de cálculo de fluxo de Potência do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica)), referentes ao ano de 2006.

O número de elementos do sistema também foi retirado do trabalho de Alves (2007), A capacidade máxima de geração utilizada para o sistema de 5 barras foi de 1000MW, e a demanda é de 700MW, sendo que a demanda varia em cada período de tempo. Já para o sistema de 33 barras foi utilizado como geração máxima 17858,2MW, e uma demanda de 10087MW. Sendo assim, se não houvesse outras restrições, o sistema poderia ser atendido sempre.

Toda a base de dados utilizada na elaboração dos sistemas-teste foi obtida através do portal do ONS, conforme apresentado na Tabela 3.1. Esses arquivos estão disponibilizados na Internet para utilização dos diversos agentes do setor e são frequentemente atualizados conforme a evolução do sistema elétrico brasileiro (ALVES, 2007).

### 3.3.3 Dados do Sistemas Base de 5 barras

O sistema de 5 barras foi baseado na dissertação de mestrado de Borges (2010). Esse sistema pode ser visto na Figura 9, contém dois geradores hidrelétricos e uma termelétrica.



**Figura 9 - Sistema Base de 5 barras**

Fonte: BORGES, Saimon S., 2010.

Nesse sistema, as cargas das barras 4 e 5 somam aproximadamente 700 MW de potência a ser atendida, como visto na Tabela 3. O número das barras geradoras é de 3, e essas têm as características sumarizadas na Tabela 4; ressaltando-se o fato de que são duas usinas hidrelétricas e uma termelétrica. A meta diária corresponde ao máximo de potência que a hidrelétrica pode gerar em um dia, sendo esse valor diretamente relacionado com a quantidade máxima de água a ser utilizada.

**Tabela 3 - Potência Ativa demandada por barra, sistema base de 5 barras**

Barra	Nome da Barra	Potência Ativa Demandada (MW)
4	Barra 4	350
5	Barra5	350
TOT.		700

Fonte: Elaborada pelos autores.

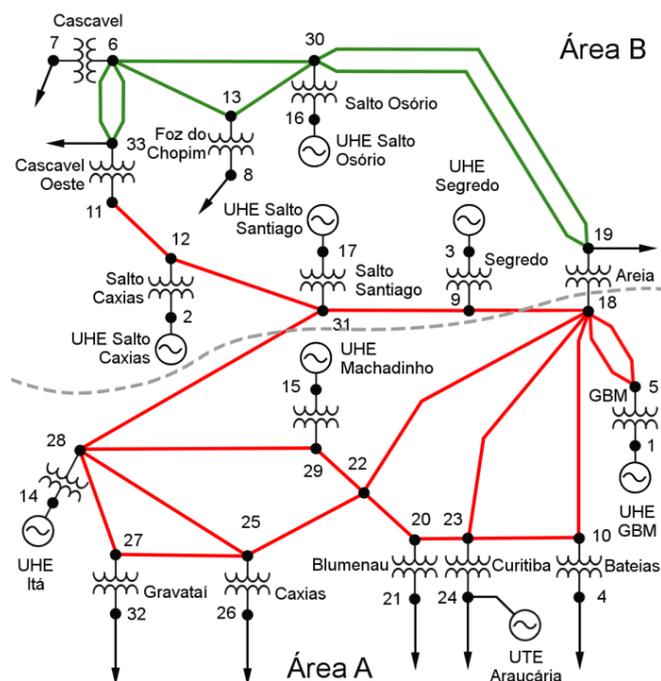
**Tabela 4 - Potência Ativa barras geradoras, sistema base de 5 barras**

Barra	Tipo	Nome	Potência de Geração Máxima (MW)	Meta diária (MW)
1	UHE	Barra 1	400	9000
2	UHE	Barra 2	300	5000
3	UTE	Barra 3	300	

Fonte: Elaborada pelos autores.

### 3.3.4 Dados do Sistema de 33 barras

O sistema de 33 barras foi elaborado a partir de dados da malha de 500kV da região Sul do Brasil, acoplado a um trecho de 230kV. A Figura 10 mostra esse sistema.



**Figura 10 - Sistema de 33 barras, região Sul (Em vermelho linhas 500kV e em verde linhas de 230kV)**

**Fonte: FERNANDES e ALMEIDA, 2014.**

Nesse sistema as cargas das barras somam 5085 MW de potência a serem atendidos, como visto na Tabela 5. O número das barras geradoras, também visto a partir da Figura 10 é de 8, e essas têm as características apresentadas na Tabela 6.

**Tabela 5 - Dados de Carga do Sistema de 33 barras**

Barra	Nome	Tensão (kV)	Potência Ativa Demandada (MW)
4	Bateias	230	680
7	Cascavel	138	150
8	Foz do Chopim	138	90
19	Areia	230	235
21	Blumenau	230	940
24	Curitiba	230	790
26	Caxias	230	700
32	Gravataí	230	1100
33	Cascavel Oeste	138	400
TOT.	-		5085

**Fonte: FERNANDES e ALMEIDA, 2014.**

Tabela 6 - Dados de Barras Geradoras do Sistema de 33 barras

Barra	Tipo	Nome	Potência de Geração Máxima (MW)	Meta diária (MW)
1	UHE	GBM	1667	18430
2	UHE	Caxias	1240	20630
3	UHE	Segredo	1260	17910
14	UHE	Itá	1450	17430
15	UHE	Machadinho	1140	19710
16	UHE	Osório	1078	16190
17	UHE	Santiago	1420	18630
24	UTE	Araucária	488	-
TOT.	-	-	9743	

Fonte: FERNANDES e ALMEIDA, 2014.

Tabela 7: Demanda diária para os sistemas estudados

(continua)

Período	Demanda 5 barras (MW)	Demanda 33 barras (MW)
1	441	3203,55
2	406	2949,30
3	395,5	2873,02
4	395,5	2873,02
5	406	2949,30
6	448	3254,40
7	511	3712,05
8	546	3966,30
9	588	4271,40
10	602	4373,10
11	602	4373,10
12	581	4220,55
13	581	4220,55
14	609	4423,95
15	623	4525,65
16	630	4576,50
17	644	4678,20
18	672	4881,60
19	700	5085

**Tabela 7: Demanda diária demandas para os sistemas estudados**

(conclusão)

<b>Período</b>	<b>Demanda 5 barras</b>	<b>Demanda 33 barras</b>
20	637	4627,35
21	616	4474,80
22	602	4373,10
23	539	3915,45
24	455	3305,25

**Fonte: BORGES, Saimon S., 2010.**

## 4 ANÁLISE DE RESULTADOS

Os resultados encontrados foram baseados em diferentes fatores (despacho constante das UTH) que fazem com que uma hidrelétrica gere menos energia no decorrer do dia. Os resultados encontrados usando o algoritmo computacional proposto, para demonstrar e explicar dois cenários foram compilados para o Sistema de 5 barras e mais seis cenários para o Sistema de 33 barras, apresentando nesses casos resultados como custos de geração por exemplo.

### 4.1 SISTEMA DE 5 BARRAS

Com os dados do Sistema de 5 barras apresentados no Capítulo 3, nas tabelas 3 e 4, fez-se a variação da demanda necessária durante o dia, baseada na variação percentual apresentada na Tabela 2 e calculado na Tabela 7. As figuras 11 e 12 mostram como a curva se comporta com essa variação.

#### 4.1.1 Cenário 1 – 5 Barras

Neste cenário, a geração se dá apenas por hidrelétricas, como mostrado na Tabela 8. Atende a demanda, como visto na Figura 11. Esta geração feita apenas por hidrelétricas ocorre pelo fato dessas usinas terem sido definidas mais baratas do que a térmica.

**Tabela 8: Despachos e demandas para o Cenário 1 – 5 Barras**

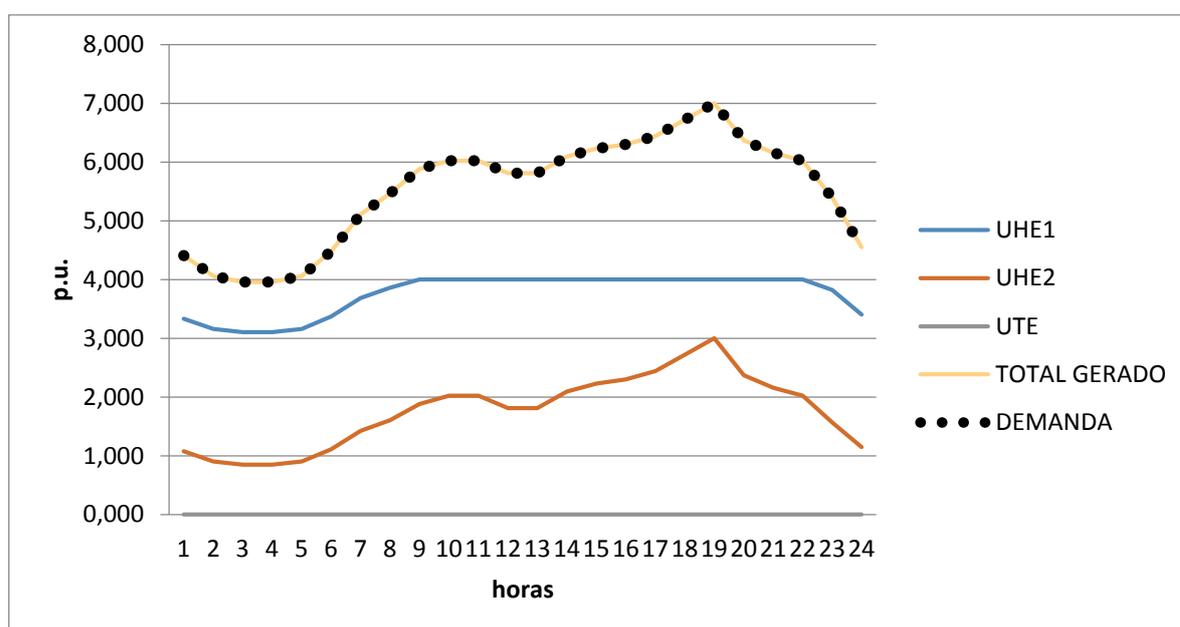
(continua)

Hora	UHE1(pu)	UHE2(pu)	UTE(pu)	Demanda(pu)
1	3,333	1,077	0,000	4,410
2	3,158	0,902	0,000	4,060
3	3,106	0,849	0,000	3,955
4	3,106	0,849	0,000	3,955
5	3,159	0,901	0,000	4,060
6	3,369	1,111	0,000	4,480
7	3,684	1,426	0,000	5,110
8	3,859	1,601	0,000	5,460
9	4,000	1,880	0,000	5,880

**Tabela 8 – Despacho e demandas para o Cenário 1 – 5 Barras**  
(conclusão)

Hora	UHE1	UHE2	UTE	Demanda
10	4,000	2,020	0,000	6,020
11	4,000	2,020	0,000	6,020
12	4,000	1,810	0,000	5,810
13	4,000	1,810	0,000	5,810
14	4,000	2,090	0,000	6,090
15	4,000	2,230	0,000	6,230
16	4,000	2,300	0,000	6,300
17	4,000	2,440	0,000	6,440
18	4,000	2,720	0,000	6,720
19	4,000	3,000	0,000	7,000
20	4,000	2,370	0,000	6,370
21	4,000	2,160	0,000	6,160
22	4,000	2,020	0,000	6,020
23	3,824	1,566	0,000	5,390
24	3,404	1,146	0,000	4,550

Fonte: Elaborada pelos autores.



**Figura 11 - Curvas de despacho e demanda para o Cenário 1 – 5 Barras**

Fonte: Elaborada pelos autores.

Pode-se notar que a UHE 2 tem a mesma curva que a demanda a partir das 9 horas, isso porque a UHE 1 chegou em seu limite de geração horária, mostrando assim que essa restrição está sendo satisfeita.

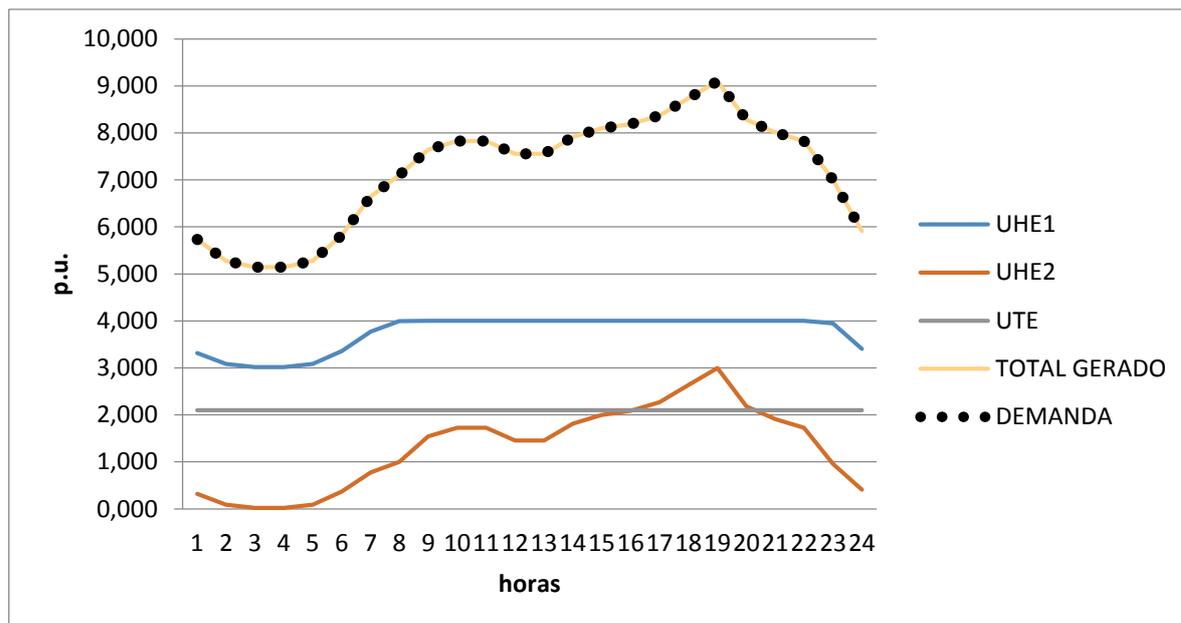
#### 4.1.2 Cenário 2 – 5 Barras

O cenário 2 apresenta uma elevação de 30% do valor de demanda, sendo esse um valor para o qual apenas as hidrelétricas não conseguem suprir, como visto na Tabela 10. Porém com a térmica entrando em operação essa demanda é atendida, como observado na Figura 12.

**Tabela 9: Despachos e demandas para o Cenário 2 – 5 Barras**

<b>Hora</b>	<b>UHE1(pu)</b>	<b>UHE2(pu)</b>	<b>UTE(pu)</b>	<b>Demanda(pu)</b>
1	3,314	0,319	2,100	5,733
2	3,086	0,092	2,100	5,278
3	3,018	0,024	2,100	5,142
4	3,018	0,024	2,100	5,142
5	3,086	0,092	2,100	5,278
6	3,359	0,365	2,100	5,824
7	3,769	0,774	2,100	6,643
8	3,996	1,002	2,100	7,098
9	4,000	1,544	2,100	7,644
10	4,000	1,726	2,100	7,826
11	4,000	1,726	2,100	7,826
12	4,000	1,453	2,100	7,553
13	4,000	1,453	2,100	7,553
14	4,000	1,817	2,100	7,917
15	4,000	1,999	2,100	8,099
16	4,000	2,090	2,100	8,190
17	4,000	2,272	2,100	8,372
18	4,000	2,636	2,100	8,736
19	4,000	3,000	2,100	9,100
20	4,000	2,181	2,100	8,281
21	4,000	1,908	2,100	8,008
22	4,000	1,726	2,100	7,826
23	3,951	0,956	2,100	7,007
24	3,405	0,410	2,100	5,915

**Fonte: Elaborada pelos autores.**



**Figura 12 - Curvas de despacho e demanda para o Cenário 2 – 5 Barras**

**Fonte: Elaborada pelos autores.**

Nota-se que a UHE1 gerou menos até às 8 horas. Isso se dá pelo fato de a geração da usina térmica ser constante durante todo tempo, e sendo, em um período de tempo no qual o valor demandado é mais baixo, as outras usinas tendem a gerar menos. Porém, nota-se também que às 8 horas a UHE 1 não ultrapassou os 4 p.u., já que é o limite de geração estipulado para a mesma, e com isso, a usina hidrelétrica mais cara, que é a UHE 2, acaba acompanhando a curva da demanda.

## 4.2 SISTEMA DE 33 BARRAS

Neste modelo, a diferença em cada cenário ocorre não pela variação da demanda, mas também pela variação das metas e dos custos de geração de cada usina. Com essas variações, pode-se notar o comportamento diferenciado das curvas para cada nova restrição imposta pelo operador.

O Cenário 1 é o cenário padrão, apresentado no Capítulo 3, onde as condições são mantidas com os valores mostrados nas Tabelas 6, 7 e 9. No Cenário 2 foi utilizada uma variação da demanda, e no Cenário 3 a variação das metas, sendo o custo da geração para esses três cenários é definido na Tabela 11.

As tabelas de prioridade foram utilizadas para que se tivesse uma base de qual usina estaria como mais barata, dado este que deve ser obtido da análise de médio prazo, não feita neste trabalho.

**Tabela 10: Prioridade de despacho**

	Prioridade
<b>UHE1</b>	1
<b>UHE2</b>	1
<b>UHE3</b>	10
<b>UHE4</b>	10
<b>UHE5</b>	100
<b>UHE6</b>	100
<b>UHE7</b>	1000
<b>UTE</b>	1000

**Fonte: Elaborada pelos autores.**

#### 4.2.1 Cenário 1 – Sistema de 33 Barras

Neste cenário a demanda e as metas se mantiveram no nível citado na tabela 05 e na tabela 06 respectivamente. Com esses dados, obteve-se a curva de geração, vista na Figura 13, notando-se que a utilização da térmica não se faz necessária para que a demanda seja suprida. A Tabela 15 mostra a geração em cada usina e também apresenta o Lambda, fator que representa o custo da usina mais cara que entrou em operação.

**Tabela 11: Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para o Cenário 1 – 33 Barras**

(continua)

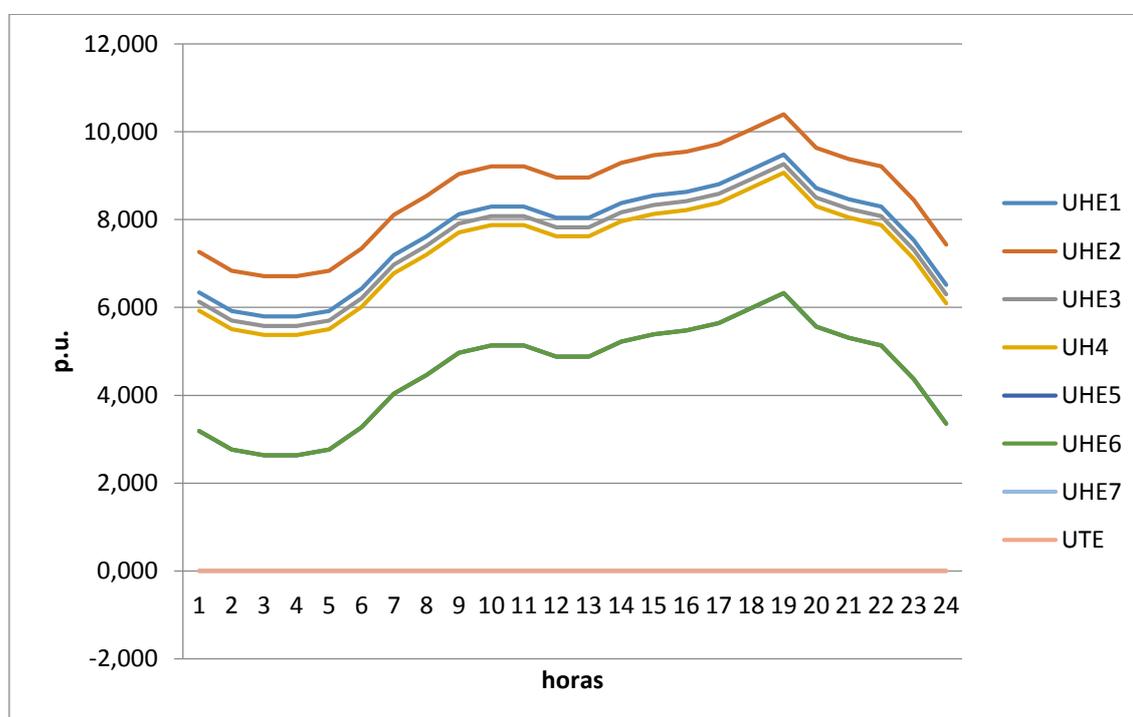
Hora	UHE1	UHE2	UHE3	UH4	UHE5	UHE6	UHE7	UTE	Demanda	Lambda
1	6,344	7,261	6,128	5,928	3,187	3,187	0,000	0,000	32,036	100
2	5,921	6,837	5,704	5,504	2,764	2,764	0,000	0,000	29,493	100
3	5,793	6,710	5,577	5,377	2,637	2,637	0,000	0,000	28,730	100
4	5,793	6,710	5,577	5,377	2,636	2,637	0,000	0,000	28,730	100
5	5,921	6,837	5,704	5,504	2,764	2,764	0,000	0,000	29,493	100
6	6,429	7,346	6,212	6,012	3,272	3,272	0,000	0,000	32,544	100
7	7,192	8,109	6,975	6,775	4,035	4,035	0,000	0,000	37,121	100
8	7,616	8,532	7,399	7,199	4,459	4,459	0,000	0,000	39,663	100
9	8,124	9,041	7,907	7,707	4,967	4,967	0,000	0,000	42,714	100
10	8,294	9,210	8,077	7,877	5,137	5,137	0,000	0,000	43,731	100

**Tabela 11: Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para o Cenário 1 – 33 Barras**

(conclusão)

Hora	UHE1	UHE2	UHE3	UH4	UHE5	UHE6	UHE7	UTE	Demanda	Lambda
11	8,294	9,210	8,077	7,877	5,137	5,137	0,000	0,000	43,731	100
12	8,039	8,956	7,823	7,623	4,882	4,882	0,000	0,000	42,206	100
13	8,039	8,956	7,823	7,623	4,882	4,882	0,000	0,000	42,206	100
14	8,378	9,295	8,162	7,962	5,221	5,221	0,000	0,000	44,240	100
15	8,548	9,465	8,331	8,131	5,391	5,391	0,000	0,000	45,257	100
16	8,633	9,549	8,416	8,216	5,476	5,476	0,000	0,000	45,765	100
17	8,802	9,719	8,585	8,385	5,645	5,645	0,000	0,000	46,782	100
18	9,141	10,058	8,924	8,724	5,984	5,984	0,000	0,000	48,816	100
19	9,480	10,397	9,263	9,063	6,323	6,323	0,000	0,000	50,850	100
20	8,717	9,634	8,501	8,301	5,560	5,560	0,000	0,000	46,274	100
21	8,463	9,380	8,246	8,046	5,306	5,306	0,000	0,000	44,748	100
22	8,294	9,210	8,077	7,877	5,137	5,137	0,000	0,000	43,731	100
23	7,531	8,448	7,314	7,114	4,374	4,374	0,000	0,000	39,155	100
24	6,514	7,431	6,297	6,097	3,357	3,357	0,000	0,000	33,053	100

Fonte: Elaborada pelos autores.



**Figura 13 – Curvas de despacho e demanda para o Cenário 1 – 33 Barras**

Fonte: Elaborada pelos autores.

A partir da Figura 13, se pode perceber que todas usinas acompanham uma curva semelhante, se sobressaindo mais aquelas que tem um custo marginal mais baixo.

A geração dos pares de mesma prioridade mostra que a meta energética é respeitada pelo sistema, caso contrário as UHE 1 e UHE 2 fariam o despacho de forma igual.

A última usina a entrar m operação foi a UHE6, o que pode se perceber na Figura 13, onde o despacho feito pela mesma foi bem inferior ao feito pelas outras UHEs despachadas.

#### 4.2.2 Cenário 2 – 33 Barras

Nesse cenário a demanda aumentou 37% em relação aos valores do Cenário 1. Obteve-se assim uma curva diferenciada do Cenário 1, como visto na Figura 14. Isso ocorre pelo fato da usina térmica ter entrado em operação, suprimindo assim a demanda, como se nota pela soma das gerações da Tabela 16 que mostra a geração em cada usina. Na mesma tabela, observando-se que com a entrada da termelétrica, o preço marginal do sistema sofre um aumento, dado pelo Lambda.

**Tabela 12: Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para Cenário 2 – 33 Barras**

(continua)

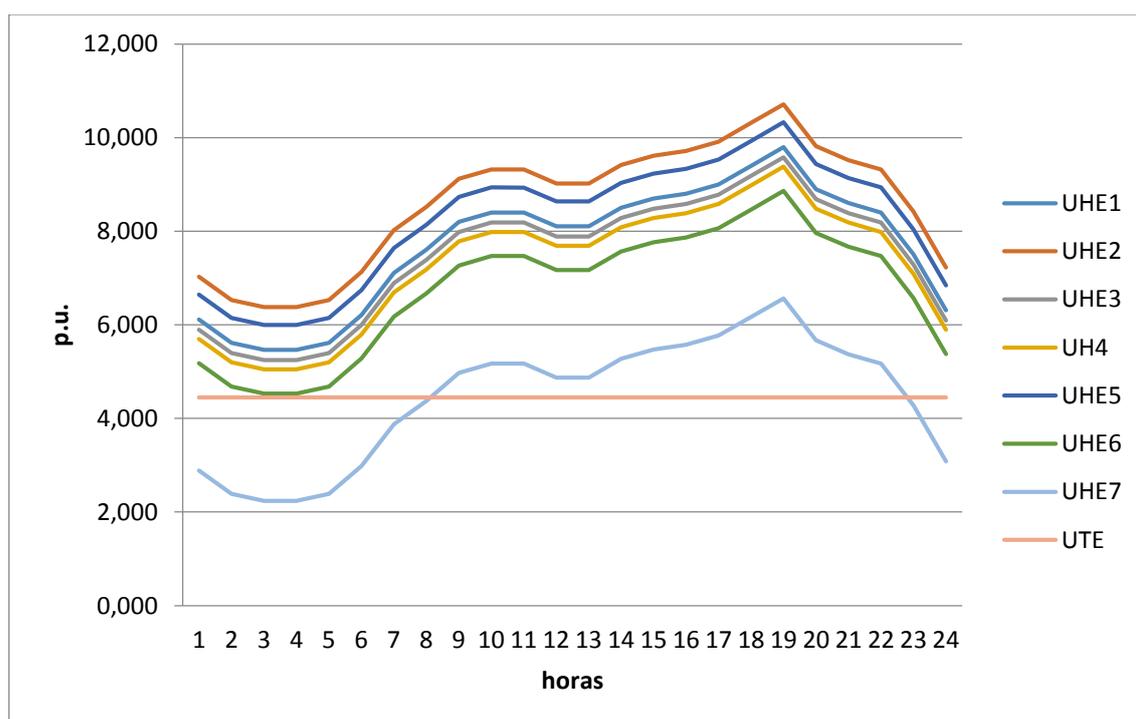
Hora	UHE1	UHE2	UHE3	UH4	UHE5	UHE6	UHE7	UTE	Demanda	Lambda
1	6,113	7,028	5,895	5,695	6,645	5,178	2,883	4,451	43,889	1000
2	5,614	6,531	5,398	5,197	6,148	4,679	2,387	4,451	40,405	1000
3	5,463	6,382	5,248	5,048	5,998	4,532	2,238	4,451	39,360	1000
4	5,463	6,382	5,248	5,048	5,998	4,532	2,239	4,451	39,360	1000
5	5,614	6,531	5,398	5,197	6,148	4,679	2,388	4,451	40,405	1000
6	6,211	7,128	5,994	5,795	6,744	5,278	2,984	4,451	44,585	1000
7	7,108	8,023	6,890	6,690	7,641	6,175	3,878	4,451	50,855	1000
8	7,604	8,521	7,388	7,187	8,138	6,672	4,376	4,451	54,338	1000
9	8,202	9,118	7,985	7,786	8,735	7,268	4,972	4,451	58,518	1000
10	8,401	9,317	8,184	7,983	8,934	7,468	5,172	4,451	59,911	1000
11	8,401	9,317	8,184	7,984	8,934	7,468	5,172	4,451	59,911	1000
12	8,102	9,019	7,885	7,686	8,635	7,169	4,874	4,451	57,822	1000
13	8,102	9,019	7,886	7,686	8,635	7,169	4,874	4,451	57,822	1000
14	8,500	9,417	8,283	8,084	9,034	7,567	5,273	4,451	60,608	1000
15	8,699	9,616	8,483	8,283	9,233	7,766	5,470	4,451	62,001	1000

**Tabela 12: Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para Cenário 2 – 33 Barras**

(conclusão)

Hora	UHE1	UHE2	UHE3	UH4	UHE5	UHE6	UHE7	UTE	Demanda	Lambda
16	8,799	9,715	8,581	8,382	9,332	7,865	5,572	4,451	62,698	1000
17	8,998	9,915	8,781	8,581	9,531	8,065	5,770	4,451	64,091	1000
18	9,396	10,312	9,179	8,979	9,929	8,462	6,168	4,451	66,878	1000
19	9,794	10,711	9,578	9,377	10,327	8,860	6,565	4,451	69,665	1000
20	8,898	9,816	8,682	8,481	9,432	7,965	5,669	4,451	63,395	1000
21	8,600	9,516	8,383	8,184	9,133	7,666	5,371	4,451	61,305	1000
22	8,401	9,317	8,184	7,984	8,934	7,468	5,172	4,451	59,911	1000
23	7,505	8,421	7,288	7,089	8,039	6,572	4,276	4,451	53,642	1000
24	6,312	7,227	6,094	5,894	6,844	5,378	3,081	4,451	45,282	1000

Fonte: Elaborada pelos autores.



**Figura 14 - Curvas de despacho e demanda para o Cenário 2 – 33 Barras**

Fonte: Elaborada pelos autores.

Com o aumento da demanda, além da usina térmica entrar em operação, se percebe que a UHE7 que antes não havia sido utilizada, também passou a gerar energia suficiente para que a demanda fosse suprida.

#### 4.2.3 Cenário 3 – 33 Barras

Este cenário mantém as demandas do Cenário 1, porém agora tendo-se uma redução das metas energéticas das hidrelétricas.

Primeiramente se reduziu a meta de todas as hidrelétricas (mostradas na Tabela 6) em 26%, como mostra a Tabela 13, de modo que a curva de demanda não pode mais ser suprida apenas pelas hidrelétricas do sistema. Sendo assim, a térmica deverá atuar, afim de complementar a geração, como pode-se observar na Figura 15, ou observado na Tabela 14, fazendo-se a soma da geração de cada usina. (Geração total UHEs = 48253 W; Demanda com variação das metas = 50850W)

**Tabela 13 - Dados de Barras Geradoras do Sistema de 33 barras para o Cenário 3 – 33**

<b>Barras</b>			
<b>Barra</b>	<b>Tipo</b>	<b>Nome</b>	<b>Meta diária (MW)</b>
1	UHE	GBM	13638
2	UHE	Caxias	15266,2
3	UHE	Segredo	13611,6
14	UHE	Itá	12898,2
15	UHE	Machadinho	14585,4
16	UHE	Osório	11980,6
17	UHE	Santiago	13786,2
24	UTE	Araucária	-
TOT.	-	-	

**Fonte: Elaboração dos autores.**

**Tabela 14: Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para Cenário 3 – 33 Barras**

(continua)

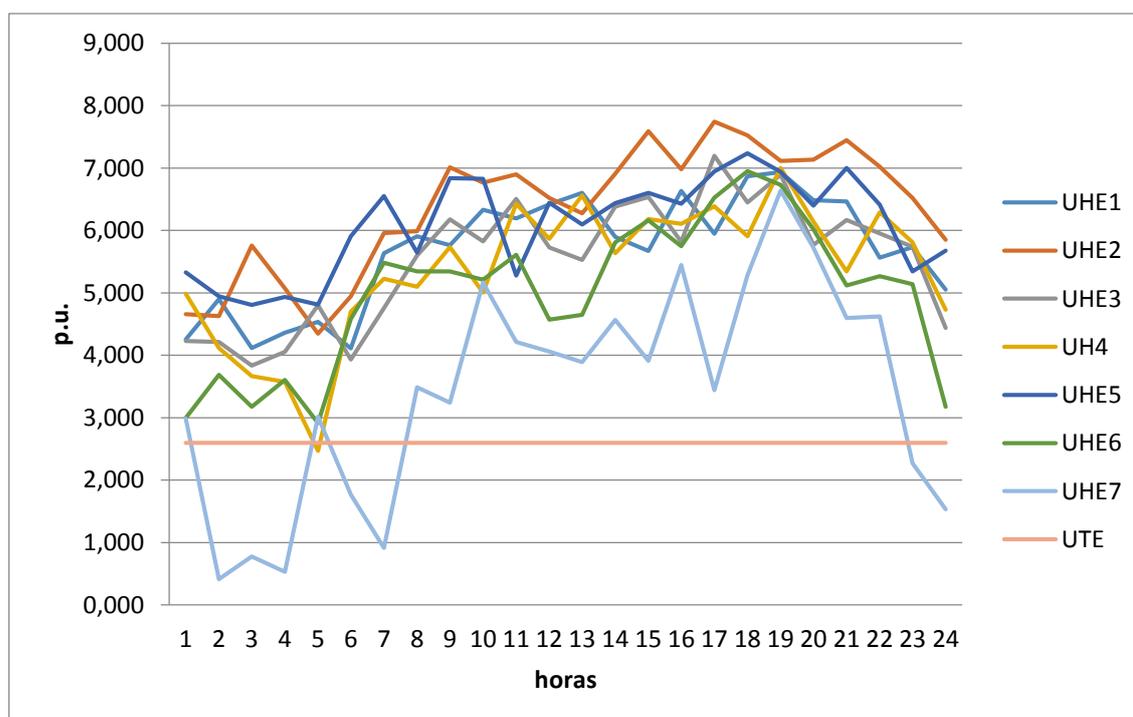
<b>Hora</b>	<b>UHE1</b>	<b>UHE2</b>	<b>UHE3</b>	<b>UH4</b>	<b>UHE5</b>	<b>UHE6</b>	<b>UHE7</b>	<b>UTE</b>	<b>Demanda</b>	<b>Lambda</b>
1	4,256	4,658	4,228	4,985	5,330	2,996	2,986	2,598	32,036	1000
2	4,897	4,626	4,213	4,114	4,946	3,685	0,413	2,598	29,493	1000
3	4,116	5,759	3,834	3,665	4,809	3,173	0,776	2,598	28,730	1000
4	4,360	5,072	4,055	3,576	4,936	3,605	0,528	2,598	28,730	1000
5	4,535	4,347	4,803	2,469	4,814	2,913	3,015	2,598	29,493	1000

**Tabela 14: Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para Cenário 3 – 33 Barras**

(conclusão)

Hora	UHE1	UHE2	UHE3	UH4	UHE5	UHE6	UHE7	UTE	Demanda	Lambda
6	4,111	4,944	3,934	4,700	5,906	4,582	1,769	2,598	32,544	1000
7	5,633	5,956	4,756	5,228	6,553	5,483	0,912	2,598	37,121	1000
8	5,908	5,987	5,598	5,100	5,645	5,343	3,485	2,598	39,663	1000
9	5,766	7,014	6,179	5,734	6,840	5,344	3,240	2,598	42,714	1000
10	6,332	6,765	5,824	5,008	6,828	5,210	5,166	2,598	43,731	1000
11	6,191	6,902	6,503	6,431	5,280	5,611	4,214	2,598	43,731	1000
12	6,419	6,520	5,727	5,868	6,444	4,570	4,060	2,598	42,206	1000
13	6,603	6,277	5,531	6,561	6,097	4,648	3,890	2,598	42,206	1000
14	5,895	6,911	6,383	5,634	6,441	5,809	4,568	2,598	44,240	1000
15	5,673	7,590	6,539	6,182	6,600	6,162	3,913	2,598	45,257	1000
16	6,635	6,980	5,819	6,108	6,427	5,750	5,446	2,598	45,765	1000
17	5,947	7,743	7,197	6,387	6,946	6,525	3,439	2,598	46,782	1000
18	6,867	7,523	6,449	5,908	7,238	6,952	5,280	2,598	48,816	1000
19	6,936	7,114	6,893	7,000	6,941	6,730	6,639	2,598	50,850	1000
20	6,485	7,135	5,768	6,145	6,399	6,019	5,724	2,598	46,274	1000
21	6,464	7,448	6,170	5,346	7,004	5,121	4,597	2,598	44,748	1000
22	5,566	7,020	5,955	6,290	6,413	5,265	4,623	2,598	43,731	1000
23	5,734	6,521	5,740	5,810	5,344	5,137	2,270	2,598	39,155	1000
24	5,052	5,851	4,437	4,731	5,675	3,174	1,534	2,598	33,053	1000

Fonte: Elaborada pelos autores.



**Figura 15 - Curvas de despacho e demanda para o Cenário 3 – 33 Barras**

Fonte: Elaborada pelos autores.

A diminuição das metas modificou a forma de geração de todas as usinas, já que agora, as mesmas tem um espaço menor para trabalhar durante o dia, fazendo com que sua curva de geração não seja mais tão suave, apresentando alguns picos, ou mudanças bruscas de valores.

#### 4.2.4 Cenário 4 – 33 Barras

Com a variação dos custos de geração mostrados na Tabela 15, houve uma alteração no custo marginal representados pela Tabela 16, nota-se a diferença das usinas que atuam gerando mais energia ao longo do dia, mostrando assim que a restrição de prioridade influencia o resultado do despacho das usinas.

**Tabela 15: Prioridade de despacho para o Cenário 4 - 33 Barras**

	Prioridade
<b>UHE1</b>	1
<b>UHE2</b>	100
<b>UHE3</b>	200
<b>UHE4</b>	300
<b>UHE5</b>	400
<b>UHE6</b>	500
<b>UHE7</b>	600
<b>UTE</b>	1000

Fonte: Elaborada pelos autores.

**Tabela 16: Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para o Cenário 4 – 33 Barras**

(continua)

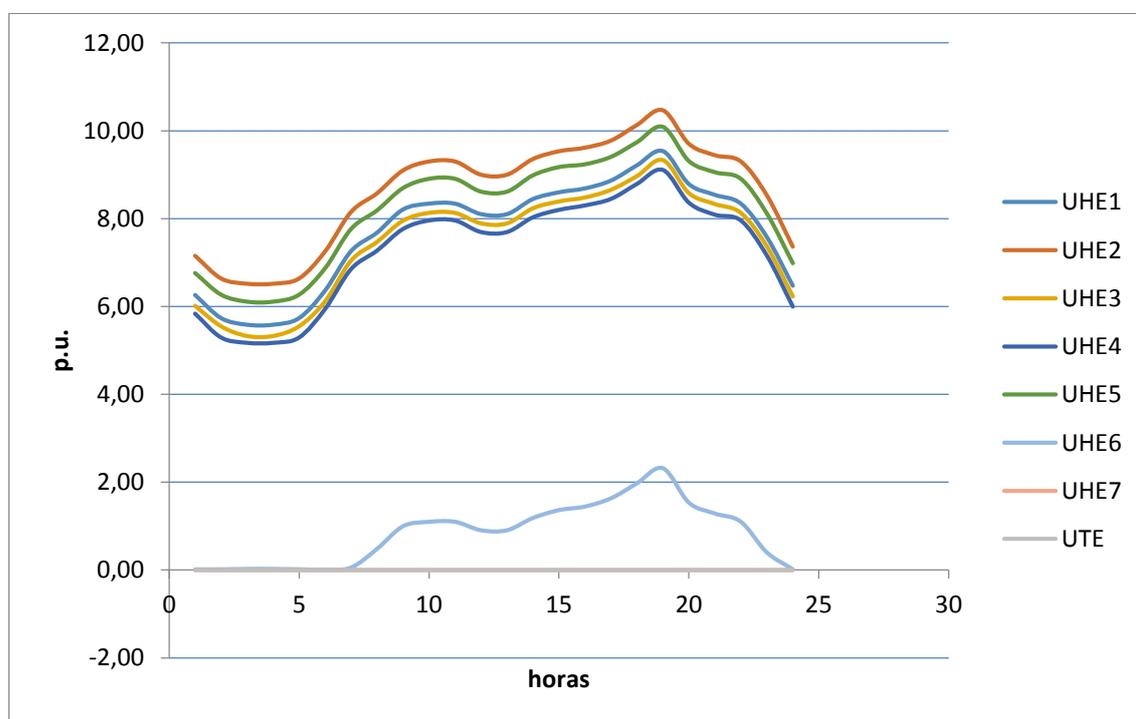
Hora	UHE1	UHE2	UHE3	UH4	UHE5	UHE6	UHE7	UTE	Demanda	Lambda
1	6,26	7,15	6,01	5,83	6,76	0,02	0,00	0,00	32,04	500,00
2	5,73	6,63	5,55	5,29	6,27	0,02	0,00	0,00	29,49	500,00
3	5,58	6,51	5,33	5,17	6,11	0,03	0,00	0,00	28,73	500,00
4	5,58	6,51	5,33	5,17	6,11	0,03	0,00	0,00	28,73	500,00
5	5,73	6,63	5,55	5,29	6,27	0,02	0,00	0,00	29,49	500,00
6	6,36	7,25	6,11	5,94	6,87	0,01	0,00	0,00	32,54	500,00
7	7,26	8,15	7,04	6,85	7,76	0,06	0,00	0,00	37,12	500,00
8	7,68	8,57	7,47	7,27	8,19	0,48	0,00	0,00	39,66	500,00
9	8,21	9,10	7,95	7,76	8,70	1,00	0,00	0,00	42,71	500,00

**Tabela 16: Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para o Cenário 4 – 33 Barras**

(conclusão)

Hora	UHE1	UHE2	UHE3	UHE4	UHE5	UHE6	UHE7	UTE	Demanda	Lambda
10	8,34	9,30	8,13	7,96	8,91	1,10	0,00	0,00	43,73	500,00
11	8,34	9,30	8,13	7,96	8,91	1,10	0,00	0,00	43,73	500,00
12	8,10	9,00	7,89	7,69	8,62	0,91	0,00	0,00	42,21	500,00
13	8,10	9,00	7,89	7,69	8,61	0,91	0,00	0,00	42,21	500,00
14	8,44	9,36	8,24	8,03	8,99	1,19	0,00	0,00	44,24	500,00
15	8,60	9,53	8,39	8,20	9,17	1,37	0,00	0,00	45,26	500,00
16	8,68	9,61	8,48	8,30	9,24	1,45	0,00	0,00	45,77	500,00
17	8,86	9,77	8,66	8,45	9,41	1,63	0,00	0,00	46,78	500,00
18	9,21	10,13	8,97	8,79	9,74	1,98	0,00	0,00	48,82	500,00
19	9,53	10,47	9,33	9,11	10,09	2,32	0,00	0,00	50,85	500,00
20	8,78	9,70	8,58	8,36	9,31	1,54	0,00	0,00	46,27	500,00
21	8,54	9,44	8,33	8,09	9,06	1,29	0,00	0,00	44,75	500,00
22	8,34	9,30	8,13	7,96	8,91	1,10	0,00	0,00	43,73	500,00
23	7,58	8,53	7,37	7,16	8,12	0,40	0,00	0,00	39,15	500,00
24	6,47	7,36	6,23	5,99	6,99	0,02	0,00	0,00	33,05	500,00

Fonte: Elaborada pelos autores.



**Figura 16 - Curvas de despacho e demanda para o Cenário 4 – 33 Barras**

Fonte: Elaborada pelos autores.

Neste Cenário percebe-se que a UHE 7 e UTE, definidas como mais caras, não entram em operação. Nota-se que a UHE 1 não é a UHE que mais gera, por mais que seja a usina mais barata do Cenário 4. Isso acontece porque sua meta energética é menor que de outras usinas, como da UHE 2, mostrando assim que o conjunto de restrições que decide qual usina deve gerar mais energia nos determinados momentos.

Outro ponto é que a UHE 6 passa a entrar em operação apenas a partir das 7 horas, onde a curva de demanda cresce, e a restrição das metas diz que as outras UHEs não conseguirão gerar energia para o dia inteiro, necessitando da UHE 6 apenas a partir deste momento.

#### 4.2.5 Cenário 5 – 33 Barras

Este Cenário apresenta uma mudança nas prioridades das hidrelétricas. Percebe-se que com a alteração das prioridades mostrados na Tabela 13, tornando a primeira UHE a mais cara, a mesma passa a gerar bem menos energia, para que o custo total seja minimizado. O Lambda (custo marginal) apresentado na Tabela 19 se mantém igual ao da Tabela 18, isso ocorre por que apesar dos custos das UHEs terem sido invertidos, a UHE mais cara que entrou em operação, tanto no Cenário 1 quanto no Cenário 2.

**Tabela 17: Prioridade de despacho para o Cenário 5 – 33 Barras**

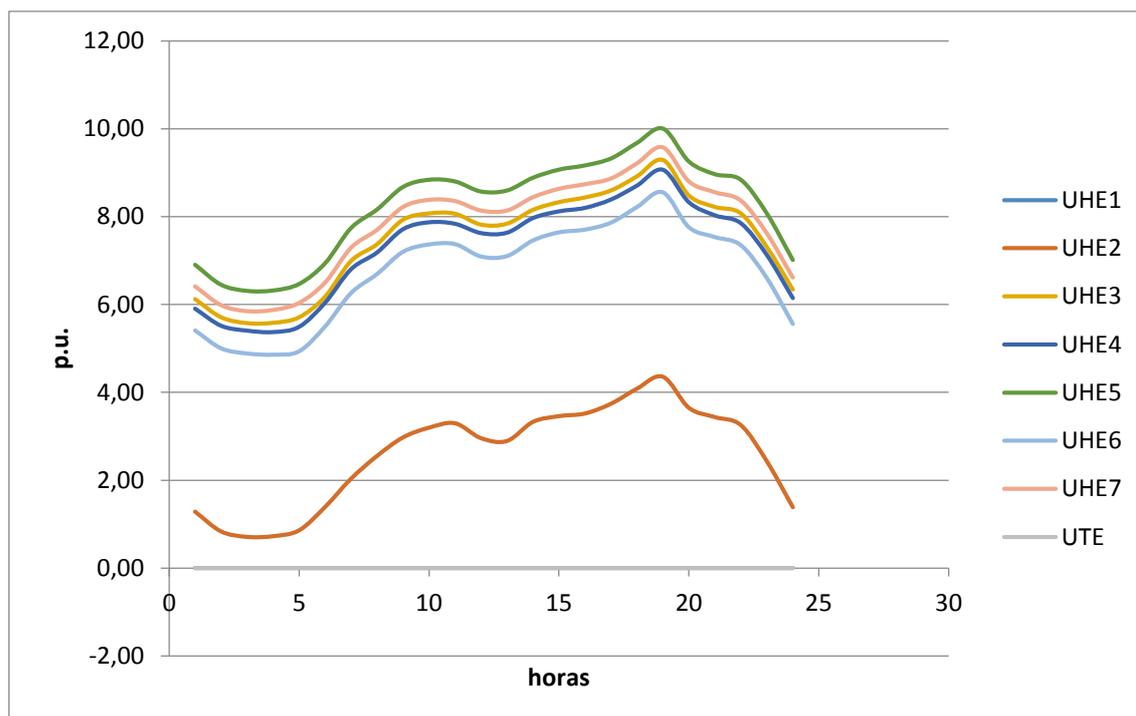
	Prioridade
UHE1	600
UHE2	500
UHE3	400
UHE4	300
UHE5	200
UHE6	100
UHE7	1
UTE	1000

**Fonte: Elaborada pelos autores.**

**Tabela 18: Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para  
Cenário 5 – 33 Barras**

Hora	UHE1	UHE2	UHE3	UH4	UHE5	UHE6	UHE7	UTE	Demanda	Lambda
1	0,00	1,29	6,12	5,90	6,91	5,41	6,41	0,00	32,04	500,00
2	0,00	0,84	5,71	5,51	6,45	5,00	5,98	0,00	29,49	500,00
3	0,00	0,71	5,57	5,40	6,31	4,88	5,85	0,00	28,73	500,00
4	0,00	0,73	5,58	5,37	6,32	4,85	5,87	0,00	28,73	500,00
5	0,00	0,86	5,71	5,49	6,47	4,93	6,03	0,00	29,49	500,00
6	0,00	1,39	6,18	6,04	6,94	5,50	6,50	0,00	32,54	500,00
7	0,00	2,03	6,99	6,80	7,74	6,26	7,29	0,00	37,12	500,00
8	0,00	2,55	7,37	7,18	8,16	6,69	7,70	0,00	39,66	500,00
9	0,00	2,97	7,93	7,71	8,68	7,20	8,22	0,00	42,71	500,00
10	0,00	3,20	8,07	7,87	8,84	7,37	8,38	0,00	43,73	500,00
11	0,00	3,30	8,07	7,84	8,80	7,37	8,35	0,00	43,73	500,00
12	0,00	2,96	7,82	7,62	8,57	7,09	8,14	0,00	42,21	500,00
13	0,00	2,89	7,84	7,63	8,60	7,10	8,14	0,00	42,21	500,00
14	0,00	3,33	8,16	7,97	8,89	7,46	8,44	0,00	44,24	500,00
15	0,00	3,46	8,33	8,12	9,07	7,64	8,63	0,00	45,26	500,00
16	0,00	3,52	8,44	8,20	9,17	7,70	8,74	0,00	45,77	500,00
17	0,00	3,74	8,60	8,39	9,32	7,86	8,87	0,00	46,78	500,00
18	0,00	4,08	8,92	8,71	9,68	8,22	9,21	0,00	48,82	500,00
19	0,00	4,36	9,29	9,07	10,01	8,55	9,58	0,00	50,85	500,00
20	0,00	3,65	8,48	8,33	9,26	7,76	8,80	0,00	46,27	500,00
21	0,00	3,44	8,22	8,03	8,97	7,54	8,56	0,00	44,75	500,00
22	0,00	3,25	8,07	7,85	8,84	7,35	8,36	0,00	43,73	500,00
23	0,00	2,43	7,31	7,13	8,07	6,60	7,62	0,00	39,15	500,00
24	0,00	1,39	6,34	6,14	7,02	5,55	6,61	0,00	33,05	500,00

**Fonte: Elaborada pelos autores.**



**Figura 17 - Curvas de despacho e demanda para o Cenário 5 – 33 Barras**

**Fonte: Elaborada pelos autores.**

Neste Cenário nota-se que a UHE 1 e a UTE não foram acionadas, já que tinham um grau de prioridade menor sendo as usinas mais caras do Cenário 5.

Mesmo tendo um mesmo número de usinas atuando que o Cenário 4, pode-se perceber que a UHE 2 atua mais que a UHE 6, que foi a última a ser despachada no Cenário 4, isso se dá pela meta energética do conjunto de UHEs que entraram em funcionamento no Cenário 4 ser maior que a meta energética do conjunto de UHEs que entrou em operação no Cenário 6.

Percebe-se também que a UHE 2 passa a gerar mais energia depois das 7 horas, horário no qual a Curva de demanda começa a subir.

#### 4.2.6 Cenário 6 – 33 Barras

A diferença do Cenário 6 para os demais é que aqui a UTE passa a ter um custo menor do que a maioria das UHEs, como mostrado na Tabela 19. Assim, não é necessária a utilização das UHEs mais caras para que o sistema seja suprido, já que a UTE entrou em operação, como se percebe na Figura 18. O Lambda também

foi diminuído, já que usinas mais baratas conseguiram suprir a demanda, como se nota no Lambda (custo marginal) apresentado na Tabela 20.

**Tabela 19: Prioridade de despacho para o Cenário 6 – 33**

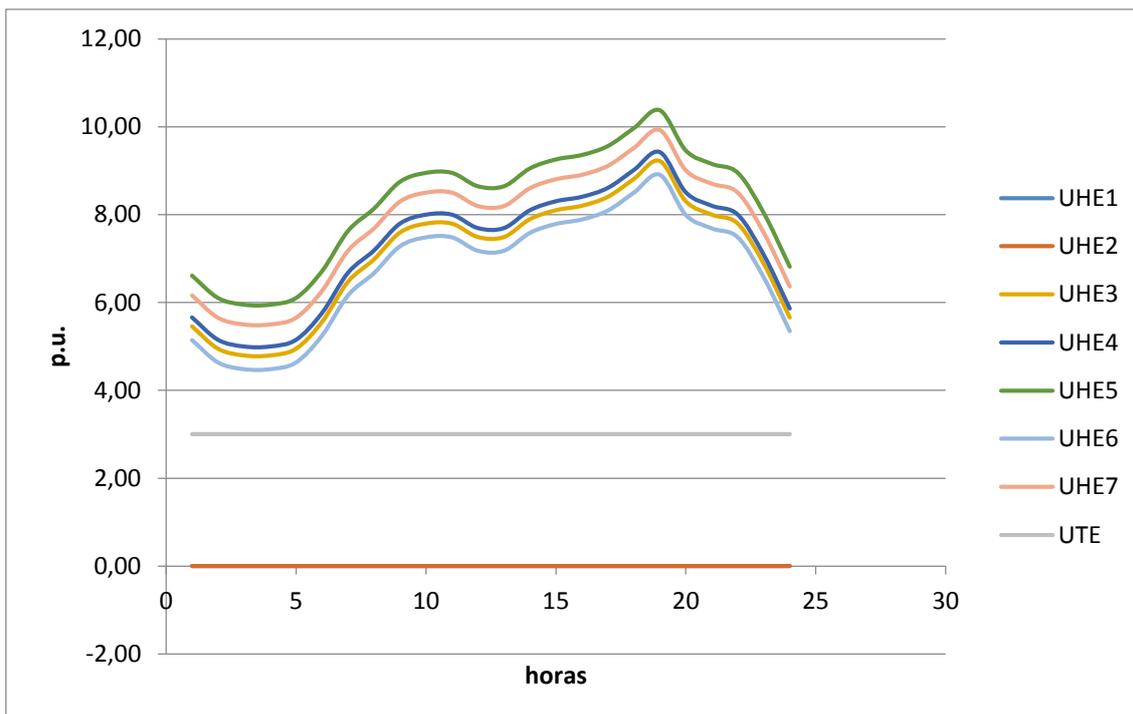
Barras	
	Prioridade
<b>UHE1</b>	1000
<b>UHE2</b>	500
<b>UHE3</b>	400
<b>UHE4</b>	300
<b>UHE5</b>	200
<b>UHE6</b>	100
<b>UHE7</b>	1
<b>UTE</b>	100

Fonte: Elaborada pelos autores.

**Tabela 20: Despacho por usina em pu, demanda horária e última prioridade despachada para Cenário 6 – 33 Barras**

Hora	UHE1	UHE2	UHE3	UH4	UHE5	UHE6	UHE7	UTE	Demanda	Lambda
1	0,00	0,00	5,46	5,66	6,61	5,14	6,16	3,00	32,04	400,00
2	0,00	0,00	4,95	5,15	6,10	4,64	5,65	3,00	29,49	400,00
3	0,00	0,00	4,80	5,00	5,95	4,48	5,50	3,00	28,73	400,00
4	0,00	0,00	4,80	5,00	5,95	4,48	5,50	3,00	28,73	400,00
5	0,00	0,00	4,95	5,15	6,10	4,64	5,65	3,00	29,49	400,00
6	0,00	0,00	5,56	5,76	6,71	5,25	6,26	3,00	32,54	400,00
7	0,00	0,00	6,48	6,68	7,63	6,16	7,18	3,00	37,12	400,00
8	0,00	0,00	6,98	7,19	8,14	6,67	7,69	3,00	39,66	400,00
9	0,00	0,00	7,59	7,80	8,75	7,28	8,30	3,00	42,71	400,00
10	0,00	0,00	7,80	8,00	8,95	7,48	8,50	3,00	43,73	400,00
11	0,00	0,00	7,80	8,00	8,95	7,48	8,50	3,00	43,73	400,00
12	0,00	0,00	7,49	7,69	8,64	7,18	8,19	3,00	42,21	400,00
13	0,00	0,00	7,49	7,69	8,64	7,18	8,19	3,00	42,21	400,00
14	0,00	0,00	7,90	8,10	9,05	7,58	8,60	3,00	44,24	400,00
15	0,00	0,00	8,10	8,30	9,25	7,79	8,80	3,00	45,26	400,00
16	0,00	0,00	8,21	8,41	9,36	7,89	8,91	3,00	45,77	400,00
17	0,00	0,00	8,41	8,61	9,56	8,09	9,11	3,00	46,78	400,00
18	0,00	0,00	8,82	9,02	9,97	8,50	9,52	3,00	48,82	400,00
19	0,00	0,00	9,22	9,42	10,37	8,91	9,92	3,00	50,85	400,00
20	0,00	0,00	8,31	8,51	9,46	7,99	9,01	3,00	46,27	400,00
21	0,00	0,00	8,00	8,20	9,15	7,69	8,70	3,00	44,75	400,00
22	0,00	0,00	7,80	8,00	8,95	7,48	8,50	3,00	43,73	400,00
23	0,00	0,00	6,88	7,08	8,03	6,57	7,58	3,00	39,15	400,00
24	0,00	0,00	5,66	5,86	6,81	5,35	6,36	3,00	33,05	400,00

Fonte: Elaborada pelos autores.



**Figura 18 - Curvas de despacho e demanda para o Cenário 6 – 33 Barras**

Fonte: Elaborada pelos autores.

Com a inversão feita, pode-se notar que a UTE gerou seu máximo antes que a UHE 5 fosse acionada. Nota-se também que mais uma vez, as UHEs acompanharam a curva de carga, e tendo suprido a demanda com a geração de apenas algumas usinas, não foi necessário o acionamento das UHE 1 e UHE 2.

## 5 CONCLUSÃO

A crise energética que ameaça a economia do País, apresenta alguns poucos fatos claros dentro de um cenário nebuloso: os reservatórios das usinas hidrelétricas do Sudeste estão muito abaixo da capacidade e a geração de energia por termelétricas está operando em capacidade máxima desde o início da estiagem (Terra Notícias & Jornal Gazeta do Povo, 2014).

Seja qual for a razão pela qual essa crise instalou-se no Sistema Elétrico Nacional, falta de chuvas, divergência política ou falta de investimentos. O foco principal permanece o mesmo, tal situação poderia ter sido amenizada com um planejamento de operação adequado. Pois, planejar a operação de um sistema elétrico é definir a estratégia de funcionamento das usinas para o presente, observando seu impacto futuro (SANTOS, 2010, p. 3), como já citado no primeiro capítulo dessa dissertação.

O objetivo desse trabalho era desenvolver e demonstrar que um algoritmo, seria capaz de solucionar de forma eficaz os problemas de otimização de pré-despacho para sistemas hidrotérmicos. Ao se escrever de forma tão sucinta, provavelmente parece se tratar de uma tarefa fácil. Porém a complexidade e magnitude dos sistemas elétricos, suas características de acoplamento e estocagem, restrições e perdas por transformação/transmissão provam-se ser verdadeiros obstáculos.

Optou-se então por simplificar os sistemas considerados, retirando-se as perdas por transformação/transmissão, admitindo-se que os reservatórios das hidrelétricas não variariam em 24 horas e desconsiderando-se a partida em rampa dos geradores das termoelétricas. No entanto, por mais que se reduza o tamanho de um sistema e retirem-se análises mais complexas, o problema está longe de ser simples. De fato, se fosse simples não haveria crise e não haveria necessidade de discorrer sobre o tema.

De forma a conciliar os dados dos sistemas escolhidos a linguagem de programação utilizada no ambiente do Matlab<sup>®</sup> foram feitas discretizações horárias sobre a demanda energética do sistema, e informações tais quais metas e

capacidade individuais de geração, precisaram ser trabalhadas a fim de ter seus refletidos em matrizes. Com essa adequação fez-se possível o uso de uma ferramenta de cálculo que permite o encontro de um ponto mínimo para funções lineares e não lineares, a Fmincon.

Os dados condensados em matrizes foram equacionados da seguinte maneira:  $A \cdot x \leq B$  onde  $A$  é uma matriz identidade e  $B$  é a matriz de metas de geração das usinas. O que significa que a soma de Potências horárias geradas deve ser menor ou igual a meta de geração da unidade ;  $A_{eq} \cdot x = B_{eq}$  onde  $A_{eq}$  é outra matriz identidade e  $B_{eq}$  é uma a matriz de demandas horárias do sistema, portanto a potência Gerada deve ser igual a demandada;  $l_b \leq x \leq u_b$  em que  $x$  é um vetor de geração, horário, de cada unidade geradora e  $l_b$  e  $u_b$  são os valores mínimos e máximos considerados para cada uma delas, pois as potências horárias de cada unidade devem estar entre um limite máximo e mínimo.

A partir da inserção desses dados, desta forma, no Matlab® o algoritmo deveria comportar-se da seguinte maneira:

Com a curva de demanda estipulada, e todas as restrições já impostas, o sistema deveria analisar a melhor forma de distribuir o despacho das usinas, de forma que ao longo do dia uma usina mais cara só entrasse em operação se fosse realmente necessário.

Os gráficos esperados eram curvas de UHEs que acompanhassem em menor escala a curva de demanda, e uma geração constante da UTE. A somatória das gerações por hora deveria ser igual ao demandado por hora, e nenhuma geração poderia ter valor negativo.

O Lambda deveria variar de acordo com a prioridade da última usina que entrou em operação, sendo através dessa prioridade a ordem de despacho de usinas ao longo do dia.

De fato, observou-se que o comportamento esperado fora atingido, o algoritmo correspondeu às expectativas, e as soluções apresentadas, de fato, eram compatíveis às esperadas a partir de um estudo profundo dos sistemas.

Além do algoritmo ter sido bem sucedido em termos de precisão de resultados conseguiu-se reduzir o tempo necessário para alcançar uma solução ótima do

problema, atendendo todas as restrições energéticas das usinas propostas e fazendo a otimização de um dia de geração, independente do fator que fosse variado.

Para melhor visibilidade da eficiência e eficácia dos resultados, foram criados diversos cenários, com variações e demanda ou diferentes prioridade de entrada de funcionamento das usinas. Tais cenários, baseavam-se na variação dos dados dos sistemas base. Ou seja, tratavam, basicamente, sobre a inserção de novos parâmetros no algoritmo, criando-o novamente, e não apenas uma vez mas dez vezes.

Devido a essa diversidade de cenários a variação das curvas traçadas foi visível, facilitando a comparação dos resultados. Com os exemplos apresentados no Capítulo 4, pode-se perceber que diversos fatores alteram a forma com que é realizado o despacho de geração hidrotérmica, e mudanças, mesmo que mínimas, como as propostas, impactam fortemente no custo marginal de geração.

Imagina-se que a partir das informações discorridas neste trabalho, seja possível partilhar mensagem de que o planejamento de geração é tão, ou até mesmo mais importante do que previsões meteorológicas, ou até novos investimentos. É preciso saber gerenciar o que já existe, para que situações de crise energética como a atual não venham a se repetir.

## 5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A ferramenta Fmincon mostrou ser eficaz para problemas solucionar de otimização e o ambiente de programação Matlab<sup>®</sup>, além de proporcionar o uso de tal ferramenta habilita a inserção de dados de sistemas de forma lógica e conveniente, por meio de matrizes e vetores.

Devido ao uso de ferramentas conhecidas, e acessíveis, como Fmincon, Matlab<sup>®</sup>, trabalhos e literaturas disponíveis na elaboração deste trabalho, é possível que este seja não somente replicado, como também aprimorado.

Em aplicações futuras, as restrições de perdas por transformação/transmissão, variação de reservatórios das hidrelétricas e a partida

em rampa dos geradores das termoelétricas, podem ser consideradas. E também, a análise pode ser expandida a sistemas com mais barras.

Como exemplo, o sistema de 65 barras de (ALVES, 2007) ou até mesmo para o sistema de 291 barras de (BORGES, 2010).

## REFERÊNCIAS

ALVES, Juliana M. T. **Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança Aplicado à operação em Tempo real Utilizando Processamento Distribuídos**. Rio de Janeiro: Rio de Janeiro, 2005. Disponível em: <<http://www.pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2005040601.pdf>>. Acesso em 23 de julho de 2014.

ALVES, Waschington Fernandes. **Proposição de Sistemas- Teste para análise computacional de Sistemas de Potência**. Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Computação da Universidade Federal Fluminense : Rio de Janeiro, 2007.

ANEEL. **Matriz de energia elétrica**. 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/operacaocapacidadebrasil.asp>> Acesso em 11 de agosto. 2014.

BENEDITO, Raphael Augusto de Souza. **Planejamentos de Sistemas Energéticos - Aulas**. Disponível em: <<http://paginapessoal.utfpr.edu.br/raphaelbenedito/planejamento-de-sistemas-energeticos/aulas>>. Acesso Julho de 2014.

BORGES, Saimon S. **Pré-Despacho de Potência Ativa e Reativa para Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Método de Pontos Interiores e Coordenadas Retangulares**. Curitiba: Paraná, 2010. Disponível em: <<http://dspace.c3sl.ufpr.br/dspace/bitstream/handle/1884/24040/Pre-Despacho%20Saimon%20versao%20final.pdf?sequence=1>>. Acesso em 20 de maio de 2014.

CAMARGO, Arilde Sutil G. de; AGUDELO, Líbia Patrícia Peralta; CASAGRANDE JR., Eloy Fassi. **Indicadores de sustentabilidade para geração de energia elétrica**. Tesede Mestrado do PPGTE-CEFETPR. Disponível em: <[http://www.observatorioambiental.iff.edu.br/publicacoes/publicacoes-cientificas/indicadores\\_de\\_sustentabilidade.pdf](http://www.observatorioambiental.iff.edu.br/publicacoes/publicacoes-cientificas/indicadores_de_sustentabilidade.pdf)> . Acesso em: 5 dez. 2013.

CCEE. **Comercialização**. Disponível em <[http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/comercializacao?\\_afLoop=430682899661841#%40%3F\\_afLoop%3D430682899661841%26\\_adf.ctrl-state%3D6hgorp8wp\\_4](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_afLoop=430682899661841#%40%3F_afLoop%3D430682899661841%26_adf.ctrl-state%3D6hgorp8wp_4)>. Acesso 20 de Julho de 2014.

CERQUEIRA JUNIOR, Sidney N. **Pré-Despacho Hidrotérmico Baseado na Maximização dos Lucros dos Agentes Geradores via Otimização por Enxame de Partículas**. São Luíz: Maranhão, 2012. Disponível em:

<[http://www.tedebc.ufma.br//tde\\_busca/arquivo.php?codArquivo=694](http://www.tedebc.ufma.br//tde_busca/arquivo.php?codArquivo=694)>. Acesso em 24 de junho de 2014.

CHESF. **Nossa história.** Disponível em <[http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf\\_portal/paginas/comunicacao/comunicacao\\_nossa\\_historia/conteniner\\_nossa\\_historia?p\\_name=8A2EEABD3B92D002E0430A803301D002](http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/comunicacao/comunicacao_nossa_historia/conteniner_nossa_historia?p_name=8A2EEABD3B92D002E0430A803301D002)>. Acesso 17 de Julho de 2014.

FERNANDES, Thelma Solange Piazza e ALMEIDA, Alvaro Augusto W. de. **Pré-Despacho Hidrotérmico de Potência Ativa e Reativa Considerando Gerenciamento de Cargas.** PPGEE/UFPR - Universidade Federal do Paraná DAELT/UTFPR - Universidade Tecnológica Fed. do Paraná Curitiba, PR, Brasil, 2014.

FONSECA, Marcelo. **Primeira hidrelétrica do país foi construída em Minas há mais de 100 anos.** 2013. Disponível em <[http://www.em.com.br/app/noticia/gerais/2013/05/18/interna\\_gerais,389704/primeira-hidreletrica-do-pais-foi-construida-em-minas-ha-mais-de-100-anos.shtml](http://www.em.com.br/app/noticia/gerais/2013/05/18/interna_gerais,389704/primeira-hidreletrica-do-pais-foi-construida-em-minas-ha-mais-de-100-anos.shtml)>. Acesso 15 de Julho de 2014.

GOLDENBERG, José; PRADO, Luiz Tadeu Siqueira. **Reforma e crise do setor elétrico no período FHC.** 2003. Disponível em <<http://www.revistas.usp.br/ts/article/view/12410/14187>>. Acesso 15 de Julho de 2014.

JORNAL GAZETA DO POVO. **Crise Energia Elétrica no Brasil o governo começa a acordar.** Disponível em : Jornal Gazeta do Povo do dia 16 de fevereiro de 2014.

LEITE, André Luís da Silva; CASTRO, Nivalde José de. **Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro.** IV Encontro de Economia Catarinense, 2010, Criciúma - SC. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/datacenterie/pdfs/seminarios/pesquisa/texto0306.pdf>>. Acesso em 05 de Agosto de 2014.

MATWORKS. **Fmincon.** Disponível em <<http://www.mathworks.com/help/optim/ug/fmincon.html>>. Acesso 18 de fevereiro de 2015.

NEPOMUCENO, Leonardo; OHISHI, Takaaki; SOARES Filho Secundino. **Uma metodologia de pré-despacho AC com base em um modelo de FPO Newton.** Campinas: São Paulo, 2000. Artigo submetido a revista SBA Controle & Automação VOL.11 no.3/ Set.,Out.,Nov.,Dezembro de 2000. Disponível em <<http://www.fee.unicamp.br/revistasba/vol11/v11a288.pdf>>. Acesso em 04 dez.2013.

ONS. **O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional.** Disponível em <[http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/o\\_que\\_e\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx)>. Acesso 20 de Julho de 2014.

Portal brasil. **PAC 2 já investiu R\$ 665 bi em infraestrutura.** 2013. Disponível em <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2013/10/pac-2-ja-investiu-r-665-bi-em-infraestrutura>>. Acesso 20 de Julho de 2014.

SALMAZO, Clóvis Tadeu. **Modelo de otimização eletro-energético de curto prazo (pré- despacho) aplicado ao sistema COPEL.** Dissertação de Mestrado, Unicamp. Campinas: São Paulo, 1997. Disponível em <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000115945>>. Acesso em: 02 dez. 2013.

SANTANA, Edvaldo Alves de. **Estratégia de Geração ao Mínimo Custo e Assimetria de Informações: O Caso da Operação do Mercado de Energia Elétrica do Brasil.** Encontro Nacional de Economia, 2004, João Pessoa – PB. Disponível em: <<http://www.anpec.org.br/encontro2004/artigos/A04A088.pdf>>. Acesso em 05 de Agosto de 2014.

SANTOS, Marcelo Luís Loureiro dos. **Modelagem e solução de problemas de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curto prazo no contexto da programação estocástica: uma aplicação do método Progressive Hedging.** Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2010. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/103337>> . Acesso em 28 dez. 2013.

SBPE. **Mercado Spot.** Disponível em: <[www.sbpe.org.br/socios/download.php?id=82](http://www.sbpe.org.br/socios/download.php?id=82)>. Acesso em 28 dez. 2013.

SILVA, José Luís Pinto Pereira da. **Pré- despacho otimizado em sistemas produtores hidrotérmicos com elevada componente hídrica.** Dissertação apresentada para obtenção do grau de Doutor na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal 1985. Disponível em <<http://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/11786>>. Acesso em: 22 dez. 2013.

SOUSA, Jorge A. M. de. **Despacho Económico de Grupos Térmicos de Produção de Energia Eléctrica.** ISEL - Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. dez. 2005. Disponível em: <[http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/jsousa/Doc/MEN/Despacho\\_Economico.pdf](http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/jsousa/Doc/MEN/Despacho_Economico.pdf)> Acesso em 3 de agosto de 2014.

TERRA NOTÍCIAS. **Energia/Crise/Motivos.** Site Terra. Fev. 2014. Disponível em: <<http://www.terra.com.br/noticias/energia/crise/motivos.htm/>> Acesso em 19 de fevereiro de 2014.

VIANNA, Luiz Fernando Leone. **As Associações Setoriais e um passeio pela História da Energia Elétrica no Brasil.** 2005. Disponível em [http://www.editoracanalenergia.com.br/10anos/Pacote/VIANNA\\_Luiz.pdf](http://www.editoracanalenergia.com.br/10anos/Pacote/VIANNA_Luiz.pdf). Acesso 16 de Julho de 2014.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F.; 1996. **POWER GENERATION, OPERATION AND CONTROL.** 2ª edição. New York, NY: John Wiley & Sons.