



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

Despacho hidrotérmico considerando restrições de gás natural

Jean Rodrigo dos Santos

João Monlevade, MG
2018

Jean Rodrigo dos Santos

Despacho hidrotérmico considerando restrições de gás natural

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à
Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos
requisitos para obtenção do Título de Bacharel em
Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas
e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.
Orientador: Prof.º Dr. Juan Carlos Galvis Manso

Universidade Federal de Ouro Preto
João Monlevade
2018

S237d Santos, Jean Rodrigo.
Despacho hidrotérmico considerando restrições do gás natural [manuscrito]
/ Jean Rodrigo Santos. - 2018.

80f.: il.: color; grafs; tabs; mapas.

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Galvis Manso.

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Engenharia elétrica. 2. Despacho hidrotérmico. 3. Programação dinâmica.
I. Manso, Juan Carlos Galvis. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III.
Titulo.

CDU: 621.311:519.6

Catálogo: ficha@sisbin.ufop.br



ANEXO I - ATA DE DEFESA

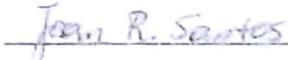
Aos 12 dias do mês de março de 2018, às 10:00 horas, no bloco C deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pelo formando **Jean Rodrigo dos Santos**, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa, MSc. Marcelo Moreira Tiago e Dr. Juan Carlos Galvis Manso. O candidato apresentou a monografia intitulada: **Despacho hidrotérmico considerando restrições de gás natural**. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela APROVAÇÃO do candidato, com a nota média 9,3, de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo formando.

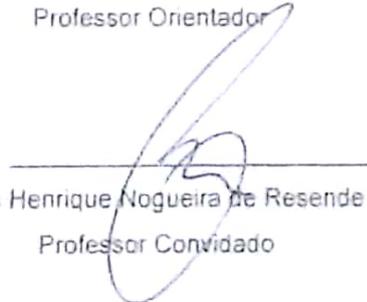
Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

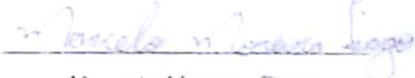
Banca Examinadora	Nota
Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa	9,3
MSc. Marcelo Moreira Tiago	9,3
Dr. Juan Carlos Galvis Manso	9,3
Média	9,3

João Monlevade, 12 de Março de 2018


Juan Carlos Galvis Manso
Professor Orientador


Jean Rodrigo dos Santos
Aluno


Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa
Professor Convocado


Marcelo Moreira Tiago
Professor Convocado



ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado "Despacho hidrotérmico considerando restrições do gás natural" é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 16 de Março de 2018 .

Jean Rodrigo dos Santos

Nome completo do(a) aluno(a)

Agradecimentos

Agradeço a Deus por me proporcionar chegar a mais uma conquista e por estar comigo nos momentos de aflição e angústia.

Agradeço de forma especial a minha mãe Joselina e meu pai José, que apesar da grande distância sempre estiveram me apoiando com suas ligações diárias. Ao meu irmão Gedeon, que sempre foi um grande incentivador e em alguns momentos acreditou mais em mim do que eu mesmo e ao Alan sempre companheiro. Agradeço a Williane que esteve presente em todos momentos dessa árdua caminhada, sempre companheira e aguentando minhas reclamações diárias.

Por fim agradeço aos irmãos que formei na República A Casa Lar, onde vivi grandes momentos de aprendizagem, e a todos os amigos que a UFOP proporcionou. Agradeço também a todos os docentes que contribuíram na minha formação acadêmica, em especial ao Professor Juan, orientador deste trabalho.

"Revelemo-nos, mais por atos do que por palavras, dignos de possuir este grande país"
– *Theodomiro Carneiro Santiago*

Resumo

O Brasil é um país cuja geração de energia elétrica advém, principalmente, de usinas hidrelétricas e termelétricas. Para otimizar o recurso hídrico e minimizar o custo de geração de energia elétrica, o Operador Nacional do Sistema - ONS resolve um problema de otimização conhecido como despacho hidrotérmico. Desta maneira, esse trabalho tem como objetivo resolver o problema de despacho hidrotérmico usando a programação dinâmica dual estocástica, levando em consideração restrições impostas pelas hidrelétricas e ainda restrições impostas pelas termelétricas, como de transporte e geração de gás natural. Para a implementação do despacho foram utilizados dados reais de operação do Sistema Integrado Nacional do ano de 2015, referente a três subsistemas, sendo eles: Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Os resultados das simulações são apresentados para as diferentes situações de operação e explicitam o quanto as restrições impostas pelo gás natural influenciam no custo operacional e no modo de operação das unidades geradoras de energia elétrica.

Palavras-chave: Despacho Hidrotérmico, Rede de gás natural, Planejamento Elétrico, Programação Dinâmica, Operação Energética.

Abstract

Brazil is a country whose electrical energy generation comes, mainly, from hydroelectric and thermoelectric power plants. In order to optimize the hydric resources and minimize the electrical energy generation cost, the National System Operator (ONS - Operador Nacional do Sistema) solves an optimization problem known as hydrothermal dispatch. In that regard, this work aims to solve the hydrothermal dispatch problem using dual stochastic dynamic programming, taking into account the constraints imposed by hydroelectric and thermoelectric power plants, such as natural gas transport and generation. In order to implement the dispatch, data from the National Integrated System (Sistema Integrado Nacional) from the year 2015 regarding the North, Northeast and Southeast/Center-West areas were used. The results from the simulations are presented for different operation conditions and show how the natural gas constraints affect the operational cost and the operation mode of the generator units.

Keywords: Hydrothermal dispatch, Natural gas network, Electrical planning, Dynamic programming, Energy Operation.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Decisões operativas e suas consequências.	8
Figura 2 – Etapas do planejamento.	9
Figura 3 – Simbologia dos tipos de usina. a)usina de reservatório. b)usina a fio d'água.	10
Figura 4 – Modelo de uma usina hidrelétrica.	11
Figura 5 – Modelo de uma usina hidrelétrica em cascata.	12
Figura 6 – Modelo de uma termelétrica de geração com ciclo vapor.	13
Figura 7 – Modelo de uma termelétrica a gás de ciclo simples.	14
Figura 8 – Modelo de uma termelétrica a gás de ciclo combinado.	15
Figura 9 – Restrição imposta pelo gás natural nas termelétricas.	16
Figura 10 – Representação da PD para uma usina hidrelétrica.	21
Figura 11 – Interpretação Geométrica da Função Custo Futuro.	24
Figura 12 – Processo de solução PDDD.	26
Figura 13 – Representação em árvore do problema de planejamento.	28
Figura 14 – Diagrama da simulação forward.	29
Figura 15 – Diagrama da simulação backward.	30
Figura 16 – Intervalo de confiança do limite superior.	31
Figura 17 – Processo de solução PDDE.	32
Figura 18 – Sistema de usinas hidrelétricas da região Norte.	33
Figura 19 – Sistema de usinas e gasoduto da região Norte.	34
Figura 20 – Caminhos possíveis considerados, para 3 estágios.	36
Figura 21 – Variação do volume do reservatório de Sobradinho.	37
Figura 22 – Geração na usina termelétrica de Tambaqui, sem restrição do gás natural.	40
Figura 23 – Geração na usina termelétrica de Tambaqui, com restrição do gás natural.	40
Figura 24 – Participação do Déficit ao se incluir a restrição do gás natural.	43
Figura 25 – Custo de operação em cada subsistema.	44
Figura 26 – Subsistemas interligados.	45
Figura 27 – Subsistemas interligados.	52
Figura 28 – Sistema de usinas hidrelétricas do Norte.	56
Figura 29 – Sistema de usinas hidrelétricas do Nordeste.	57
Figura 30 – Sistema de usinas hidrelétricas do Sudeste/Centro-oeste.	58
Figura 31 – Sistema de usinas e gasoduto do Norte.	63
Figura 32 – Sistema de usinas e gasoduto do Nordeste.	63
Figura 33 – Sistema de usinas e gasoduto do Sudeste/Centro-oeste.	64
Figura 34 – Modelo exemplo.	76
Figura 35 – Dados hidrelétricas.	76

Figura 36 – Dados termelétricas e gasodutos.	76
Figura 37 – Sistema de usinas hidrelétricas do Norte.	79

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Motivação	2
1.2	Revisão Bibliográfica	3
1.3	Objetivos	6
2	MARCO TEÓRICO	7
2.1	Planejamento de Geração	7
2.2	Modelagem de uma usina Hidrelétrica	10
2.3	Modelagem de uma usina Termelétrica	12
2.3.1	Usina termelétrica de geração com ciclo a vapor	13
2.3.2	Usina termelétrica a gás de ciclo simples	14
2.3.3	Usina termelétrica de ciclo combinado	14
2.4	Modelo de despacho hidrotérmico	17
3	METODOLOGIA	19
3.1	Método de Programação Linear	19
3.2	Programação Dual	20
3.3	Programação Dinâmica	21
3.4	Programação Dinâmica Dual Determinística (PDDD)	21
3.5	Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE)	26
3.6	Cenário de testes	33
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	35
4.1	Variação dos volumes armazenados e Geração nas usinas hidrelétricas do subsistema Norte	36
4.2	Geração nas usinas termelétricas	39
4.3	Custo de Operação	43
4.4	Subsistemas Interligados	45
4.5	Convergência do algoritmo	52
5	CONCLUSÃO	53
	REFERÊNCIAS	54
6	APÊNDICE A	56
7	APÊNDICE B	63

8	APÊNDICE C	71
9	APÊNDICE D	76
10	APÊNDICE E	79

1 Introdução

Desde os primórdios, o homem busca meios que facilitem o seu cotidiano e auxiliem na realização das suas atividades diárias. A energia elétrica foi uma grande descoberta que possibilitou enormes facilidades para humanidade, a partir desta invenção, a eletricidade se tornou cada vez mais presente na vida das pessoas, nas mais variadas atividades, tanto que atualmente só percebe-se a sua grande importância, em sua ausência, visto que, praticamente tudo utilizado pelo homem tem como princípio de funcionamento a eletricidade, explicitando assim sua valiosa importância para o desenvolvimento.

A energia elétrica possui características que a faz diferente de todas as outras fontes de energia, pois a mesma possui possibilidade de armazenamento muito pequena, onde estas ocorrem indiretamente, através de reservas de outras fontes de energia, tais como a água, diesel, carvão, gás natural, etc.

No Brasil, a comercialização da energia se dá em dois ambientes de mercado: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACL participam geradoras, comercializadoras e consumidores livres, onde o preço é acordado entre comprador e vendedor. Já no ACR, participam geradoras, distribuidoras e comercializadoras, tendo a contratação realizada por meio de leilões de energia promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o preço é estabelecido em leilões.

Uma expressiva quantidade da energia elétrica é vendida por meio de leilões, tendo-se um mercado de Longo Prazo, sendo estas vendas, feitas no ACR. Existe também o mercado de Curto Prazo, onde são liquidadas as diferenças geradas pelo mercado de Longo Prazo, assim se tem um valor calculado pelo Preço Líquido das Diferenças (PLD), que é determinado semanalmente para cada subsistema em relação ao nível de carga, tendo como base o Custo Marginal de Operação (CMO).

O parque de geração da energia elétrica do sistema brasileiro tem como principais agentes as usinas hidrelétricas e termelétricas (ANEEL, 2017), assim para determinar o CMO é necessário realizar o despacho das usinas, no caso brasileiro o despacho hidrotérmico, tendo assim o despacho ótimo da energia e definindo o montante de geração de energia de todas as usinas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) ao longo de um período de planejamento e buscando maximizar o aproveitamento dos recursos hídricos e minimizar o custo de uso de combustíveis vindos de usinas termelétricas.

A grandiosidade territorial brasileira faz com que o sistema elétrico seja igualmente extenso, assim o mesmo é dividido em quatro subsistemas, sendo estes Sul(S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Norte (N) e Nordeste (NE), formando o SIN. Com isso e devido a fatores relacionados a geração e a transmissão, o preço do mercado de energia possui variação em cada região. Assim o planejamento do despacho hidrotérmico para um horizonte de tempo futuro específico, permite uma melhor gestão dos recursos hídricos no presente, visando evitar possíveis racionamentos e assim minimizar o custo de geração da energia elétrica ao longo do tempo.

1.1 Motivação

No Brasil, a grande produção de energia elétrica se tem a partir das usinas hidrelétricas, 61% do total, e das termelétricas, 26% do total (ANEEL, 2017), sendo que cada uma tem um custo de produção específico para a geração de energia elétrica. O planejamento dos recursos que são matéria-prima para a geração, como a água no caso das hidrelétricas e carvão, óleo diesel ou gás natural para as termelétricas, é de extrema importância, pois assim se tem certeza de um fornecimento contínuo de energia com mínimo custo possível.

A falta desse planejamento implica na constituição de eventos como o ocorrido em 2001, onde a população foi obrigada a mudar o consumo drasticamente, tendo como risco o corte de energia elétrica em todo o país. Esse evento ficou conhecido como apagão, tendo como principais causas para tal, a falta de planejamento do sistema elétrico e a ausência de investimentos no setor energético. Teve-se um corte de 20% no consumo nas regiões Sudeste, Nordeste, Centro-oeste e 10% no Norte. (ANEEL, 2008)

Para otimizar os recursos que servem de matéria prima para as usinas hidrelétricas e termelétricas, é necessário resolver o problema de despacho de geração hidrotérmico, visando determinar montantes de energias a serem gerados. Entretanto, a resolução desse problema é um tanto complexa, visto que a quantidade de água disponível nos reservatórios das usinas hidrelétricas em períodos futuros é desconhecida, tornando o problema de natureza estocástica. Já nas termelétricas tem-se, por exemplo, as restrições de transporte e disponibilidade do gás natural.

Ao se considerar as restrições do gás natural no processo de despacho hidrotérmico, é possível se ter uma maior representação da real situação do sistema, com isso o custo no processo tende a aumentar, pois a não consideração dessas restrições podem gerar despachos inviáveis do ponto de vista real e com preços inadequados em relação aos praticados.

1.2 Revisão Bibliográfica

A otimização das unidades geradoras, tanto hidrelétricas quanto as termelétricas, foi tratada por diversos autores, sendo que estas estão resumidas na Tabela 1. Unsihuay, Lima e Souza (2009) retratam um modelo de despacho apenas de termelétricas, sendo estas alimentadas principalmente de gás natural. Os autores evidenciam a grande importância deste tipo de combustível na geração elétrica e destacam que o mesmo apresenta mais vantagens em relação aos outros combustíveis fósseis, dentre elas uma maior eficiência, junto a uma resposta rápida e um curto prazo de instalação, incentivando assim um grande investimento no setor atualmente.

Unsihuay, Lima e Souza (2009) destacam também aspectos econômicos e de operações, no que envolve uma integração do sistema elétrico existente, juntamente com geradores a gás natural. Assim estabeleceu-se um planejamento para a utilização das fontes geradoras em uma planta de termelétricas, através da programação linear. Ao fim viu-se que o método adotado foi satisfatório, pois reduziu-se os custos de operação das mesmas e otimizou os recursos disponíveis.

Unsihuay et al. (2007) também expõem o despacho termelétrico, porém considera em sua modelagem o sistema elétrico, em termos de distribuição de energia a gás, integrado a distribuição elétrica, levando em conta a rede de gasodutos para a produção de energia nas termelétricas. Os autores adotaram um modelo matemático aplicado a um sistema integrado modificado IEEE14, o qual se permite obter uma otimização e um planejamento do sistema, minimizando o custo de operação. Assim foi resolvido o problema usando uma abordagem híbrida, que combina algoritmo de estratégia evolutiva de Newton, sendo este baseado nas ideias de adaptação e evolução, com o método do ponto interior que permite alcançar uma resposta correta através da verificação dos postos ao redor da melhor resposta, aumentando a precisão e acelerando a convergência do mesmo.

Os autores concluem que o método adotado acelera a convergência do sistema, como o esperado, e assim se evidencia que o modelo é de grande importância, visto a integração dos dois sistemas em termos de operação, planejamento, segurança e confiabilidade.

Já na área que envolve apenas o despacho hidrelétrico, Ramos et al. (2012) retrata um modelo de usinas individuais, considerando restrições impostas pelas mesmas, onde os autores utilizam o método da programação não linear para resolver a otimização do sistema, onde o mesmo é composto de usinas hidrelétricas em modelo individualizado (MIUH). Para a resolução do problema, desacoplou-se o mesmo em estágios, considerando funções de custo futuro (FCF) obtidas através de estratégias de programação dinâmica, tendo como parâmetros diversos cenários de afluências.

Ramos et al. (2012) simularam cenários de médio e longo prazo e os resultados foram comparados aos dados do Operador Nacional do Sistema (ONS). A partir dos

resultados, verificou-se que o modelo proposto de se desacoplar os estágios é uma boa ferramenta para o planejamento elétrico e que a otimização não linear proposta no trabalho era eficiente, assim verificou-se que o comportamento do custo operacional no horizonte de estudo foi inferior em relação ao do ONS.

Tendo considerado usinas termelétrica e hidrelétricas, Diniz e Souza (2014) retratou quanto o problema de despacho hidrotérmico a curto prazo possui aspectos complexos, isso devido a existência do acoplamento no tempo e o acoplamento espacial das variáveis, como a afluência. Diniz e Souza (2014) relatam uma análise da variação do volume hídrico dos rios conectados entre si, ou seja, em cascata, em um período de curto prazo, com isso observou-se o impacto desta variação na geração de energia e na navegabilidade dos mesmos. Os autores utilizaram a Programação Linear Determinística para tratar o problema e representar as restrições de nível dos rios e os efeitos de encaminhamento do problema de despacho de curto prazo onde o modelo para a simulação foi uma planta com termelétricas e hidrelétricas arranjadas em cascata.

Como resposta para o devido problema, foi observado que a abordagem proposta para tal, representa com alta precisão a variação máxima diária dos rios e que com essa representação tem-se uma interferência na operação do sistema. O modelo proposto foi validado pelo ONS, assim o mesmo poderá ser usado como diretriz real de operação futura.

Ainda se tratando de despacho hidrotérmico, e incorporando restrições impostas pelo gás natural nas termelétricas, Toledo et al. (2015) apresentam uma análise da otimização de gasodutos na geração energética. Assim para tratar o problema, usou-se o modelo de Programação Dinâmica Dual Estocástica, onde através de simulações representou-se a aplicabilidade do modelo na principal rede elétrica Chilena, tendo no problema, restrições relativas ao gás natural nas termelétricas.

Com isso, Toledo et al. (2015) concluíram que é de fundamental importância considerar as restrições de gás natural no sistema de despacho hidrotérmico, pois este proporciona viabilizar melhor os custos, visto que considera-se muitas variáveis próprias do problema, sendo que estas influenciam muito nos custos operacionais totais e marginais, onde foi se observado que o custo marginal aumenta quando a rede de gás natural é considerada.

Cintra et al. (2009) também levaram em consideração as restrições de gás natural, juntamente com as das hidrelétricas, assim para as hidrelétricas, utilizou previsões determinísticas, ou seja, valores de variáveis já preestabelecidos, e para o gasoduto características físicas e limites de produção, associando um modelo linear de otimização ao mesmo.

Avaliou-se quatro cenários diferentes de um sistema hipotético que representaria

parte do sistema Sul e Sudeste brasileiro, onde se levou em conta a demanda e o período climatológico, com isso pode se observar a grande necessidade de se incluir a otimização do sistema de gasoduto, onde se considera as restrições impostas pelo gás natural, junto ao planejamento do sistema elétrico, fazendo evidenciar a correlação entre os sistemas termelétricos e hidrelétricos.

Tabela 1 – Modelos referenciais

Referência	Método Utilizado	Sistema de teste	Resultados
(DINIZ; SOUZA, 2014)	Programação Linear Determinística.	Planta com termelétricas e hidrelétricas em cascata.	Viu-se que o método proposto representa com alta precisão a variação dos níveis dos rios e que a representação detalhada da variação, afeta na operação do sistema.
(RAMOS et al., 2012)	Programação não-Linear.	Modelo individualizado e usinas hidrelétricas (MIUH).	O modelo proposto de desacoplar os estágios é eficiente para o planejamento elétrico e que a otimização não linear proposta é efetiva. Viu-se também que o custo operacional foi menor do que o comparado ao (ONS).
(TOLEDO et al., 2015)	Programação dinâmica dual estocástica.	Rede elétrica Chilena.	Com a inclusão das restrições do gás, viu-se que viabilizou-se melhor os custos variáveis.
(CINTRA et al., 2009)	Programação Linear	Sistema hipotético que representa parte do Sul e Sudeste, brasileiro.	Ao se incluir o gasoduto com suas restrições no problema, teve-se uma melhor resposta ao custo associado.
(UNSIHUAY et al., 2007)	Programação Linear.	Sistema integrado modificado IEEE14.	O método adotado acelera a convergência do problema, evidenciando o modelo de integração de sistemas, geração e distribuição em termos de operação, e planejamento.

1.3 Objetivos

Realizar a otimização do despacho hidrotérmico, considerando as restrições de gás natural, dos subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, através da criação de um banco de dados real com informações técnicas das usinas destes subsistema.

Os objetivos específicos são:

- Implementar as restrições impostas pelas usinas hidrelétricas no modelo de despacho hidrotérmico para serem tratadas computacionalmente;
- Implementar as restrições impostas pelo gás utilizado em algumas usinas termelétricas no modelo de despacho hidrotérmico para serem tratadas computacionalmente;
- Implementar no software Matlab, a otimização do despacho hidrotérmico através dos métodos de programação:
 - Programação Linear;
 - Programação Dinâmica Dual Determinística (PDDD);
 - Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE).

2 Marco Teórico

Para se ter um bom despacho, é necessário se avaliar e definir o modo de operação das unidades geradoras que compõem o sistema, sendo assim se faz necessário o conhecimento e análise destas unidades. Este capítulo relata como é realizado este planejamento e como é a modelagem das unidades geradoras do sistema considerado.

2.1 Planejamento de Geração

O Brasil possui uma matriz energética predominantemente por hidrelétricas, correspondendo a 61% da capacidade total instalada, tendo as usinas termelétricas como complemento na geração com 26% do total e as eólicas, termonucleares, solares e importados com o restante da geração.(ANEEL, 2017)

A Tabela 2 apresenta a capacidade instalada de geração brasileira juntamente com a quantidade de unidades geradoras.

Tabela 2 – Potência instalada do sistema elétrico brasileiro 2016

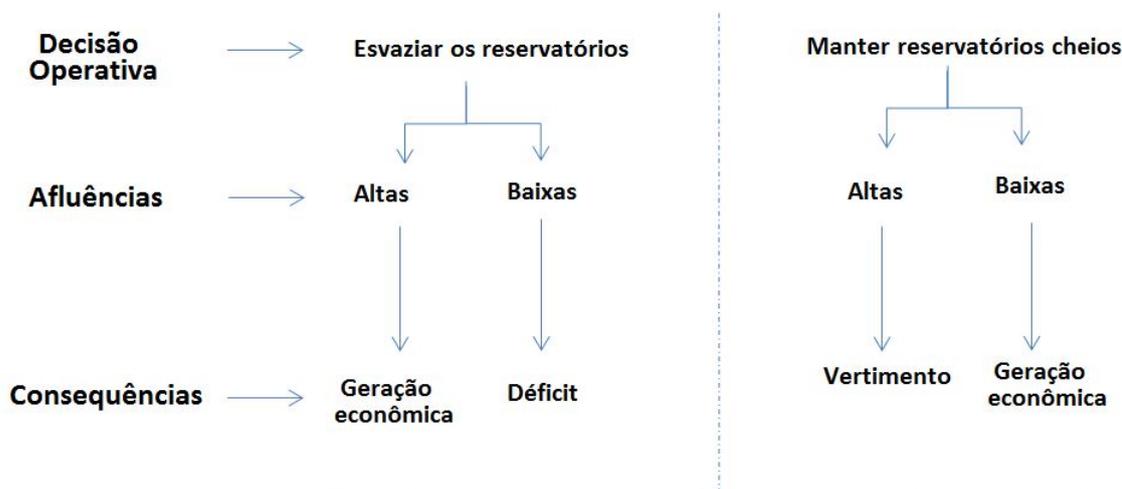
Geração	Unidades	Potência Instalada KW	Porcentagem (%)
Usinas Hidrelétricas	181	98.739.061	62
Usinas Termelétricas	2.926	41.021.054	26
Usinas Eólicas	439	10.701.743	7
Usinas Termonucleares	2	1.990.000	1
Usinas Solares	50	144.214	0,15
Importados	–	8.170.000	5

Fonte: (ANEEL, 2016)

Tendo em vista uma grande dependência das hidrelétricas na geração de energia, o planejamento enfrenta uma dificuldade no que se diz respeito à operação, pois o fator chuva é uma variável estocástica, ou seja, não se tem 100% de certeza de quanto e quando irá chover. Consequentemente as vazões naturais dos rios que alimentam as hidrelétricas são afetadas. Assim se cria a grande dúvida, Figura 1, de quando usar a água para a

geração e quando estocá-la.

Figura 1 – Decisões operativas e suas consequências.



Ao se definir como usar a água é necessário se planejar o uso das usinas termelétricas, pois as mesmas, são as maiores fonte de geração complementar. Neste sentido, um fator importante a se levar em consideração é a disponibilidade de combustível nestas, afim de suprir a demanda solicitada.

O ONS é o órgão que controla como as hidrelétricas irão operar, no sentido de estocar ou não água em seus reservatórios, e prevê as vazões em cada rio, além de usar as fontes de geração termelétrica, nuclear ou eólica para complementar e atender a demanda nacional.

Desta forma o planejamento do sistema Brasileiro leva em conta o horizonte de operação do mesmo, sendo assim, ele é dividido em etapas, como representado na Figura 2, com horizontes e periodicidade distintas. Essas etapas são: planejamento a longo prazo, médio prazo e curto prazo.

- Longo prazo:

Este tipo de planejamento analisa um horizonte de aproximadamente 10 a 15 anos. Assim se permite definir o quanto será gerado pelas usinas hidrelétricas e termelétricas para atender a demanda. Neste estudo o ONS utiliza o programa NEWAVE, este faz o uso do método de despacho de usinas baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Assim o NEWAVE tem como função objetivo minimizar o valor esperado do custo operacional, composto por duas parcelas, sendo uma referente ao custo presente do combustível nas usinas termelétricas e a outra referente ao custo futuro de não atendimento da demanda de energia.(ONS, 2017)

Vale ressaltar que este tipo de estudo é baseado em muitas estimativas, pois não se sabe ao certo como irão se comportar os valores pluviiais com um período extenso e como será a demanda, porém este método é muito utilizado como base de dados no planejamento de médio prazo. (ONS, 2017)

- **Médio prazo:**

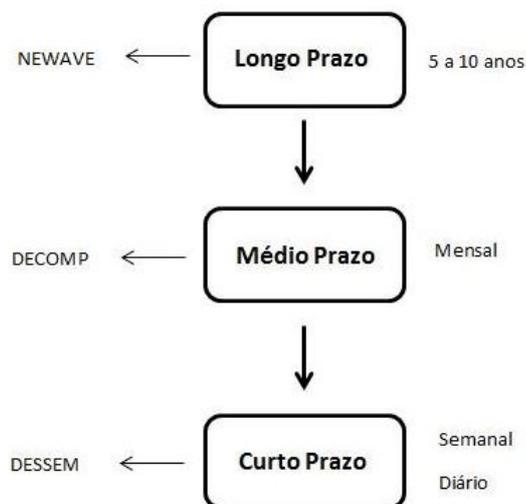
O planejamento a médio prazo, visa um horizonte menor, onde o estudo é tratado para períodos mensais. O ONS utiliza o programa denominado DECOMP para esta análise. Este planejamento tem como base de entrada os dados do planejamento de longo prazo. Esse modelo computacional calcula a parcela de geração termelétrica e hidrelétrica de cada usina do sistema.(ONS, 2017)

O ONS faz semanalmente a revisão do processamento do DECOMP, isto se deve a variação que se tem no sistema pluvial notado através de previsões e observações.

- **Curto prazo:**

Planejamento a curto prazo, é realizado para um horizonte semanal, ou até mesmo diário. Este apresenta informações mais exatas, pois não se necessita fazer tantas estimativas; trabalha-se com dados pluviiais atuais. Neste caso, o ONS utiliza o programa denominado DESSEM. Este busca implementar técnicas que permitam modelar o problema de otimização, considerando de forma mais exata aspectos envolvendo a rede elétrica e aspectos de operação das usinas, com os demais componentes do sistema.(CEPEL, 2017)

Figura 2 – Etapas do planejamento.



Assim é perceptível que a incerteza aumenta a medida que se aumenta o horizonte de planejamento. Neste trabalho, o problema é tratado para o planejamento de médio

prazo, tendo sua discretização mensal.

2.2 Modelagem de uma usina Hidrelétrica

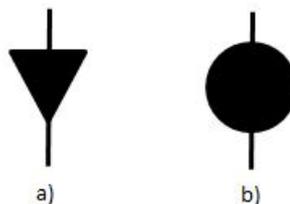
Uma usina hidrelétrica pode ser representada por algumas partes, sendo as principais:

- Reservatório e barragem;
- Tomada d'água e conduto forçado;
- Casa de máquinas;
- Canal de fuga.

A barragem tem como objetivo formar um reservatório a montante do rio, onde se tem a usina, para criar um desnível com o canal de fuga, que se encontra a jusante. Assim a água entra pela tomada d'água que se encontra a montante e desce pelo conduto forçado com uma aceleração, ao entrar em contato com as turbinas, que são acopladas nos geradores, possa gerar energia elétrica. Existem dois tipos de usinas hidrelétricas, sendo essas: usinas de reservatório e usinas a fio d'água. A simbologia destas é destacada na Figura 3.

Usinas de reservatório são aquelas nas quais é possível armazenar água em períodos de cheias, para o uso em períodos de seca; já as usinas a fio d'água possuem um pequeno reservatório, porem toda a vazão que entra a montante da barragem é vertida a jusante da mesma, fazendo com que esta não armazene água em seus reservatórios.

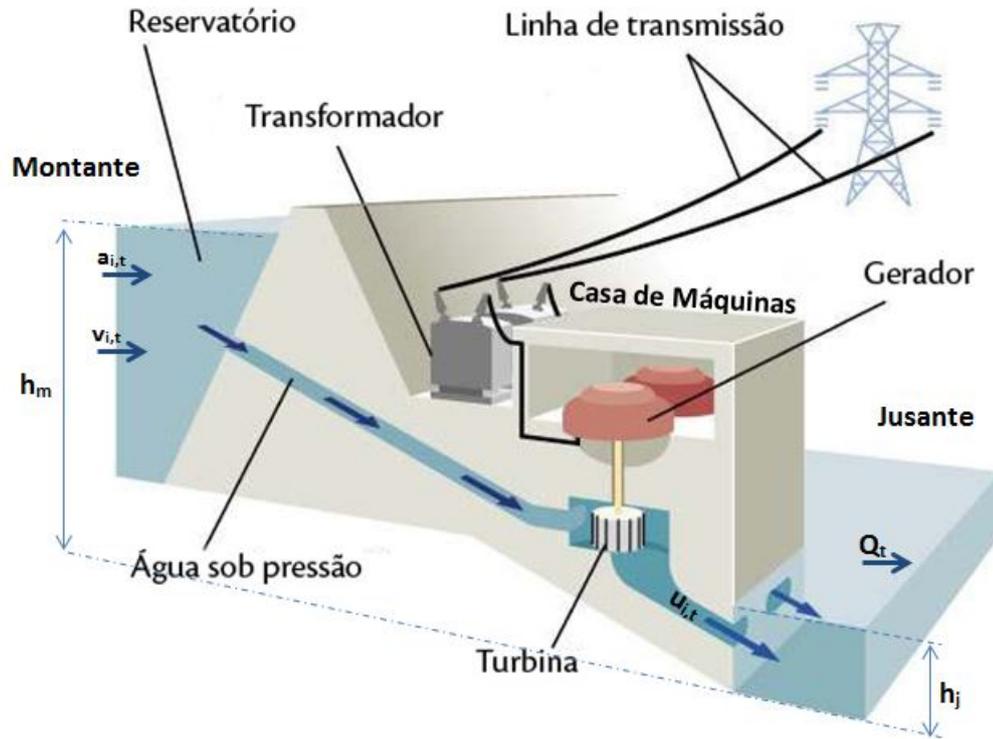
Figura 3 – Simbologia dos tipos de usina. a) usina de reservatório. b) usina a fio d'água.



A Figura 4 representa as partes que compõem uma usina hidrelétrica. Em relação a mesma, tem-se que a diferença entre h_m , que é a altura a montante da barragem, e h_j , que é a altura a jusante da barragem, representa a queda bruta (H_b), Equação 2.1.

$$H_b = h_m - h_j \quad (2.1)$$

Figura 4 – Modelo de uma usina hidrelétrica.



Fonte: Adaptado do (REBOLLAR; GUERRA; YOUSSEF, 2011).

Devido ao grande potencial hídrico no Brasil, diversas usinas são construídas ao longo de um mesmo rio, assim temos uma configuração de usinas hidrelétricas em cascata. Com isso, se uma usina hidrelétrica possui outra a montante, o volume do seu reservatório é composto pela vazão turbinada e vertida da usina imediatamente a montante mais à afluência de chuvas que chega até ela, conforme apresentado na Figura 5.

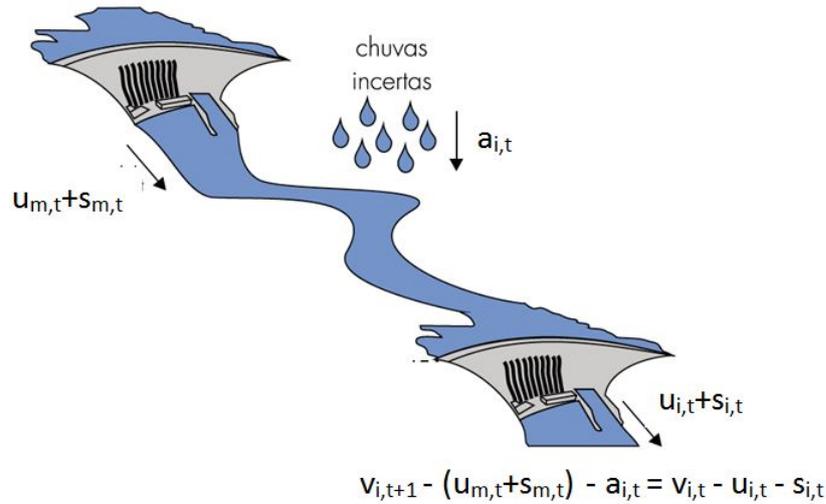
Com relação a Figura 5, é possível observar que o volume presente no reservatório de uma usina hidrelétrica i ao final de um estágio $t+1$, ($v_{i,t+1}$), deve ser igual ao volume do início do estágio t ($v_{i,t}$) somado ao volume de água recebido, denominado afluência ($a_{i,t}$), acrescido da vazão turbinada e do volume vertido das usinas imediatamente a montante ($u_{m,t} + s_{m,t}$), descontado o volume turbinado ($u_{i,t}$) e vertido ($s_{i,t}$) na usina i . Assim se tem a equação, de acordo com (TOLEDO et al., 2015), denominada de balanço hídrico, como em 2.2.

$$v_{i,t+1} - \sum_{m \in M} [u_{m,t} + s_{m,t}] = v_{i,t} + a_{i,t} - u_{i,t} - s_{i,t} \quad (2.2)$$

sendo:

$m \in M$: conjunto de usinas imediatamente a montante da usina i .

Figura 5 – Modelo de uma usina hidrelétrica em cascata.



Fonte: Adaptado (ENACOM, 2015)

Para a Equação 2.2, devem-se levar em consideração os limites de volume máximo e mínimo do reservatório e o turbinamento máximo da usina.

A potência elétrica gerada por uma usina hidrelétrica é proporcional à queda bruta (H_b) da mesma e à vazão turbinada ($u_{i,t}$):

$$Pel_{i,t} = \rho g k H_b u_{i,t} \quad (2.3)$$

em que:

ρ = densidade da água em kg/m^3 ;

g = aceleração da gravidade em m/s^2 ;

k = rendimento do conjunto turbina-gerador.

$u_{i,t}$ = vazão turbinada na usina i no estágio t , em m^3/s .

Os termos ρ, g, k , são constantes. A cota do reservatório H_b , é suposta constante para o problema de despacho hidrotérmico. Sendo assim estes termos são representados pela variável μ , com isso a Equação (2.3) torna-se:

$$Pel_{i,t} = \mu u_{i,t} \quad (2.4)$$

2.3 Modelagem de uma usina Termelétrica

Uma usina termelétrica é um conjunto de equipamentos que tem a finalidade de produzir energia elétrica a partir de um processo térmico, sendo que para o seu funcionamento é necessário algum tipo de combustível para se obter essa energia térmica,

onde os principais são o óleo, o carvão e o gás natural. Sendo assim, neste trabalho, para o caso das usinas que utilizam gás natural como combustível, serão consideradas as restrições de transporte e disponibilidade dos mesmos.

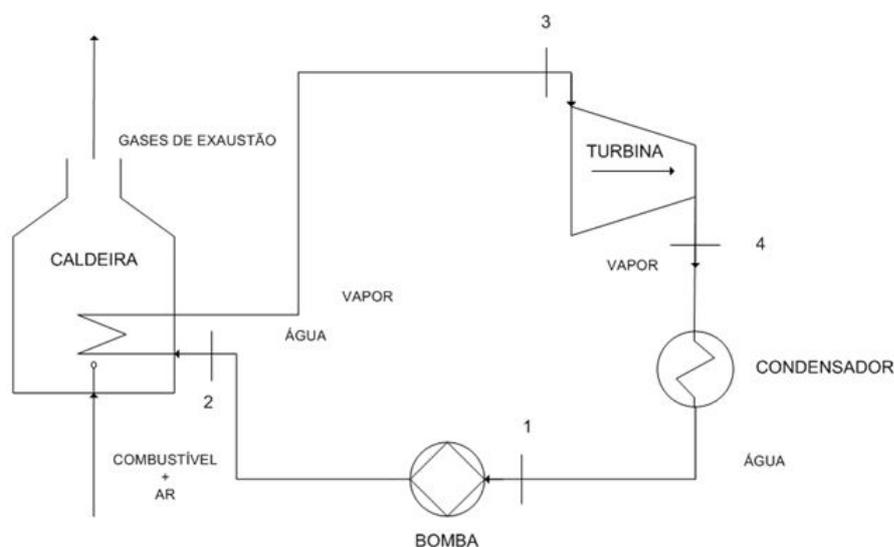
As usinas termelétricas são divididas em vários tipos, como usina termelétrica de geração com ciclo a vapor, usina a gás de ciclo simples e usina de ciclo combinado (LORA; NASCIMENTO, 2004)

2.3.1 Usina termelétrica de geração com ciclo a vapor

Esse tipo de usina é caracterizada pela operação através de uma caldeira, condensador, fluido de trabalho e uma turbina a vapor, Figura 6, sendo a última responsável por movimentar um gerador elétrico. Assim a caldeira queima o combustível (carvão, óleo diesel, gás natural, etc), aquece a água em estado líquido e produz vapor de água, expandido em alta pressão. Este vapor atravessa a parte interna da turbina e com a energia contida no mesmo gera movimento de rotação na turbina, que por sua vez movimenta o eixo do gerador de energia elétrica.

O condensador liquefaz o vapor, assim este consegue aumentar a potência no eixo da turbina, acarretando um aumento na rotação da mesma. Após passar no condensador o líquido é reaproveitado nesse mesmo processo.

Figura 6 – Modelo de uma termelétrica de geração com ciclo vapor.

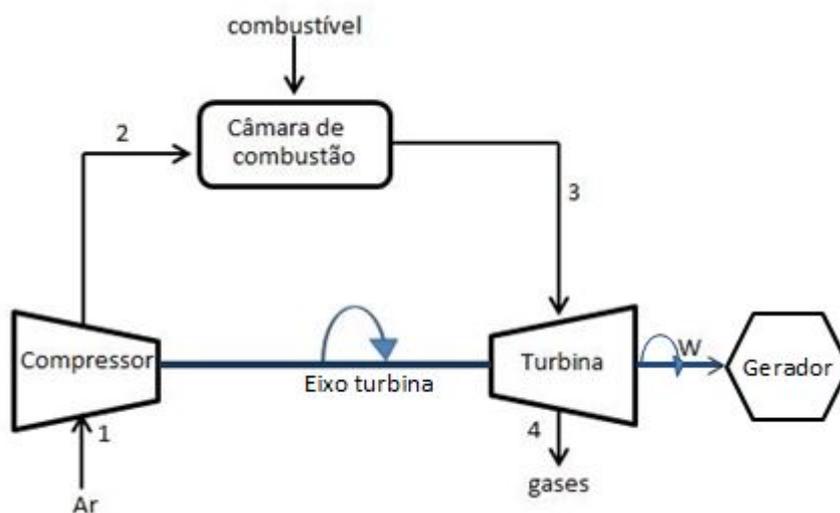


Fonte: Adaptado de Lora e Nascimento (2004).

2.3.2 Usina termelétrica a gás de ciclo simples

Usinas deste tipo, são compostas basicamente de um compressor, câmara de combustão e turbina. Na Figura 7 é possível observar a esquematização deste modelo, conhecido como ciclo Brayton. Neste ciclo, nos postos 1 e 2 tem-se que o ar em condição ambiente passa pelo compressor, onde por compressão adiabática e isotrópica ocorre o aumento de temperatura e por consequência o aumento de entalpia. Tendo o ar comprimido, o mesmo é direcionado à câmara de combustão, entre 2 e 3, onde é misturado ao combustível, possibilitando a queima, com pressão constante. Ao sair da câmara de combustão, os gases, à alta pressão e temperatura, se expandem conforme passam pela turbina, entre 3 e 4. Na medida que o fluido fornece o trabalho, reduzem-se a pressão e temperatura dos seus gases, gerando-se potência mecânica. A potência extraída através do eixo da turbina é usada para acionar o compressor e o gerador elétrico. Ainda na Figura 7, em 4 tem-se a transferência de calor do fluido para o ambiente, onde parte da energia gerada é eliminada em forma de calor.

Figura 7 – Modelo de uma termelétrica a gás de ciclo simples.



Fonte: Adaptado de Lora e Nascimento (2004).

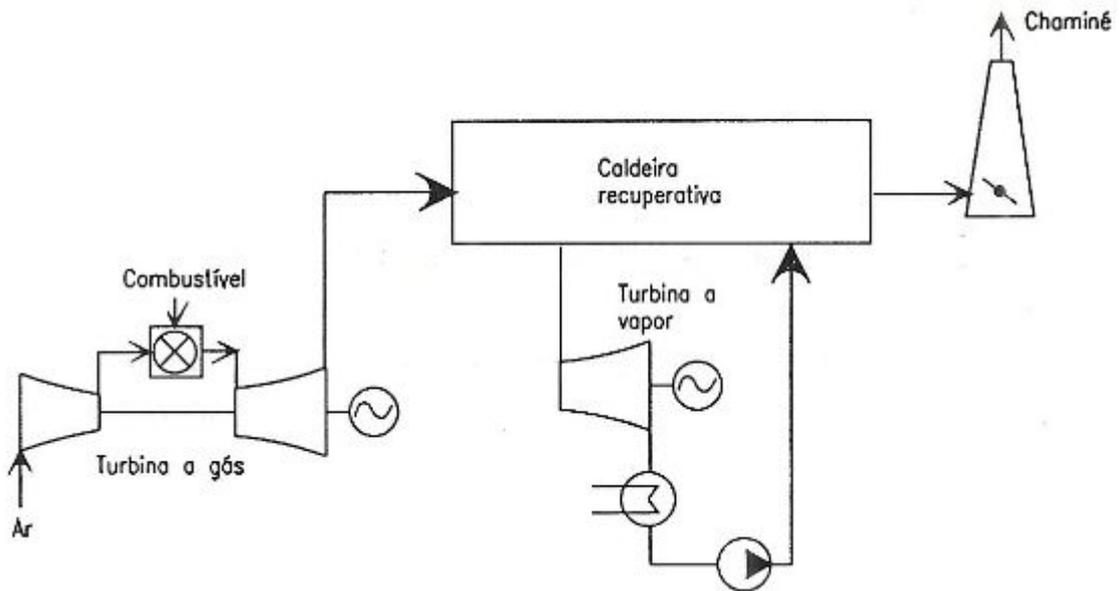
2.3.3 Usina termelétrica de ciclo combinado

Nesta configuração, os gases de exaustão provenientes da turbina a gás, juntamente com gases produzidos a partir de outros combustíveis fósseis da turbina a vapor, como o carvão e a biomassa, fornecem calor para a caldeira à vapor.

Este arranjo de usina possibilita uma maior eficiência em relação as outras, visto que se re-aproveita o calor expulso no ciclo de geração com a turbina à gás, que de outra

forma seria desperdiçado.

Figura 8 – Modelo de uma termelétrica a gás de ciclo combinado.



Fonte: Adaptado de Lora e Nascimento (2004).

Assim então, as usinas a gás natural, que de acordo com a ANEEL (2017) representam 7,82% da geração de energia elétrica nacional, serão representadas com relação ao custo de geração e pelas restrições de geração máxima e mínima no modelo de despacho hidrotérmico. Também serão incorporadas as restrições de transporte de gás. Com isso a modelagem destas pode ser descrita de acordo com o consumo de gás natural no estágio t , isso levando em consideração a eficiência dos equipamentos geradores e da quantidade de geração realizada, tendo assim a obtenção da Equação 2.5 de acordo com (TOLEDO et al., 2015), que representa a consumo de gás pelas usinas termelétricas.

$$\delta_{t,j} = \frac{\varphi_j}{HR} g_{t,j}^E \quad (2.5)$$

onde:

$\delta_{t,j}$ = Gás consumido pela térmica j , no estágio t , em $\text{Mm}^3/\text{mês}$;

φ_j = Eficiência térmica de produção da planta j , em KW/J ;

HR = Taxa de aquecimento do gás natural, em KJ/m^3 ;

$g_{t,j}^E$ = Geração de energia elétrica pela térmica j , no estágio t , em $\text{MW}/\text{mês}$.

O termo HR fornece a informação da taxa de aquecimento do gás natural, ou seja, a quantidade de calor necessária para produzir 1 kWh de energia elétrica. Já a variável

φ_i , representa a eficiência térmica de produção de energia. Este fator está relacionado com o componente de combustão e geração, sendo que o mesmo significa o quanto de energia consumida é realmente transferida para a geração. Em média as unidades geradoras possuem uma eficiência baixa, em torno de 30% a 45%. (LORA; NASCIMENTO, 2004)

Sabendo-se que em uma termelétrica, a geração elétrica está relacionada com o gás consumido pela mesma, define-se então de forma geral de acordo com (TOLEDO et al., 2015), que o gás que é injetado na usina termelétrica j , $g_{j,t}^G$, mais todo gás transportado da usina de geração de gás m até a usina termelétrica j , pelo gasoduto s , $f_{s,t,m,j}$, deve ser igual a demanda consumida da termelétrica j , $\delta_{j,t}$.

$$\sum_{j \in G_m} g_{j,t}^G + \sum_{j \in \phi_m} f_{s,t,m,j} = \sum_{j \in \Gamma_m} \delta_{j,t} \quad (2.6)$$

onde:

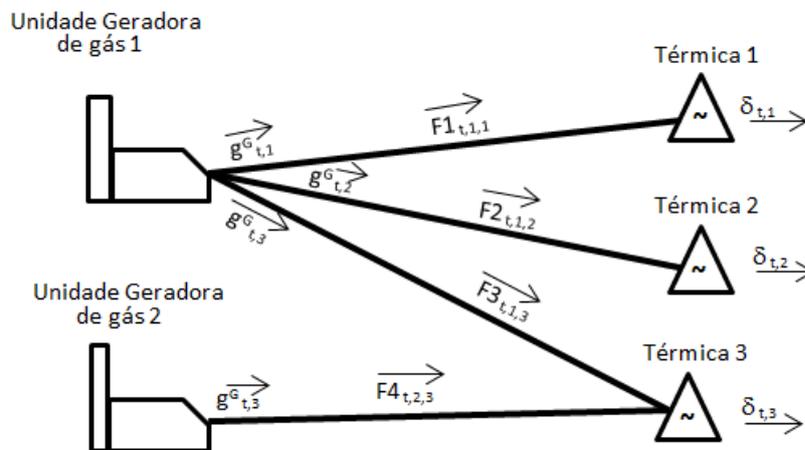
$g_{j,t}^G$ = Gás injetado na usina j , no estágio t ;

$f_{s,t,m,j}$ = Gás transportado pelo gasoduto s , da usina geradora de gás m para a usina térmica j , no estágio t ;

$\delta_{j,t}$ = Demanda de gás consumida na usina j , no estágio t .

Como representação, na Figura 9, tem-se que, para um estágio t , o gás consumido na usina termelétrica 3, ($\delta_{3,t}$), é igual a soma de todo gás injetado na usina termelétrica 3 ($g_{3,t}^G$), mais o gás transportado da unidade geradora de gás 1 até a usina 3, ($f_{3,t,1,3}$), mais o gás transportado da unidade geradora de gás 2 até a usina termelétrica 3, ($f_{4,t,2,3}$).

Figura 9 – Restrição imposta pelo gás natural nas termelétricas.



A baixa eficiência das unidades termelétricas é devida principalmente a: (LORA; NASCIMENTO, 2004)

- Perdas pelo circuito de refrigeração;

- Perdas pelos atritos entre as peças do processo e da resistência do ar;
- Perdas por radiação de calor;
- Perdas por combustão incompleta.

2.4 Modelo de despacho hidrotérmico

O modelo de despacho hidrotérmico utilizado neste trabalho é descrito por Toledo et al. (2015), com algumas adaptações. Este modelo visa minimizar o Custo Marginal de Operação, dado pelo custo da geração das termelétricas, visto que para a geração nas hidrelétricas usa-se a água e esta não possui custo de uso, ao contrario do gás, além do custo relacionado ao Déficit, que é uma forma de suprir a demanda, caso as unidade geradoras não consigam, sendo este custo adaptado no modelo. Assim o despacho visa resolver o seguinte problema de programação linear:

$$z = \min \sum_{t=1}^T \left(\sum_{j=1}^J c_{j,t} g_{ter_{j,t}} + C_{Def_t} Def_t \right) \quad (2.7)$$

s.a.:

$$v_{i,t+1} - \sum_{m \in M} [u_{m,t} + s_{m,t}] = v_{i,t} + a_{i,t} - u_{i,t} - s_{i,t} \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (2.8)$$

$$v_{i,t+1} \geq V_{i,min} \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (2.9)$$

$$v_{i,t+1} \leq V_{i,max} \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (2.10)$$

$$u_{i,t} \geq U_{i,min} \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (2.11)$$

$$u_{i,t} \leq U_{i,max} \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (2.12)$$

$$s_{i,t} \geq S_{i,min} \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (2.13)$$

$$s_{i,t} \leq S_{i,max} \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (2.14)$$

$$\sum_{j=1}^J g_{ter_{j,t}} + \sum_{i=1}^I p_i u_{i,t} + Def_t = D_t \quad \forall t \in T \quad (2.15)$$

$$P_{el,i,t} = \mu u_{i,t} \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (2.16)$$

$$\sum_{j \in G_m} g_{j,t}^G + \sum_{j \in \phi_m} f_{s,t,m,j} = \sum_{j \in \Gamma_m} \delta_{j,t} \quad \forall m \in M, \forall j \in J, \forall t \in T \quad (2.17)$$

Onde os conjuntos do modelo são:

J: número de usinas termelétricas do sistema;

T: número de estágios que o problema trata.

I: número de usinas hidrelétricas do sistema;

M: número de unidades geradoras de gás natural no sistema.

Na Equação (2.7) o fator $c_{j,t}$, representa o custo de operação da usina termelétrica j no período t . As Equações (2.8),(2.9),(2.10),(2.11),(2.12), (2.13),(2.14) e (2.15), são as restrições associadas ao problema, sendo estas a restrição de balanço hídrico, mínima e máxima vazão, mínimo e máximo turbinamento e restrição de balanço geração-carga, respectivamente. Na equação (2.15) é possível se extrair o Custo Marginal de Operação, sendo este calculado através dos Multiplicadores de Lagrange. Já em (2.17) destaca-se a restrição relacionada ao gás natural.

O custo de operação imediato $c_{j,t}$ representa o custo de geração térmica necessário para se atender a carga no estágio t . Parte dessa carga é atendida pelas hidrelétricas, e o restante é suprido levando em consideração as decisões operativas $g_{terj,t}$, pelas usinas termelétricas do sistema. Por fim, tem-se o Déficit (Def_t), que visa compensar uma provável falta por parte das unidades de geração, sendo que este possui um custo (C_{Def_t}) a cada estágio.

3 Metodologia

O modelo matemático do despacho hidrotérmico apresentado no Capítulo 2, é um modelo de Programação Linear (PL), cuja solução ótima pode ser encontrada usando, por exemplo, um algoritmo simplex ou o método de ponto interior. No entanto, o problema de despacho apresenta uma única variável de acoplamento temporal, que é o volume dos reservatórios das usinas hidrelétricas em cada estágio. Portanto, o problema pode ser resolvido de maneira mais eficiente usando-se Programação Dinâmica, a qual permite decompor o problema de despacho em n subproblemas de PL; um para cada estágio. Assim, resolvem-se os n subproblemas utilizando um processo iterativo de varredura *forward-backward*.

Além disto, as afluências que chegam nos reservatórios são variáveis aleatórias (estocásticas), pois não há como saber a priori se haverá muita ou pouca água nos períodos de tempo futuros. Para considerar esta aleatoriedade, utiliza-se a Programação Dinâmica Estocástica (PDE). Por outro lado, o modelo de programação linear associado ao despacho hidrotérmico pode ser melhor resolvido quando representado na forma dual. Por este motivo, neste capítulo se ilustra o algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica - PDDE. Este algoritmo é o que o ONS emprega atualmente para fazer o planejamento do despacho hidrotérmico no médio e longo prazo.

Com base no exposto anteriormente, este capítulo explica primeiro o conceito do problema de PL, depois a sua representação no formato dual, para posteriormente introduzir a decomposição do problema por estágios usando a programação dinâmica dual, primeiro na versão determinística (considerando as afluências constantes) e depois a PDDE que é o método utilizado neste trabalho para resolver o despacho hidrotérmico com restrições de gás natural.

3.1 Método de Programação Linear

Um problema de Programação Linear busca encontrar o mínimo ou máximo de uma função, chamada função objetivo, sendo a solução denominada de ótima. A função objetivo, que é linear, onde nenhuma das variáveis argumento da função apresentam um expoente maior que um, está sujeita a um conjunto de restrições, sendo elas equações ou inequações, também lineares. O problema, função objetivo a minimizar ou maximizar juntamente com as restrições associadas, apresentado neste formato é chamado de problema PRIMAL (Equações 3.1-3.3).

- Problema Primal para o caso geral é:

$$\text{Min } Z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$A_{ij} x_j \leq b_i, \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, m \quad (3.2)$$

e

$$x_j \geq 0, \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, n \quad (3.3)$$

Na representação das Equações 3.1-3.3, x_j é um vetor coluna que representa as variáveis de decisão do problema, c_j é um vetor linha, sendo estes coeficiente da função objetivo, A_{ij} é uma matriz com as restrições do problema e por fim b_i um vetor coluna com as variáveis independentes do problema.

3.2 Programação Dual

Todo problema de programação linear PRIMAL, tem associado um problema de programação linear Dual (LUNA; GOLDBARG, 2005). A representação do mesmo na forma DUAL pode, em algumas situações, tornar o problema mais fácil de resolver ou ser resolvido de maneira mais eficiente.

- O problema DUAL do problema PRIMAL (Equações 3.1-3.3) é representado nas Equações 3.4 a 3.6:

$$\text{Max } W = \sum_{i=1}^m b_i y_i \quad (3.4)$$

sujeito a:

$$A_{ij} y_i \geq c_j, \quad \text{para } j = 1, 2, \dots, n \quad (3.5)$$

e

$$y_i \geq 0, \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, m \quad (3.6)$$

Como visto na Seção 3.1, o problema primal está na forma de *Minimização* e o problema dual aqui está na forma de *Maximização*. Também podem ser realizadas as seguintes observações:

- Os coeficientes c_j na função objetivo do problema primal compõem o vetor de variáveis independentes do lado direito das restrições do problema dual;
- O vetor de variáveis independentes, b_i , do lado direito das restrições do problema primal, são coeficientes da função objetivo do problema dual;

- A matriz de coeficientes $A_{i,j}$ das variáveis nas restrições do primal é a matriz transposta de coeficientes das variáveis nas restrições do problema dual.

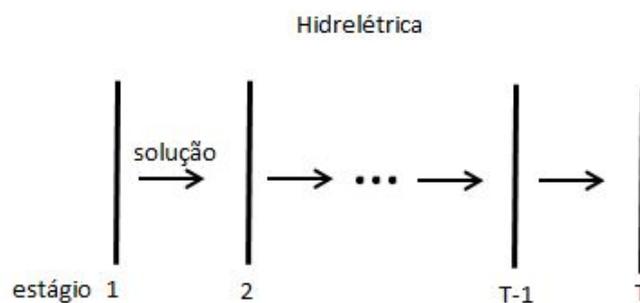
* $y_i, i=1,2 \dots m$. são o conjunto de variáveis associadas ao PL do problema dual.

3.3 Programação Dinâmica

A programação dinâmica (PD), trata-se de uma técnica para a otimização de processos com decisões multiestágios. O método pode ser desdobrado segundo um certo número de etapas sequenciais ou estágios. Assim as respostas obtidas na conclusão de um estágio, são denominadas decisões, tendo que a condição do processo dentro de cada estágio, é denominada estado. Cada estágio inclui a tomada de decisão que pode alterar, ou não, o estado do processo, mas que, obrigatoriamente, representa uma transição entre o estado corrente e o estado futuro (Figura 10). Dentro de um processo multiestágios, o objetivo é encontrar uma política ótima em relação ao retorno auferido com as decisões. (LUNA; GOLDBARG, 2005).

No caso estudado, o volume dos reservatórios das usinas hidrelétricas representa a característica do acoplamento entre o estágio t e o estágio $t+1$, pois o volume de determinada usina num estágio $t+1$, depende do valor do volume desta mesma usina no estágio t . Assim temos o que chamamos de acoplamento no tempo das variáveis.

Figura 10 – Representação da PD para uma usina hidrelétrica.



3.4 Programação Dinâmica Dual Determinística (PDDD)

Um PL de t estágios pode ser transformado em t PL's (um PL para cada estágio) usando programação dinâmica. A programação dinâmica pode ser aplicada ao problema Primal ou a seu equivalente problema DUAL. Neste último caso é chamada programação dinâmica DUAL. Quando a natureza aleatória de certas variáveis é desconsiderada (como

afluências e demandas de potência), o problema é considerado determinístico. A forma prática de resolver o problema de despacho hidrotérmico é utilizando programação dinâmica dual (FINARDI, 1999). A seguir apresenta-se a modelagem do problema usando PDDD para dois estágios proposto por Finardi (1999).

Considerando um PL de 2 estágios na forma PRIMAL representado pelas equações 3.7 a 3.9.

$$z = \text{Min} \quad c_1x_1 + c_2x_2 \quad (3.7)$$

sujeito a:

$$A_1x_1 \geq b_1 \quad (3.8)$$

$$E_1x_1 + A_2x_2 \geq b_2 \quad (3.9)$$

Os vetores x_1 e x_2 são elementos que representam todas as variáveis de decisão do problema, atrelados a estes, as constantes c_1 e c_2 representam os custos relacionados ao primeiro e segundo estágios respectivamente.

As matrizes A_1 e A_2 estão relacionadas com as restrições do problema de cada estágio. Já os vetores b_1 e b_2 , representam os limites impostos a cada restrição, em determinado estágio. O acoplamento destes estágios, é ilustrado na matriz E_1 .

Nas Equações 3.10 a 3.12, pode-se realizar um processo de tomada de decisões sequenciais para o processo de dois estágios:

- 1º estágio: É escolhida uma solução viável x_1^* , tal que $A_1x_1^* \geq b_1$.
- 2º estágio: Tendo x_1^* , define-se o problema do segundo estágio:

$$\text{Min} \quad c_2x_2 \quad (3.10)$$

sujeito a:

$$A_2x_2 \geq b_2 - E_1x_1^* \quad (3.11)$$

Com a solução do segundo estágio, o problema pode ser reescrito, para o primeiro estágio, como:

$$\text{Min} \quad c_1x_1 + \alpha_2(x_1) \quad (3.12)$$

sujeito a:

$$A_1x_1 \geq b_1 \quad (3.13)$$

Tem-se assim que c_1x_1 é chamado função de custo imediato associado ao primeiro estágio e $\alpha_2(x_1)$ é denominado a função de custo futuro, associada a decisão x_1 .

Assim a função de custo futuro é definida como:

$$\alpha_2(x_1) = \text{Min } c_2x_2 \quad (3.14)$$

sujeito a:

$$A_2x_2 \geq b_2 - E_1x_1 \quad (3.15)$$

O problema 3.14 e 3.15 representado na forma dual é:

$$\alpha_2(x_1) = \text{Max } \pi_2(b_2 - E_1x_1) \quad (3.16)$$

sujeito a:

$$\pi_2A_2 \leq c_2 \quad (3.17)$$

onde:

π_2 é o vetor das variáveis duais associadas às restrições do problema primal (Equação 3.15), também chamados de Multiplicadores de Lagrange. As restrições do problema dual representam um poliedro convexo formado pelos vértices $\pi_2 = (\pi_2^1, \pi_2^2, \dots, \pi_2^p)$, em que p é o total de vértices ((FINARDI, 1999)). Com isso o problema 3.16 e 3.17 podem ser escritos como:

$$\bar{\alpha}_2(x_1) = \text{Min } \alpha_2 \quad (3.18)$$

sujeito a:

$$\alpha_2(x_1) \geq \pi_2^1(b_2 - E_1x_1) \quad (3.19)$$

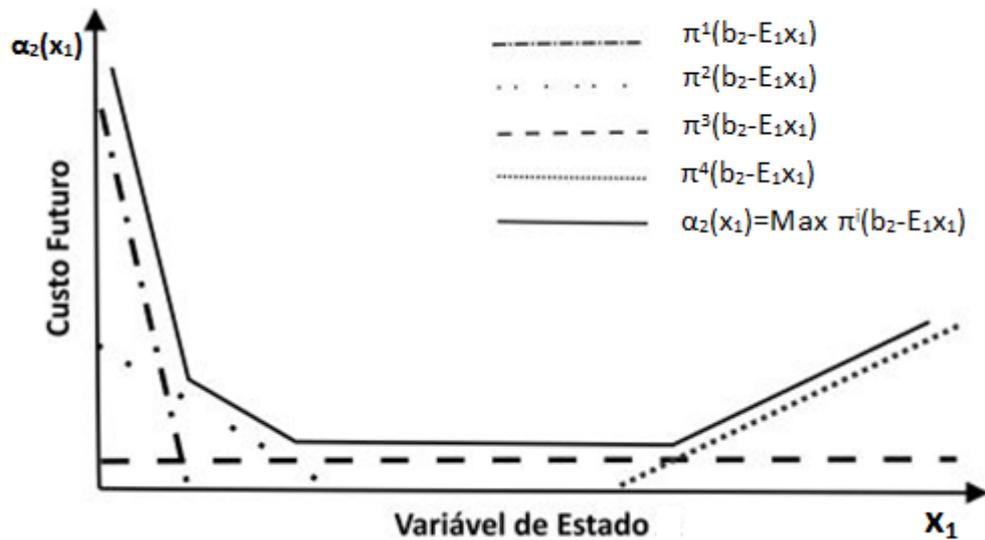
$$\alpha_2(x_1) \geq \pi_2^2(b_2 - E_1x_1) \quad (3.20)$$

$$\vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad (3.21)$$

$$\alpha_2(x_1) \geq \pi_2^p(b_2 - E_1x_1) \quad (3.22)$$

A Figura 11, mostra algumas das restrições lineares $\pi^i (b_2 - E_1x_1)$.

Figura 11 – Interpretação Geométrica da Função Custo Futuro.



Fonte: Adaptado de Marcatto, 2012.

Embora o problema 3.18-3.22 possa apresentar um número considerável de restrições, apenas algumas estarão ativas na solução do problema. Levando este fato em consideração, é usada uma técnica de relaxação, com base no princípio da decomposição de Benders (BENDERS, 1962), que permite construir $\alpha_2(x_1)$ iterativamente; sem precisar incorporar todas as restrições do problema de uma vez.

Da teoria de dualidade, tem-se que, na solução ótima, quando o problema de programação é linear, o valor da função objetivo do problema dual (Equação 3.16), é o mesmo valor da função objetivo do problema primal (Equação 3.14). Denominando o valor ótimo da Equação 3.14, ω_2^* , tem-se a relação:

$$\omega_2^* = \pi_2^*(b_2 - E_1x_1^*) \quad (3.23)$$

Onde π_2^* é o valor ótimo das variáveis do problema dual.

Rearranjando a Equação 3.23, tem-se:

$$\pi_2^*b_2 = \omega_2^* + \pi_2^*E_1x_1^* \quad (3.24)$$

Substituindo na Equação 3.19, temos uma inequação independente de b_2 , sendo essa uma nova restrição que é adicionada ao problema do primeiro estágio, a qual é denominada corte de Benders:

$$\alpha_2(x_1) + \pi_2^* E_1 x_1 \geq \omega_2^* + \pi_2^* E_1 x_1 \quad (3.25)$$

A Programação dinâmica dual pode ser aplicada a problemas de múltiplos estágios. Considerando um sistema que tenha T estágios e tendo um contador k de iterações, é resolvida a sequência de problemas até o estágio $T-1$, sendo que em cada problema se armazena a solução ótima associada a variável x_t^{*k} e o custo imediato $c_t x_t^{*k}$, tendo o nome desta etapa de *forward*.

No último estágio começa o caminho inverso, sendo este do estágio T até o segundo, onde a cada estágio t calculam-se os valores ω^* e π^* , que juntamente com o vetor x^* calculado no processo *forward*, formam uma restrição (corte de Benders) que é acrescentada ao estágio $t-1$; esse processo é chamado de *backward*.

Para a convergência do problema é necessário que o custo total previsto no primeiro estágio (ω_1^*) seja igual à soma dos custos presentes de todos os estágios do problema em uma dada iteração.

Desta forma, são estabelecidos os limites superior e inferior do problema:

$$Z_{inf} = w_1^* = c_1 x_1^* + \alpha_2(x_1^*) \quad (3.26)$$

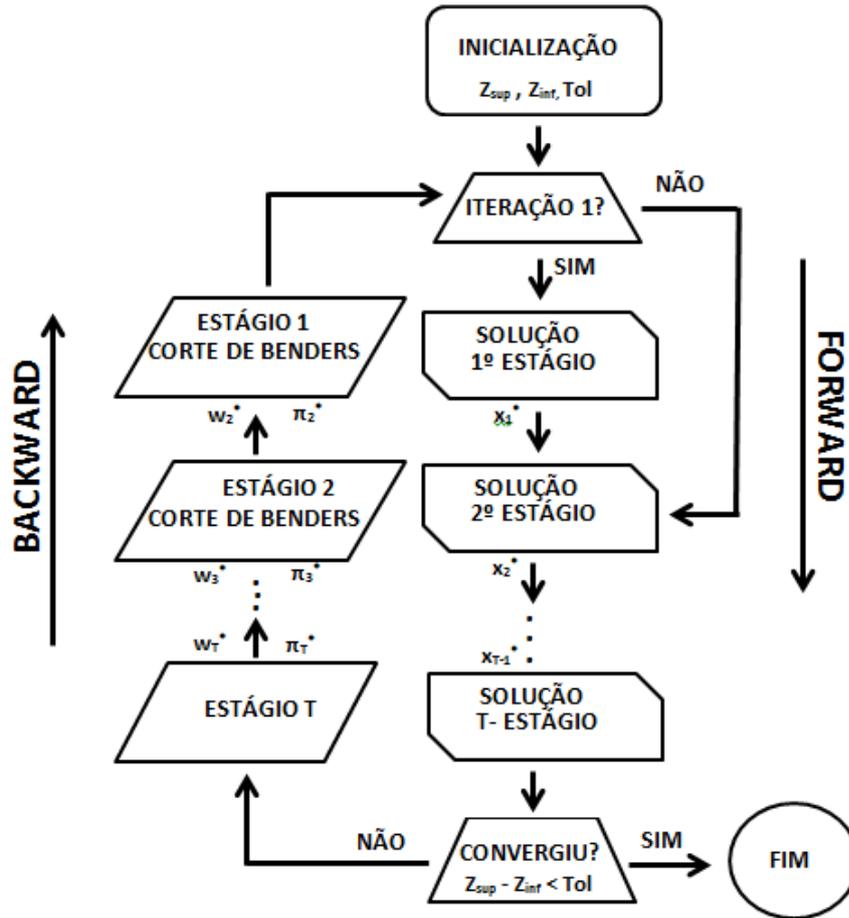
$$Z_{sup} = \sum (c_1 x_1^* + c_2 x_2^* + \dots + c_t x_t^*) \quad (3.27)$$

Assim se verifica a diferença entre o limite superior (Z_{sup}) e inferior (Z_{inf}), comparando-se a uma tolerância estabelecida.

$$Z_{sup} - Z_{inf} > Tol \quad (3.28)$$

A Figura 12 ilustra o fluxograma da PDDD e no Apêndice D (9), tem-se a exemplificação do modelo.

Figura 12 – Processo de solução PDDD.



3.5 Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE)

A Programação Dinâmica Dual Estocástica é usada quando a natureza aleatória das variáveis é levada em consideração.

O método pode ser visto para um problema de dois estágios, de acordo com Finardi (1999), onde vetor independente associado às restrições b da PDDD pode assumir m valores, b_1, b_2, \dots, b_m , com respectivas probabilidades p_1, p_2, \dots, p_m . Neste trabalho a alteração do valor das afluências que chegam em cada reservatório representam a variação do vetor b . Assim o problema consiste em determinar a estratégia que minimize o valor esperado para os dois estágios:

$$f = \text{Min} \quad c_1 x_1 + p_1 c_2 x_{2,1} + p_2 c_2 x_{2,2} \dots + p_m c_2 x_{2,m} \tag{3.29}$$

sujeito a:

$$A_1 x_1 \geq b_1 \tag{3.30}$$

$$E_1 x_1 + A_2 x_{2,1} \geq b_{2,1} \tag{3.31}$$

$$E_1x_1 + A_2x_{2,2} \geq b_{2,2} \quad (3.32)$$

$$\vdots \quad (3.33)$$

$$E_1x_1 + A_2x_{2,m} \geq b_{2,m} \quad (3.34)$$

O problema é então resolvido tomando as seguintes decisões:

- 1º estágio: Determinar uma solução ótima x_1^* , onde $A_1x_1^* \geq b_1$.
- 2º estágio: O problema do segundo estágio é dividido em m sub-problemas independentes.

$m=1$

$$\text{Min } p_1c_2x_{2,1} \quad (3.35)$$

sujeito a:

$$A_2x_{2,1} \geq b_{2,1} - E_1x_1^* \quad (3.36)$$

$m=2$

$$\text{Min } p_2c_2x_{2,2} \quad (3.37)$$

sujeito a:

$$A_2x_{2,2} \geq b_{2,2} - E_1x_1^* \quad (3.38)$$

$$\vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad (3.39)$$

$m=m$

$$\text{Min } p_m c_2 x_{2,m} \quad (3.40)$$

sujeito a:

$$A_2x_{2,m} \geq b_{2,m} - E_1x_1^* \quad (3.41)$$

Assim para cada problema do segundo estágio, o mesmo é função da decisão x_1^* do primeiro estágio. Da mesma forma que no caso da PDDD, o problema do primeiro estágio pode ser reescrito como:

$$\text{Min } c_1x_1 + \alpha_2(x_1) \quad (3.42)$$

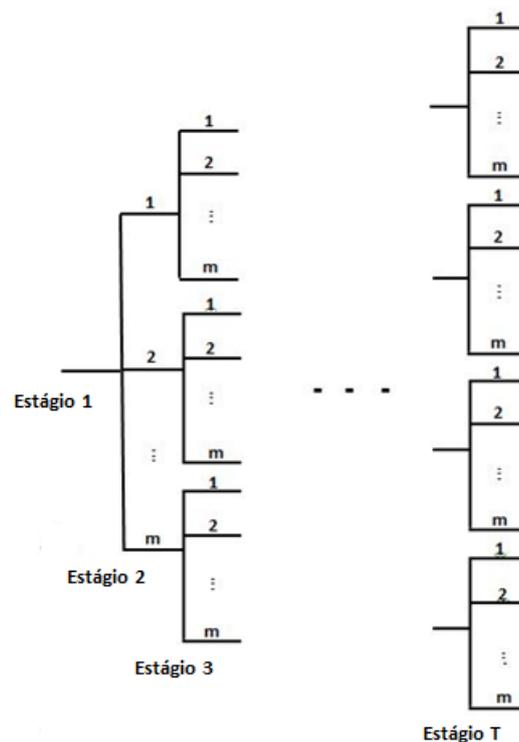
sujeito a:

$$A_1x_1 \geq b_1 \tag{3.43}$$

No caso da PDDE, a função $\alpha_2(x_1)$ de custo futuro representa o valor esperado das soluções dos subproblemas representados nas equações 3.35 a 3.41. Esta função construída a partir dos multiplicadores Lagrange associados a cada subproblema. Como na PDDD, os multiplicadores Lagrange são utilizados para a criação do "Corte de Benders", utilizando os mesmos passos do caso determinístico.

Nota-se que para um estágio t e cenário m , com probabilidade de ocorrência p_m , tem-se uma evolução da estrutura do tipo "árvore", Figura 13, com uma explosão no número de estados no horizonte de estudo, sendo este espaço amostral composto por m^T estados possíveis para cálculo, sendo T a quantidade de estágios discretizados.

Figura 13 – Representação em árvore do problema de planejamento.

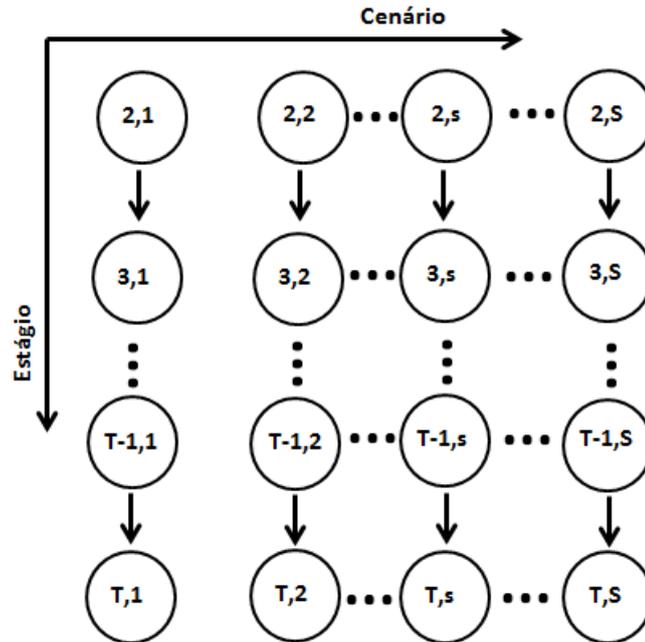


Fonte: Adaptado de Finardi (1999).

Para reduzir o esforço computacional não se faz necessário calcular todo o espaço amostral, ou seja, resolver todos os subproblemas da árvore da Figura 13. Na PDDE pode ser utilizada uma amostra sequencial que forneça informação afim de estimar o valor esperado da solução ótima dentro de um intervalo de confiança. Essa estimativa é realizada

simulando uma amostra de cenários $b_{t,s}$; com cenários $s= 1,2,\dots,S$, afim de calcular o ponto $x_{t,s}^*$. Esse processo é chamado de *Forward* (Figura 14). Em cada estágio t com um cenário s , se resolve um sub-problema que minimiza o custo de operação desse estágio mais o valor aproximado para o custo de operação do estágio $t+1$ até o final do horizonte estudado.

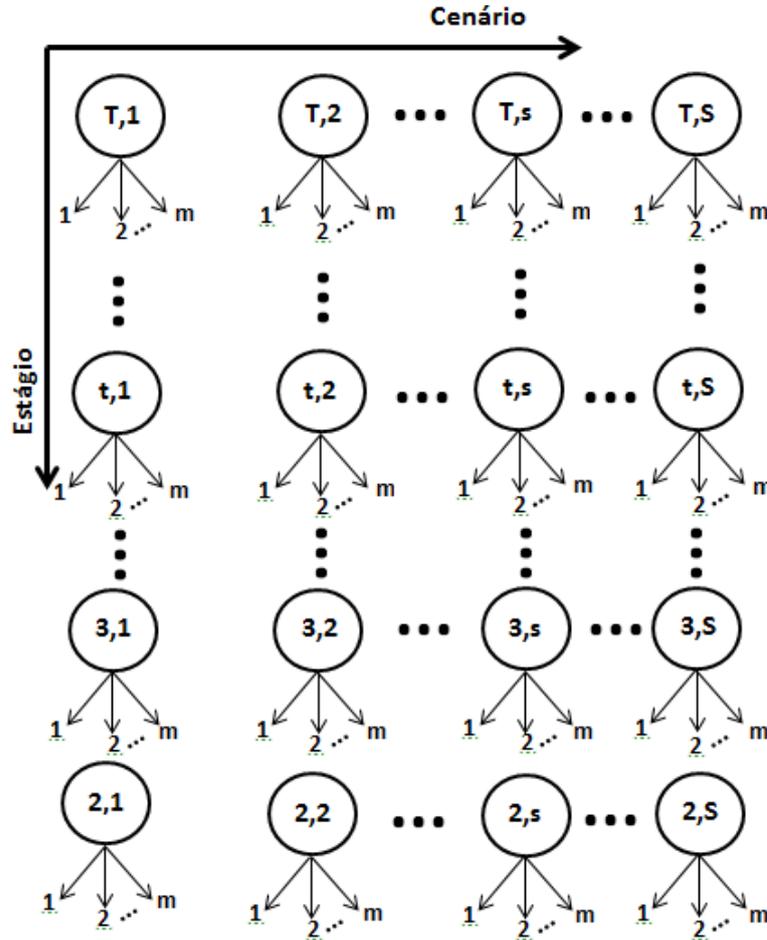
Figura 14 – Diagrama da simulação forward.



Fonte: Adaptado de Finardi (1999).

No processo *Backward* é calculado o "Corte de Benders" que retorna uma nova restrição a cada estágio, como na PDDD. Porém, cada restrição no estágio t é aplicável a qualquer cenário do estágio $t-1$, pois essa restrição é construída a partir do valor médio das variáveis $\pi(ts)^*$ e $\omega(ts)^*$ calculadas em todos os cenários s do estágio t , (Figura 15).

Figura 15 – Diagrama da simulação backward.



Fonte: Adaptado de Finardi (1999).

A convergência do problema se dá através da construção de um intervalo de confiança para o limite superior (Z_{sup}), (Figura 16), visto que este limite provem da soma de uma grande sequência, sendo que esta pode ser representada por uma distribuição normal (FINARDI, 1999). Assim se usa como critério de convergência o valor máximo admitido para a incerteza desse limite. Ainda, com relação à Figura 16, o limite inferior (Z_{inf}) deve estar dentro do intervalo de confiança: $Z_{sup} \pm \sigma$.

Os limites para esse intervalo são dados por:

$$\overline{Z_{sup}} = \sum_{t=1}^T \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S c_t x_{t,s} \tag{3.44}$$

$$\overline{Z_{inf}} = \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S w_{1,s}^* \tag{3.45}$$

$$z_sup_s = \sum_{t=1}^T c_t x_t^* \quad (3.46)$$

$$\sigma_{z_sup}^2 = \frac{1}{S^2} \sum_{s=1}^S (z_sup_s - \overline{Z_sup})^2 \quad (3.47)$$

onde:

S = número de amostras no processo *forward*;

$\overline{Z_sup}$ = limite superior, dado pelo valor médio do custo de operação em todos os estágios;

$\overline{Z_inf}$ = limite inferior, dado pelo valor médio dos custos futuros esperados para o primeiro estágio;

$\sigma_{z_sup}^2$ = variância relacionada ao valor esperado do limite superior do problema;

z_sup_s = custo imediato superior associado a cada sequência definida no processo *forward*.

Por fim para se determinar um intervalo de 95% de confiança, tem-se:

$$\sigma_s = \sqrt{\sigma_{z_sup}^2} \quad (3.48)$$

$$IC_{95\%} = [\overline{Z_sup} - 1,96 * \sigma_s; \overline{Z_sup} + 1,96 * \sigma_s] \quad (3.49)$$

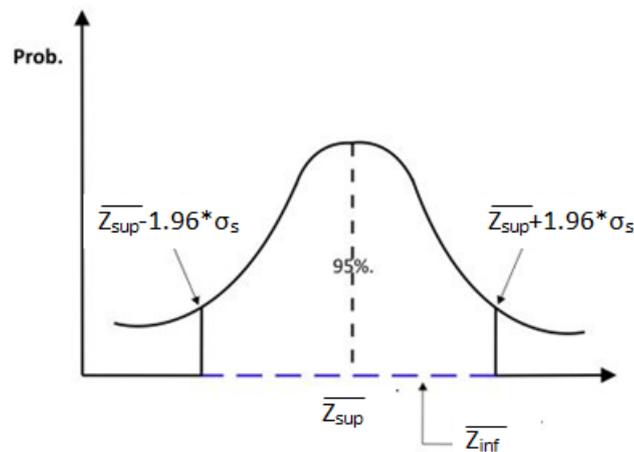
onde:

σ_s = variância do limite superior do problema;

$IC_{95\%}$ = intervalo de confiança de 95%.

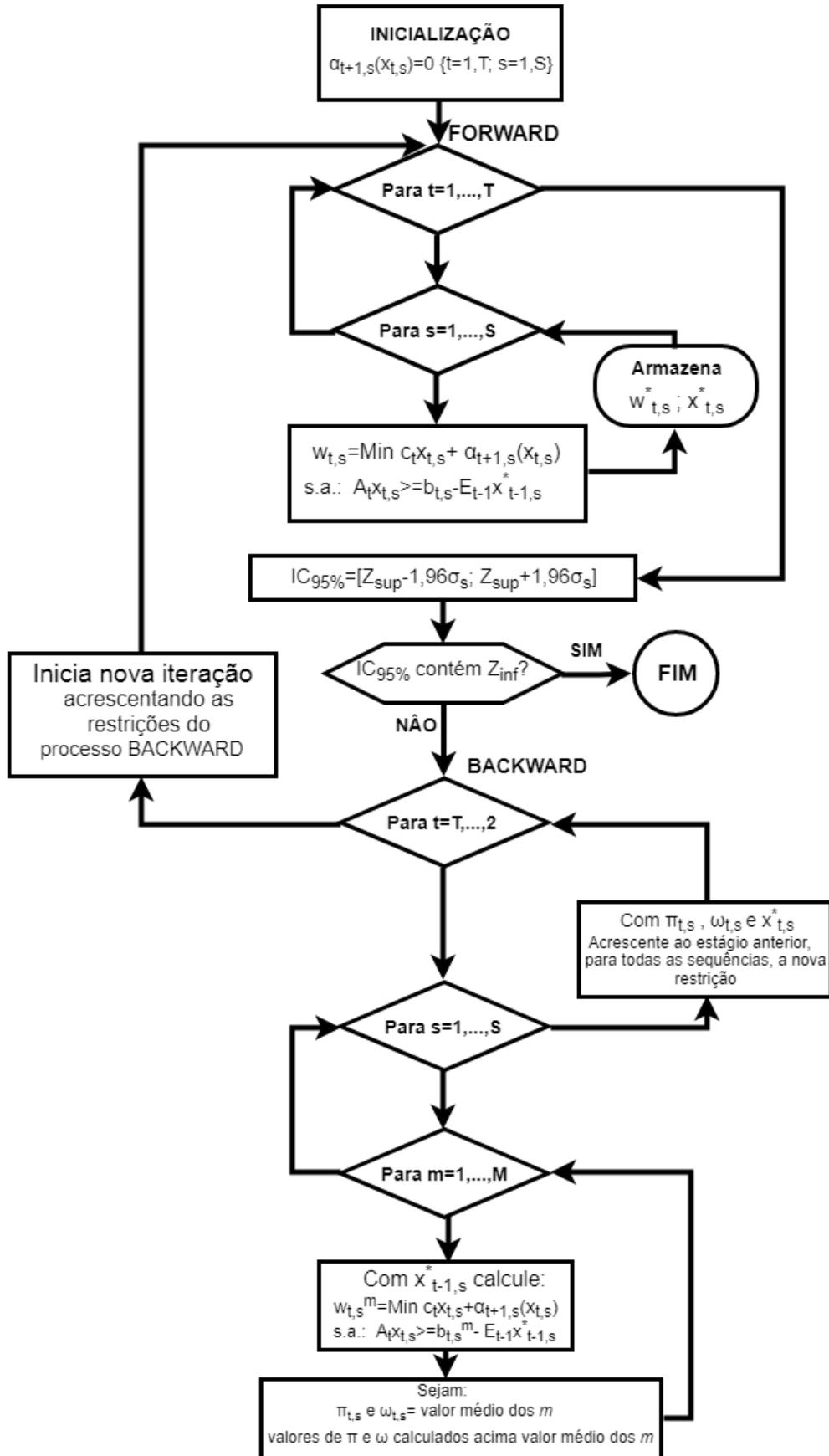
O intervalo de 95% de confiança, Figura 16, mede a incerteza gerada pelo valor do limite superior, $\overline{Z_sup}$, assim para a convergência do algoritmo é necessário se ter o valor de custo futuro do primeiro estágio, $\overline{Z_inf}$, dentro desse intervalo de confiança.

Figura 16 – Intervalo de confiança do limite superior.



Fonte:(FINARDI, 1999).

Figura 17 – Processo de solução PDDE.



3.6 Cenário de testes

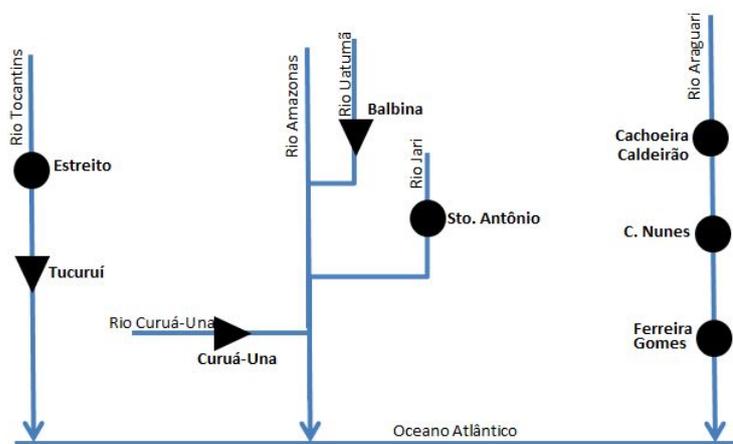
O modelo de despacho foi testado utilizando dados de geração brasileira, dos subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Os dados para a realização das simulações foram obtidos do site oficial ONS (2015) e dos sites oficiais das demais administradoras das hidrelétricas e termelétricas, sendo estes os seguintes:

Dados das usinas hidrelétricas são:

- Valores de afluências de todas as usinas no ano de 2015;
- Potência instalada em cada hidrelétrica;
- Volume máximo e mínimo dos reservatórios das hidrelétricas;
- Turbinamento máximo e mínimo de cada hidrelétrica;
- Vertimento máximo de cada hidrelétrica;
- Queda bruta de cada hidrelétrica;
- Esquemático do posicionamento de cada hidrelétrica nas bacias hidrográficas.

A ilustração de como as usinas hidrelétricas do subsistema Norte estão dispostas, no período de estudo, está na Figura 18. Na mesma, é possível observar quais usinas operam em cascata com outras e também quais operam em rios isolados, tendo também as informações do tipo de reservatório de cada uma.

Figura 18 – Sistema de usinas hidrelétricas da região Norte.



Como exemplo, ao observar a Figura 18, percebe-se que a hidrelétrica de Tucuruí é do tipo reservatório e a sua afluição montante, é influenciada pelo volume vertido

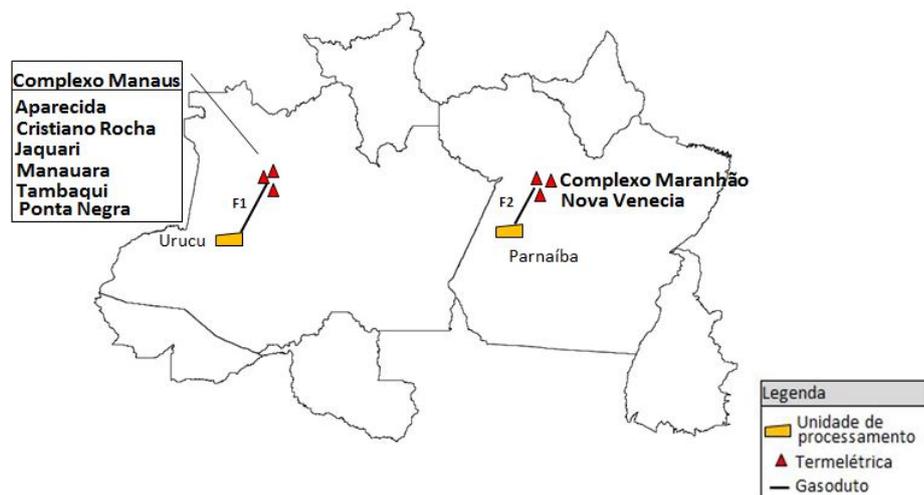
e turbinado na hidrelétrica de Estreito, visto que as duas estão em cascata. Porém o vertimento e o turbinamento de Tucuruí não influencia em nenhuma outra hidrelétrica.

Os dados referentes as termelétricas, gasodutos e unidades geradoras de gás natural são:

- Potência instalada em cada termelétrica;
- Custo de geração de cada termelétrica;
- Consumo de gás em cada termelétrica;
- Capacidade de produção em cada unidade geradora de gás;
- Capacidade de transporte em cada gasoduto;
- Esquemático de ligação do sistema de gasodutos.

Com relação as termelétricas que utilizam o gás natural na região, é possível observar na Figura 19 como as mesmas estão distribuídas. Na mesma figura, é possível observar também a representação dos gasodutos que interligam as unidades de processamento de gás natural e as termelétricas.

Figura 19 – Sistema de usinas e gasoduto da região Norte.



Em se tratando da termelétrica de Aparecida, que pertence ao complexo de usinas de Manaus, a mesma é abastecida por um gasoduto (F_1), que a interliga diretamente com a unidade geradora de gás natural Urucu.

A representação detalhada de todos os subsistemas e todos os dados utilizados no problema, no que diz respeito as hidrelétricas, encontram-se no Apêndice A(6). Já o Apêndice B(7), contém a relação de dados das termelétricas, geradoras de gás e gasodutos. No Apêndice E é possível ver como foi realizado o método de configuração do interligamento das usinas hidrelétricas nos rios e das termelétricas com os gasodutos

4 Resultados e Discussão

Foi-se então simulados os subsistemas, afim de se obter uma análise da inserção das restrições de gás nos mesmos, onde para tal, avaliou-se a variação de volume ocorrida nos reservatórios das usinas hidrelétricas, o quanto se gerou de energia nas usinas termelétricas e por fim como se variou o custo de operação.

Para todos os cenários apresentados neste capítulo, foram realizadas as seguintes considerações:

- Período de teste: 1 ano (ano de 2015) discretizado em estágios mensais;
- Volumes iniciais nos reservatórios como os ocorridos em Janeiro de 2015, segundo o ONS (2015);
- Subsistemas analisados: Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste;
- Demanda dos subsistemas igual as registradas em 2015 (Tabela 3);
- Cenários de afluência de $\pm 10\%$ com relação aos dados de afluência registrados no ano de 2015 (Apêndice A (6));
- Valores de produção, transporte e consumo de gás natural (Apêndice B (7)).

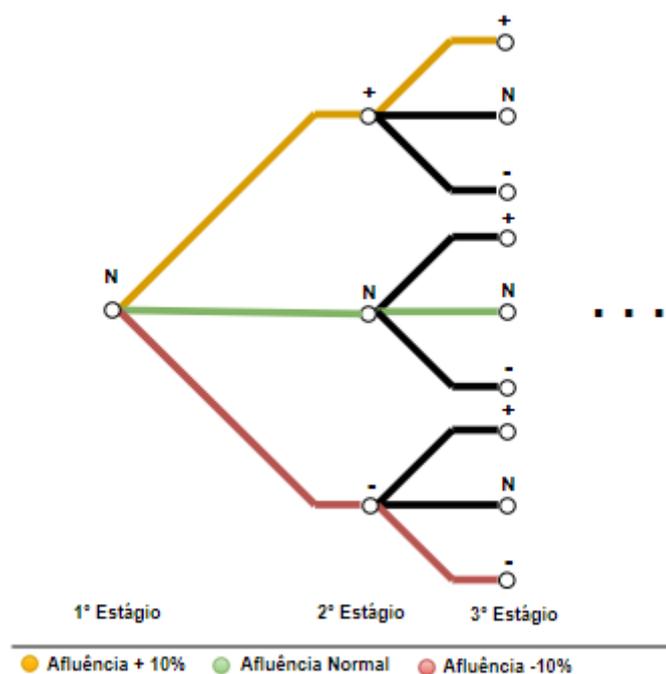
Verificou-se junto ao site ONS (2015), que no ano de 2015, a demanda mensal em cada subsistema variou de acordo com Tabela 3.

Tabela 3 – Demandas mensais de cada subsistema

Estágio	Demanda (MW)		
	Nordeste	Norte	Sudeste/Centro-Oeste
1	9757	7543	22008
2	9251	8391	20620
3	8987	9279	21320
4	7929	10160	21205
5	8143	9812	20781
6	8304	7910	19797
7	8024	5652	19319
8	8924	5968	18872
9	9095	6919	19934
10	9159	5184	22461
11	8765	4508	23241
12	8774	4353	22266

Os resultados obtidos foram considerados a partir de três valores diferentes de afluência em cada estágio, onde sempre tinha-se uma afluência otimista (+10%), afluência normal ou afluência pessimista (-10%). Na Figura 20, é possível ver os caminhos de afluências considerados, visto que o problema a cada estágio aumenta as possibilidades de avaliação.

Figura 20 – Caminhos possíveis considerados, para 3 estágios.



Na Figura 20, representa-se:

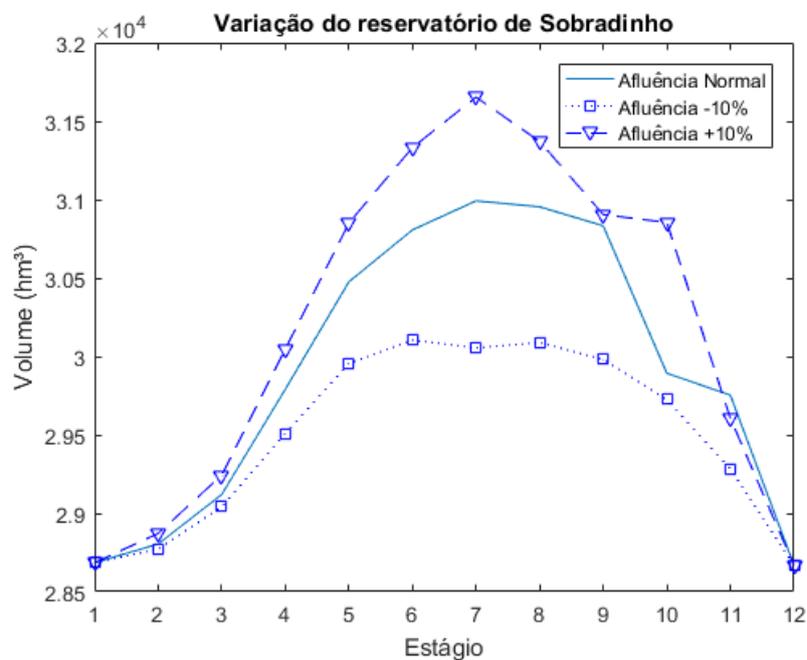
- N afluência normal;
- $+$ afluência acrescida de 10%;
- $-$ afluência decrescida de 10%.

4.1 Variação dos volumes armazenados e Geração nas usinas hidrelétricas do subsistema Norte

Os reservatórios das usinas hidrelétricas variam afim de se ter um bom despacho em relação as afluências inseridas nos mesmos. Assim estes podem sofrer grandes alterações ou poucas, isso devido ao tipo de usina. Nas usinas a fio d'água a variação do volume é menor, visto que este tipo de usina sempre utiliza a afluência sobre ela para o turbinamento ou vertimento. Já nas usinas de reservatório, a cada variação de afluência o comportamento do reservatório se altera, visto que a mesma consegue acumular água quando desejado.

A usina de Sobradinho, localizada no subsistema Nordeste, é do tipo reservatório. Ao se observar a variação do volume de seu reservatório (Figura 21), considerando as três variações de afluência já citadas, percebe-se que nos primeiros estágios a pouca influência nesta variação, porém a partir de determinado estágio percebe-se que com uma baixa afluência o reservatório tende a ficar com um volume menor de água em relação a uma alta afluência. Percebe-se também que no fim do período avaliado o reservatório volta a ficar em seu estado mínimo, onde isto ocorre pelo fato de não se considerar estágios a mais nas simulações.

Figura 21 – Variação do volume do reservatório de Sobradinho.



Em relação ao modo de geração das usinas hidrelétricas, na Tabela 4 tem-se algumas usinas do subsistema Norte, e na Tabela 6 o modo como essas usinas operaram ao longo dos estágios analisados, sendo estes dados relacionados a uma afluência normal em todos os estágios.

Nas Tabela 6 e 7, ilustra a porcentagem de variação na geração ao se incrementar ou decrementar a afluência, respectivamente, em relação a uma afluência normal.

Tabela 4 – Usinas hidrelétricas Norte

Usinas Hidrelétricas Norte	
Cod.	Reservatório
1	BALBINA
2	CACHOEIRA CALDEIRAO
3	COARACY NUNES
4	FERREIRA GOMES
5	CURUA-UNA
6	SANTO ANTONIO
7	ESTREITO
8	TUCURUI

Tabela 5 – Geração nas hidrelétricas do Norte com afluência normal

Geração das Hidrelétricas do subsistema Norte com afluência Normal												
Cod.	Potência Gerada (MW)											
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	110	123	128	134	131	123	125	99	104	114	117	131
2	97	108	112	117	114	108	111	87	91	101	104	115
3	38	39	40	40	39	38	42	33	35	39	39	39
4	110	124	129	135	132	124	126	100	104	115	118	132
5	15	15	15	15	14	14	15	14	14	15	15	15
6	155	181	188	200	198	183	179	146	151	161	167	194
7	396	533	563	632	640	546	486	423	439	426	421	514
8	2270	5660	6496	7281	6937	5165	2959	3458	4373	2477	1710	1612

Analisando os dados do modo de operação das usinas hidrelétricas de acordo com a variação das afluência, nota-se que as mesmas não sofreram influência com relação a inserção da restrição de gás natural, porém o modo como elas operaram variou de acordo com a afluência recebida em cada usina tendo com base a afluência normal, percebe-se que com uma maior afluência há uma maior parcela de geração e em uma menor afluência uma menor.

O modo e a variação da operação de algumas usinas hidrelétricas que apresentaram uma maior variação dos três subsistemas avaliados, pode ser observado no Apêndice C (8).

Tabela 6 – Geração nas hidrelétricas do Norte com afluência +10%

Geração das Hidrelétricas do subsistema Norte com afluência +10%												
Porcentagem de variação em relação a afluência normal (%)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	+10	+11.8	+16.4	+21.8	+19	+11.8	+13.6	+10	+6.5	+3,63	+6.36	+19
2	+5	+11.3	+15.5	+20.6	+17.5	+11.3	+14.4	+10.4	+6.2	+4.1	+7.21	+18.5
3	+6	+2.6	+5.3	+5.3	+2.6	0	+10.5	+13.1	+7.8	+2.6	+2.6	+2.6
4	+15	+12.7	+17.2	+22.7	+20	+12.7	+14.5	+9	+5.4	+4.5	+7.27	+20
5	+7	0	0	0	+6.6	+6.6	0	+6.6	+6.6	0	0	0
6	+19	+16.7	+21.3	+29	+27.7	+18.1	+15.4	+5.8	+2.3	+3.8	+7.7	+25.1
7	+23	+34.6	+42.1	+59.5	+61.6	+59.6	+22.7	+21.8	+24.8	+24.4	+24.6	+38.9
8	+31	+49.3	+51.2	+60.4	+65.7	+53.4	+13.8	+26.9	+43.7	+11.1	+15.8	+18.6

Tabela 7 – Geração nas hidrelétricas do Norte com afluência -10%

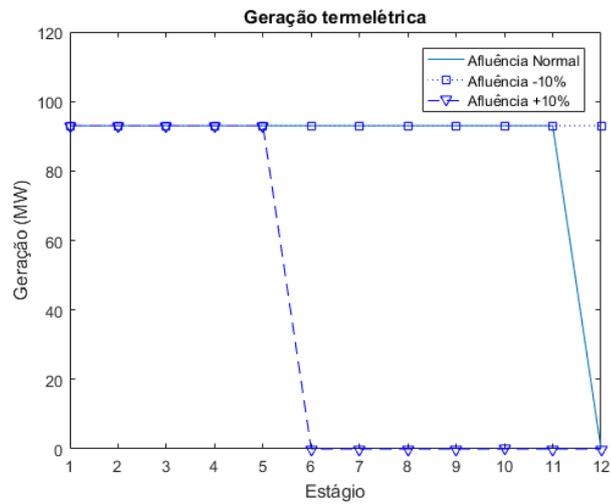
Geração das Hidrelétricas do subsistema Norte com afluência -10%												
Porcentagem de variação em relação a afluência normal (%)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	-3	-7.8	-8.4	0	-11	-11.8	-12.6	-10	-6.7	-2.5	-5.8	-18.8
2	-4	-11.3	-16.4	-17.6	-13.1	-15.3	-11.5	-10.4	16.2	-6.7	-7.21	-16.9
3	-3	-4.2	-5.5	-2.3	-2.8	-7	0	0	-7.8	-2.6	-2.9	-2.2
4	-18	-12.7	-17.2	-18.6	-17.1	-16.8	-13.2	-9.1	-4.7	-4.5	-3.27	-20
5	-7	0	0	0	-5.7	-4.7	-5	-3.3	-4	-3	-2.5	0
6	-11	-16.1	-23	-24.5	-20	-19.4	-13.7	-5.8	-2.3	-4.2	-13	-25.6
7	-19.5	-34.6	-35.8	-60.2	-49.7	-61.2	-23.7	-21.8	-21.6	-24.4	-17.2	-37.6
8	-28	-37.5	-48.2	-55.4	-54.3	-51.2	-10	-27.3	-40.6	-10.3	-15.4	-18.1

4.2 Geração nas usinas termelétricas

As usinas termelétricas estão sujeitas as restrições impostas pelo gás natural, assim ao se inclui-las, espera-se que haja alguma alteração no modo em que as mesmas operam. Para se avaliar o comportamento destas usinas, simulou-se o despacho hidrotérmico sem a restrição de gás e posteriormente com a restrição do gás.

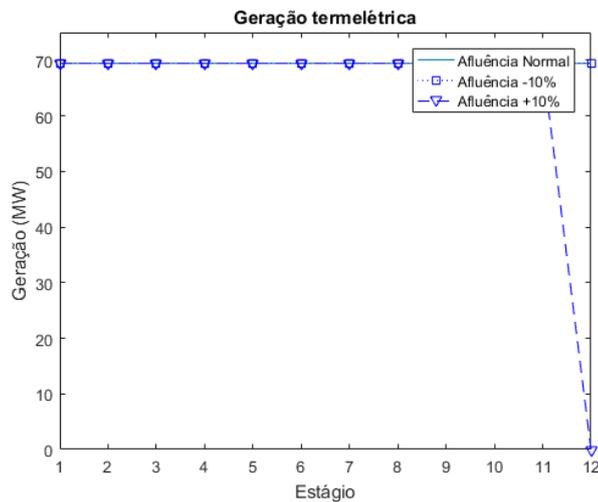
Na Figura 22, é possível observar o modo de operação da usina Tambaqui do subsistema Norte. Nesta, quando acrescentado +10% na afluência, não se faz necessário a operação da mesma a partir do 6º estágio, isso se deve a redução da demanda posterior a este estágio e o aumento da afluência nas hidrelétricas, no caso do não acréscimo na afluência, Tambaqui opera em sua capacidade máxima constante, ocorrendo também a não necessidade de operação do Déficit.

Figura 22 – Geração na usina termelétrica de Tambaqui, sem restrição do gás natural.



Ao incluir a restrição do gás natural, é possível observar quanto o mesmo limita a geração nas usinas termelétricas, Figura 23. Na ilustração, a capacidade de geração da usina de Tambaqui fica condicionada a disponibilidade de gás na mesmas, sendo assim ela opera sempre com capacidade inferior a máxima e constante, salvo o caso no ultimo estágio, que com uma afluência otimista, não se opera.

Figura 23 – Geração na usina termelétrica de Tambaqui, com restrição do gás natural.



Quando se inseriu a restrição do gás natural, as usinas a gás ficaram limitadas em sua geração, porém operaram em todos os estágios constantemente. Já as usinas que não são a gás, o modo de operação variou-se, ou seja, dependendo do modo como as hidrelétricas operavam, as termelétricas movidas a outros tipos de combustíveis, operaram com uma variação em sua geração. Na Tabela 8 tem-se algumas termelétricas do subsistema Norte, sendo algumas a gás e outras não, e na Tabela 9, o modo como estas usinas operaram ao longo dos estágios.

Tabela 8 – Usinas termelétricas Norte

Usinas termelétricas Norte	
Cod.	Usina
1	Aparecida
2	Tambaqui
3	Geramar I
4	Mauá B3
5	Santana W

Tabela 9 – Geração nas termelétricas do Norte para afluência normal

Geração das termelétricas do subsistema Norte												
Potência Gerada para uma afluência normal												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142
2	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
3	120	115	118	143	121	119	110	98	99	112	97	70
4	101	101	105	95	97	99	90	98	100	105	100	105
5	10	5	11	12	7	7	8	2	0	0	0	0

Tabela 10 – Geração nas termelétricas do Norte com afluência +10%

Geração das termelétricas do subsistema Norte												
Porcentagem de variação em relação a afluência normal (%)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	-8	-4.1	-1.66	-19.1	-0.83	-0.83	-8.3	-18.8	-17.5	-6.6	-19.6	-41.6
4	-4	0	-3.9	-1.98	-3.96	-1.98	-10.9	-2.97	-1	-3.9	-1	-3.9
5	-25	-22	-10	-20	-19	-17.9	-21.3	-45	-29	-38	-49	-80

Tabela 11 – Geração nas termelétricas do Norte com afluência -10%

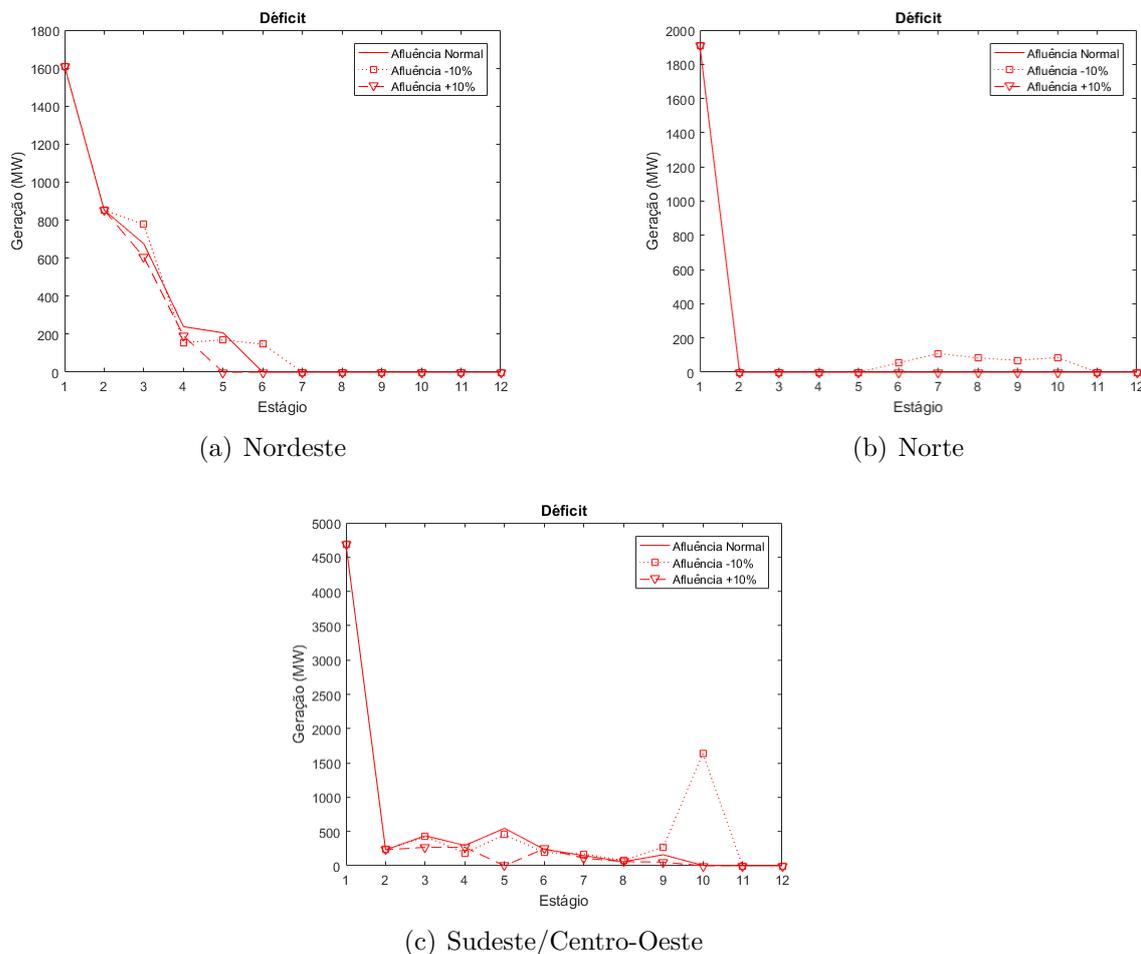
Geração das termelétricas do subsistema Norte												
Porcentagem de variação em relação a afluência normal (%)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	+7	+4.1	+2.66	+18.1	+2.83	+1.83	+4.3	+18.8	+16.5	+14.6	+17.8	+31.6
4	+7	0	+4.1	+2.1	+4.2	+3.6	+10.9	+2.97	+1.5	+5.9	+3.1	+3.9
5	+15	+21	+13.2	+19.6	+31	+15	+25.6	+36.2	+38.7	+41.6	+43.2	+75

Nas Tabela 10 e 11, tem-se detalhado a variação percentual em relação a afluência normal, onde quando se incrementa a afluência gera-se com menor valor e ao decrementar a afluência gera-se com uma porcentagem maior. Percebe-se a constância de operação nas usinas a gás e a variação na geração nas usinas que não possuem o gás como matéria prima, visto que a geração nas usinas a gás está limitada pela disponibilidade do gás natural. No Apêndice C (8) é possível observar o modo de operação de algumas que sofrem uma variação considerável de todos os três subsistemas analisados.

Com o gás limitando a geração em algumas termelétricas, a demanda se torna alta para a capacidade de geração, assim o Déficit opera para complementar a geração. Figura 24. Percebe-se que o mesmo opera de acordo com a afluência considerada, tendo assim uma maior afluência e uma menor participação do mesmo e que no primeiro estágio sempre o seu valor é maior, devido a baixa nos reservatórios registrada no período de estudo.

A restrição do gás, implica na limitação de operação das termelétricas, com isso, sempre faz-se necessário a utilização do Déficit para suprir a demanda. Ao inserir a restrição do gás o Déficit supri a demanda, e assim quanto menor a afluência considerada, mais o seu uso se faz necessário.

Figura 24 – Participação do Déficit ao se incluir a restrição do gás natural.



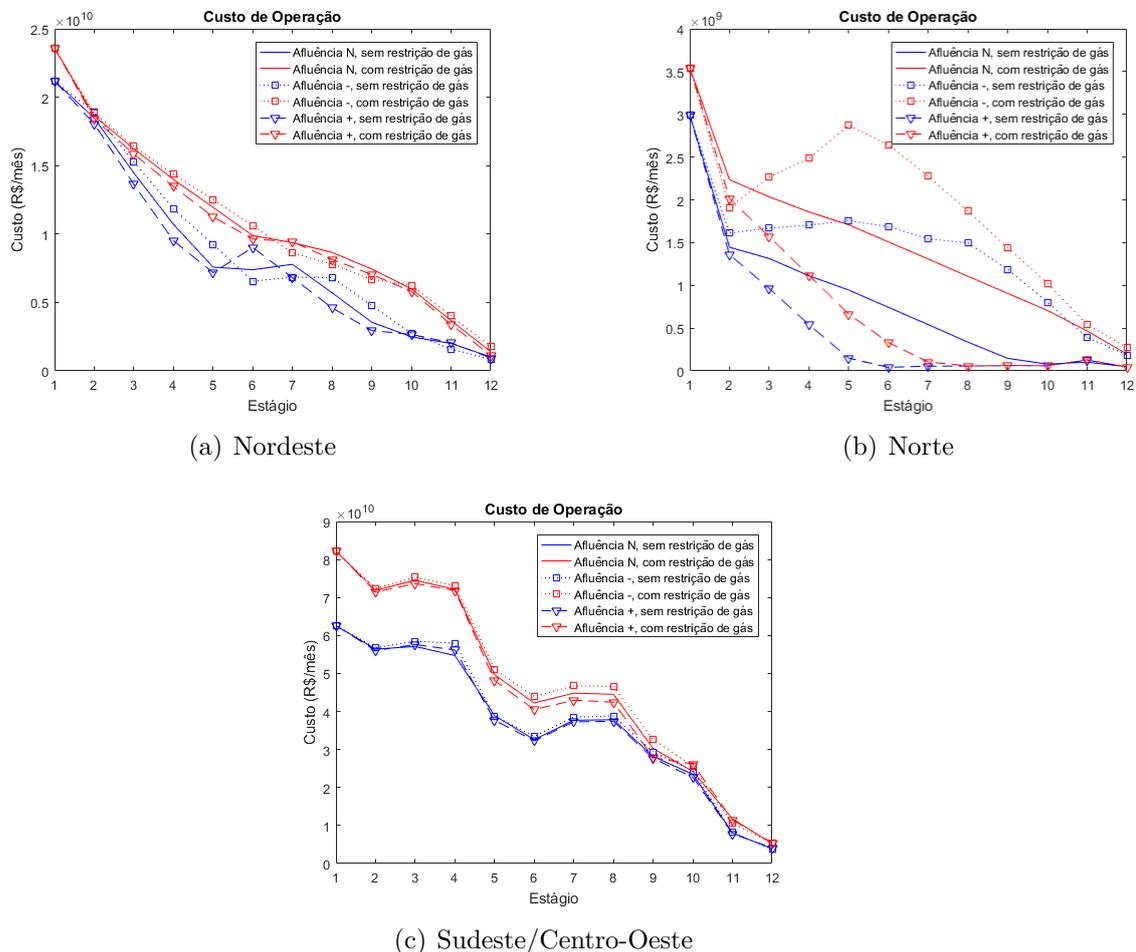
4.3 Custo de Operação

Ao representar-se o modo de operação das termelétricas, viu-se que inserindo a restrição do gás, se faz necessário despachar de modo diferente as usinas, para tal, é notório que o custo de operação para esse despacho também varia de acordo com a inserção ou não da restrição do gás. Assim se levantou o custo de operação para a geração do despacho em cada estágio e se analisou os resultados.

O custo de operação está relacionado com a Equação 2.7, onde o mesmo é composto pelo custo de operação de todas as termelétricas, agregado ao custo do Déficit, caso se faça necessário o uso do mesmo. Os valores utilizados com relação a custo de operação das termelétricas foram retirados do PMO (Programa Mensal de Operação) disponibilizado pelo ONS (2015). Na Figura 25, é possível observar a variação deste custo ao longo dos estágios, na ilustração, percebe-se que o custo inicial é alto e tende a ir se reduzindo, como o que acontece com o Déficit na Figura 24. Este fato se deve que no ano avaliado, o volume inicial dos reservatórios estavam baixos. Assim com o transcorrer dos estágios, as usinas que não são alimentadas por gás natural e possuem um maior custo de operação,

juntamente com o Déficit, deixam de operar, reduzindo o custo ao final do período analisado.

Figura 25 – Custo de operação em cada subsistema.



Outro fato a se observar na Figura 25, é que a restrição do gás encarece a operação, pois as usinas a gás ficam limitadas na geração e se faz o uso de outros tipos de usinas, que possuem um custo maior de operação. A afluência também é um fator importante a se considerar, visto que ao se incrementa-la, o custo reduziu, e no caso do subsistema Norte, ao decrementar a afluência o custo elevou-se consideravelmente.

Uma comparação do quanto a restrição de gás influencia no custo, no que se diz respeito a valores anuais, tem-se para o subsistema Nordeste, considerando apenas a afluência normal, os valores da Tabela 12.

Tabela 12 – Custo de operação anual da região Nordeste para uma afluência normal

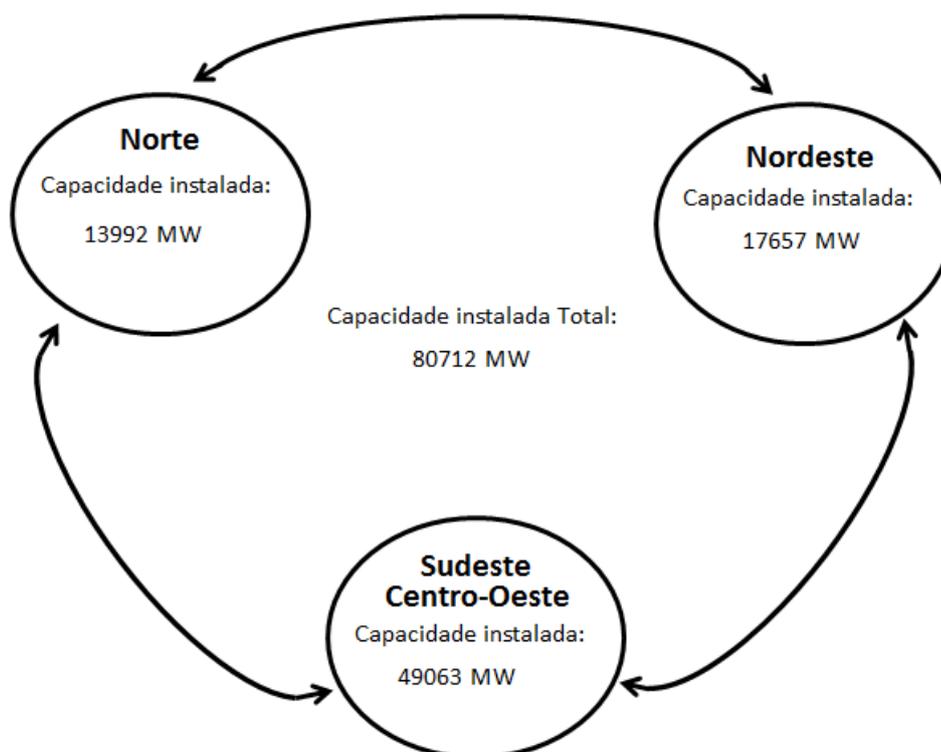
Custo de operação anual Nordeste	
	R\$/ano
Custo sem restrição do gás	102.365.225.517,60
Custo com restrição do gás	130.819.612.492,80
Diferença	28.454.386.975,20

A diferença obtida ao se incrementar a restrição do gás foi cerca de 27% do valor sem a restrição, um acréscimo alto com valores base de custos de acordo com o PMO disponível no ONS (2015).

4.4 Subsistemas Interligados

Para verificar como é realizado o intercâmbio de energia entre os três subsistemas considerados neste trabalho, Figura 26, agrupou-se todos os subsistemas em um só, onde se tinha a finalidade de suprir a soma de todas as demandas dos subsistemas individuais, sendo esta a total (Tabela 13).

Figura 26 – Subsistemas interligados.



Já sabendo das demandas individuais de cada subsistema, realizou-se a simulação para saber o quanto cada gerou, assim conseguiu-se observar se houve necessidade de importação ou exportação de energia, ou até mesmo a participação do Déficit. Os resultados

apresentados nas simulações foram obtidos através da consideração de uma afluência normal em cada usina hidrelétrica.

Tabela 13 – Demanda de cada subsistema e demanda total

Demandas (MW)				
	Subsistema			
Estágio	Nordeste	Norte	Sudeste/Centro-Oeste	Total
1	9757	7543	22008	39308
2	9251	8391	20620	38262
3	8987	9279	21320	39586
4	7929	10160	21205	39294
5	8143	9812	20781	38736
6	8304	7910	19797	36011
7	8024	5652	19319	32995
8	8924	5968	18872	33764
9	9095	6919	19934	35948
10	9159	5184	22461	36804
11	8765	4508	23241	36514
12	8774	4353	22266	35393

No primeiro caso não foi considerado as restrições do gás natural. Assim de acordo com as Tabelas 14,15 e 16, tem-se como operou cada subsistema, sendo estes através geração para exportação ou por déficit, tendo também casos de importação de energia.

Tabela 14 – Modo de operação do subsistema Nordeste interligado

Nordeste sem restrição de gás			
Estágio	Gerado(MW)	Importado (MW)	Exportado(MW)
1	8870,25	886,75	0
2	8635,27	615,73	0
3	8942,34	44,66	0
4	8852,5	0	923,5
5	8745,33	0	602,33
6	8135,9	168,1	0
7	7321,96	702,04	0
8	9304,18	0	380,18
9	9458,17	0	363,14
10	9691,2	0	532,2
11	9613,32	0	848,32
12	8780,54	0	6,54

Tabela 15 – Modo de operação do subsistema Norte interligado

Norte sem restrição de gás			
Estágio	Gerado(MW)	Importado (MW)	Exportado (MW)
1	4336,45	3206,55	0
2	4152,26	4238,74	0
3	4357,76	4921,24	0
4	4334,54	5825,46	0
5	4218,09	5593,91	0
6	3855,03	4054,97	0
7	3524,31	2127,69	0
8	4939,01	1028,99	0
9	5064,59	1854,41	0
10	5287,04	0	103,04
11	5008,36	0	500,36
12	6221,06	0	1868,06

Tabela 16 – Modo de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste interligado

Sudeste sem restrição de gás			
Estágio	Gerado(MW)	Importado (MW)	Exportado (MW)
1	26101,3	0	4093,3
2	25474,47	0	4854,47
3	26285,9	0	4965,9
4	26106,96	0	4901,96
5	25772,58	0	4991,58
6	24020,07	0	4223,07
7	22148,8	0	2829,8
8	19520,82	0	648,82
9	21425,24	0	1491,24
10	21825,76	635,24	0
11	21892,32	1348,68	0
12	20391,4	1874,6	0

Ao não se considerar a restrição do gás natural, foi-se observado que o Déficit não se fez necessário em nenhum estágio, tendo o subsistema como grande exportador de energia para os demais. Isto se deve a grande capacidade instalada no subsistema exportador, possuindo um custo menor de operação nas usinas termelétricas.

Ao se considerar as restrições impostas pelo gás natural, o modo de operação do sistema altera-se, nas Tabelas 17,18,19 e 20 é possível observar como cada subsistema operou no despacho interligado, neste caso, percebe-se que se fez necessário o uso do Déficit, visto que se limitou o gás para a geração nas usinas, assim o Déficit foi utilizado para complementar a geração em alguns estágios.

Tabela 17 – Modo de operação do Subsistema Nordeste interligado

Nordeste com restrição de gás			
Estágio	Gerado(MW)	Importado/ Déficit(MW)	Exportado(MW)
1	8897,85	859,15	0
2	9307,69	0	56,69
3	9558,96	0	571,96
4	9707,82	0	1778,82
5	9607,88	0	1464,88
6	9055,86	0	751,86
7	8504,23	0	480,23
8	8648,58	275,42	0
9	9132,12	0	37,12
10	8231,6	927,4	0
11	8097,43	667,57	0
12	9267,08	0	493,08

Tabela 18 – Modo de operação do Subsistema Norte interligado

Norte com restrição de gás			
Estágio	Gerado(MW)	Importado/ Déficit(MW)	Exportado (MW)
1	3631	3912	0
2	4012,06	4378,94	0
3	4117,9	5161,1	0
4	4218,9	5941,1	0
5	4225,99	5586,01	0
6	3922,74	3987,26	0
7	3490,79	2161,21	0
8	3580,92	2387,08	0
9	3920,52	2998,48	0
10	4171,61	1012,39	0
11	4154,09	353,91	0
12	6392,02	0	2039,02

Tabela 19 – Modo de operação do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste interligado

Sudeste com restrição de gás			
Estágio	Gerado(MW)	Importado/ Déficit(MW)	Exportado (MW)
1	21867,9	140,1	0
2	23174,32	0	2554,32
3	23830,26	0	2510,26
4	24267,76	0	3062,76
5	23939,84	0	3158,84
6	22367,99	0	2570,99
7	20731,39	0	1412,39
8	21132,43	0	2260,43
9	22622,28	0	2688,28
10	24400,79	0	1939,79
11	24262,48	0	1021,48
12	19733,9	2532,1	0

Tabela 20 – Modo de operação do Déficit com restrição do gás

Estágio	Déficit(MW)
1	4911,25
2	1767,93
3	2078,88
4	1099,3
5	962,29
6	664,41
7	268,59
8	402,07
9	273,08
10	0
11	0
12	0

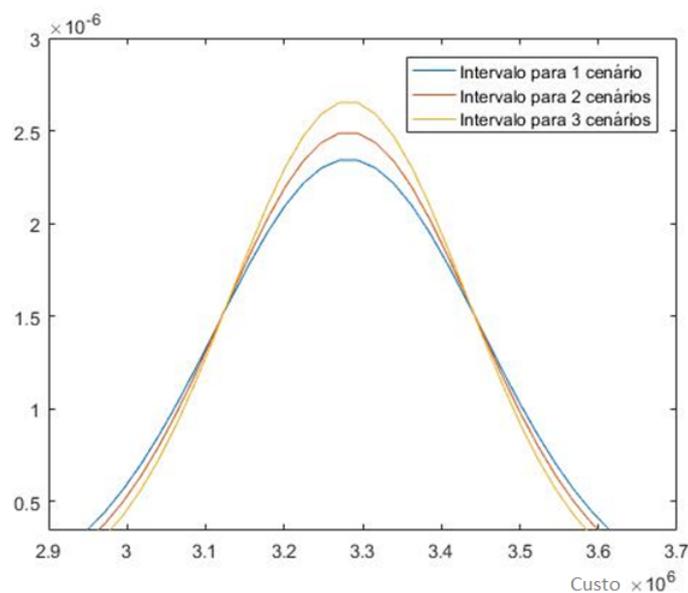
Em uma análise dos dados obtidos como resposta, percebe-se que o subsistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste foram grandes exportadores de energia, porém com um valor menor em relação ao caso onde não se considerou a restrição do gás. Contudo o Déficit complementou esta geração, visto que as termelétricas abastecidas a gás natural ficaram com a geração limitada. Visto que o Déficit possui um valor maior de operação, a inserção da restrição do gás encareceu o custo de operação do sistema interligado.

4.5 Convergência do algoritmo

Para a convergência do algoritmo, foi se definido como base de que o limite superior provém da soma de uma grande sequência, sendo assim, o mesmo pode ser representado por uma variável aleatória com distribuição normal e média igual ao valor esperado do custo de operação, em todo o período analisado. Assim se constrói um intervalo de confiança para o limite superior e a convergência se da pelo valor máximo admitido para a incerteza deste valor.

Para a análise deste intervalo de confiança o algoritmo foi resolvido usando apenas um cenário, dois e depois três, assim observou-se o valor de custo esperado médio e do intervalo de confiança.

Figura 27 – Subsistemas interligados.



Percebe-se que ao variar o número de cenários em cada estágio, o intervalo de confiança vai-se restringindo, nos dando assim uma maior precisão na resposta.

5 Conclusão

A realização do planejamento do despacho hidrotérmico é de extrema importância para se ter um fornecimento contínuo e de qualidade de energia elétrica. Ao se gerir como as unidades produtoras de energia elétrica do sistema devem operar, evita-se grandes problemas, como a falta de energia e se minimiza o custo de operação das mesmas. Ao se incluir as restrições impostas pelo gás natural, tem-se uma resposta mais aproximada com o real, visto que a geração nas termelétricas estão condicionadas ao transporte e geração do gás natural.

Os resultados obtidos, mostrou-se o quanto a restrição do gás natural influencia no custo operacional do sistema, visto que ao inseri-las, este custo tendeu a se elevar, onde em alguns casos os valores foram consideravelmente altos em relação a casos onde não se considerou a restrição do gás. Percebeu-se também que as usinas que possuem o gás natural como combustível, operou sempre de modo constante ao longo dos estágios, quando se inseriu a restrição do gás, já as usinas movidas a outros combustíveis variou o modo de operação, sendo que a geração nas termelétricas a gás estava limitada pela disponibilidade do gás natural.

Outro resultado que se mostrou relevante, foi o da integração de todo sistema de geração, visto que um subsistema pode suprir a demanda de outro, fato este observado na simulação de todos os subsistemas juntos. Assim evidenciou o quão válido é o SIN para o sistema de geração brasileiro.

Em relação a trabalhos futuros, pretende-se inserir por completo todos os subsistemas do SIN e também acrescentar novas restrições, como as impostas pela rede de transmissão elétrica, aproximando ainda mais do modelo do real que é utilizado pelo ONS no planejamento da geração elétrica.

Referências

- ANEEL, A. N. d. E. E. (Ed.). *Relatório ANEEL 10 anos*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008. 2
- ANEEL, A. N. d. E. E. *Operação e capacidade do Brasil*. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 02.09.17. 7
- ANEEL, A. N. d. E. E. *Matriz de energia elétrica*. 2017. Disponível em: <www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>. Acesso em: 07.10.17. 1, 2, 7, 15
- BENDERS, J. F. *Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems*. *Numerische Mathematik* . [S.l.: s.n.], 1962. v. 4. 24
- CEPEL, E. *DESSEM- Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo*. 2017. Disponível em: <<http://www.cepel.br/produtos/dessem-modelo-de-despacho-hidrotermico-de-curto-prazo.htm>>. Acesso em: 22.11.17. 9
- CINTRA, C. R. et al. Otimização da operação integrada das redes de gás natural e de energia elétrica em sistemas hidrotérmicos. In: CINTRA, C. R.; BORGES, C. L. T.; FALCAO, D. M. (Ed.). Brasil: [s.n.], 2009. 4, 5
- DINIZ, A.; SOUZA, T. M. Short-Term Hydrothermal Dispatch With River-Level and Routing Constraints. *Transactions on Power Systems, IEEE*, v. 65, n. 5, p. 633–641, 2014. 4, 5
- ENACOM, A. L. *Tratamento de incertezas climáticas em otimização e modelos computacionais de geração hidrelétrica*. 2015. [Online; accessed 06-Fevereiro-2018]. Disponível em: <<https://pt.slideshare.net/waycarbon/adriano-by-the-way>>. 12
- FINARDI, E. C. *Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos utilizando computação de alto rendimento*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica, Florianópolis, 1999. 22, 23, 26, 28, 29, 30, 31
- LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. d. *Geração Termelétrica: planejamento, projeto e operação* . [S.l.]: Interciência, 2004. v. 2. 13, 14, 15, 16
- LUNA, H. P. L.; GOLDBARG, M. C. *Otimização combinatória e programação linear* . [S.l.]: Elsevier Editora Ltda, 2005. v. 1. 20, 21
- ONS, O. N. d. S. *Histórico da Operação*. 2015. Disponível em: <http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 12.11.17. 33, 35, 43, 45, 56
- ONS, O. N. d. S. *PMO- Programa Mensal de Operação*. 2017. Disponível em: <http://ons.org.br/operacao/programa_mensal_operac>. Acesso em: 19.01.18. 8, 9

- PETROBRAS. *Gasodutos*. 2017. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/gasodutos/>>. Acesso em: 15.01.18. 63
- RAMOS, T. P. et al. Brain-Computer Interface research at the Wadsworth Center. *Revista Controle Automação*, v. 23, n. 5, 2012. 3, 5
- REBOLLAR, P. B. M.; GUERRA, J. B. A.; YOUSSEF, Y. *Energia Hídrica*. [S.l.: s.n.], 2011. 11
- TOLEDO, F. et al. Energy Cost Distortion Due to Ignoring Natural Gas Network Limitations in the Scheduling of Hydrothermal Power Systems. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 65, n. 5, p. 633–641, 2015. 4, 5, 11, 15, 16, 17
- UNSIHUAY, C.; LIMA, J. W. M.; SOUZA, A. C. Z. d. Integrated Operation and Expansion Planning of Natural Gas and Electricity Systems: Technical and Economical Aspects. *General Meeting, IEEE*, v. 113, n. 6, p. 767–791, 2009. 3
- UNSIHUAY, C. et al. Modeling the Integrated Natural Gas and Electricity Optimal Power Flow. *IEEE Proceedings, IEEE*, v. 8, n. 2, p. 164–173, 2007. 3, 5

6 Apêndice A

Neste apêndice, as informações relacionadas as usinas hidrelétricas estão todas detalhadas, sendo estas obtidas do site ONS (2015), no que diz respeito as afluências no período analisado e o modo como as usinas estão dispostas nas bacias hidrográficas (Figuras 28, 29 e 30). As demais informações foram extraídas dos sites oficiais das administradoras das usinas, como os limites dos volumes dos reservatórios, vertimento e turbinamento das usinas.

Figura 28 – Sistema de usinas hidrelétricas do Norte.

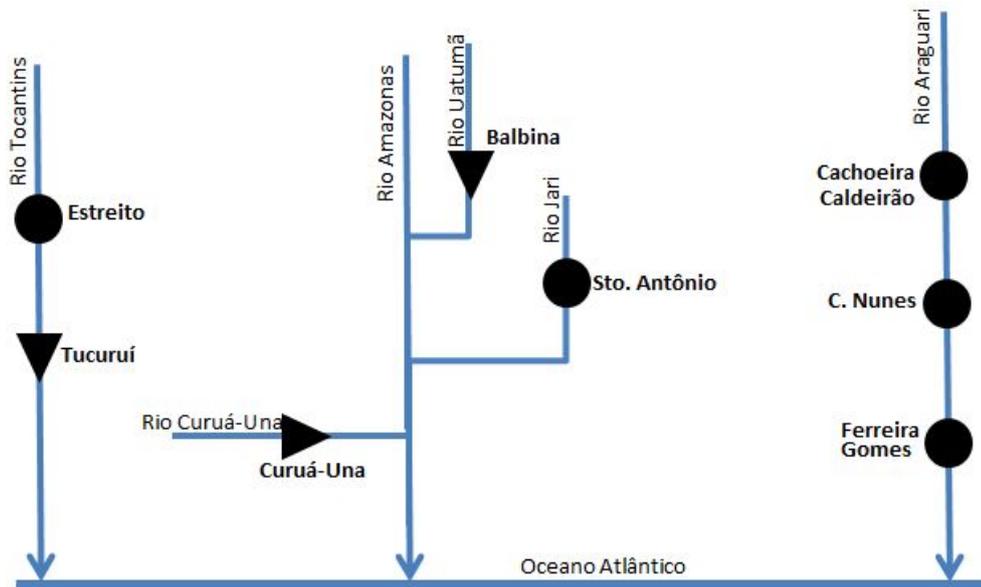


Figura 29 – Sistema de usinas hidrelétricas do Nordeste.

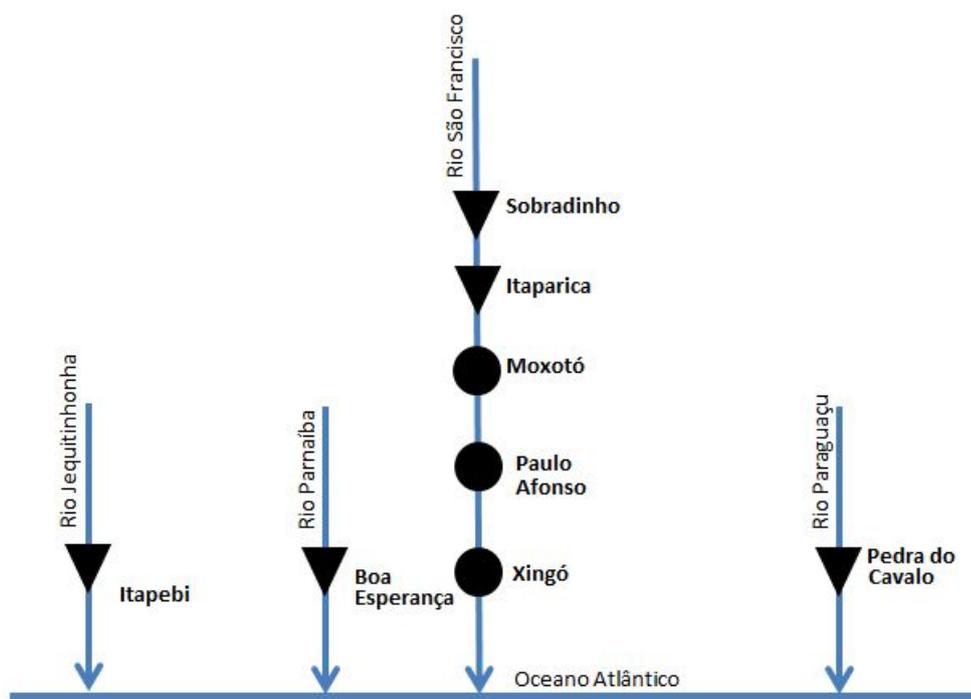


Figura 30 – Sistema de usinas hidrelétricas do Sudeste/Centro-oeste.

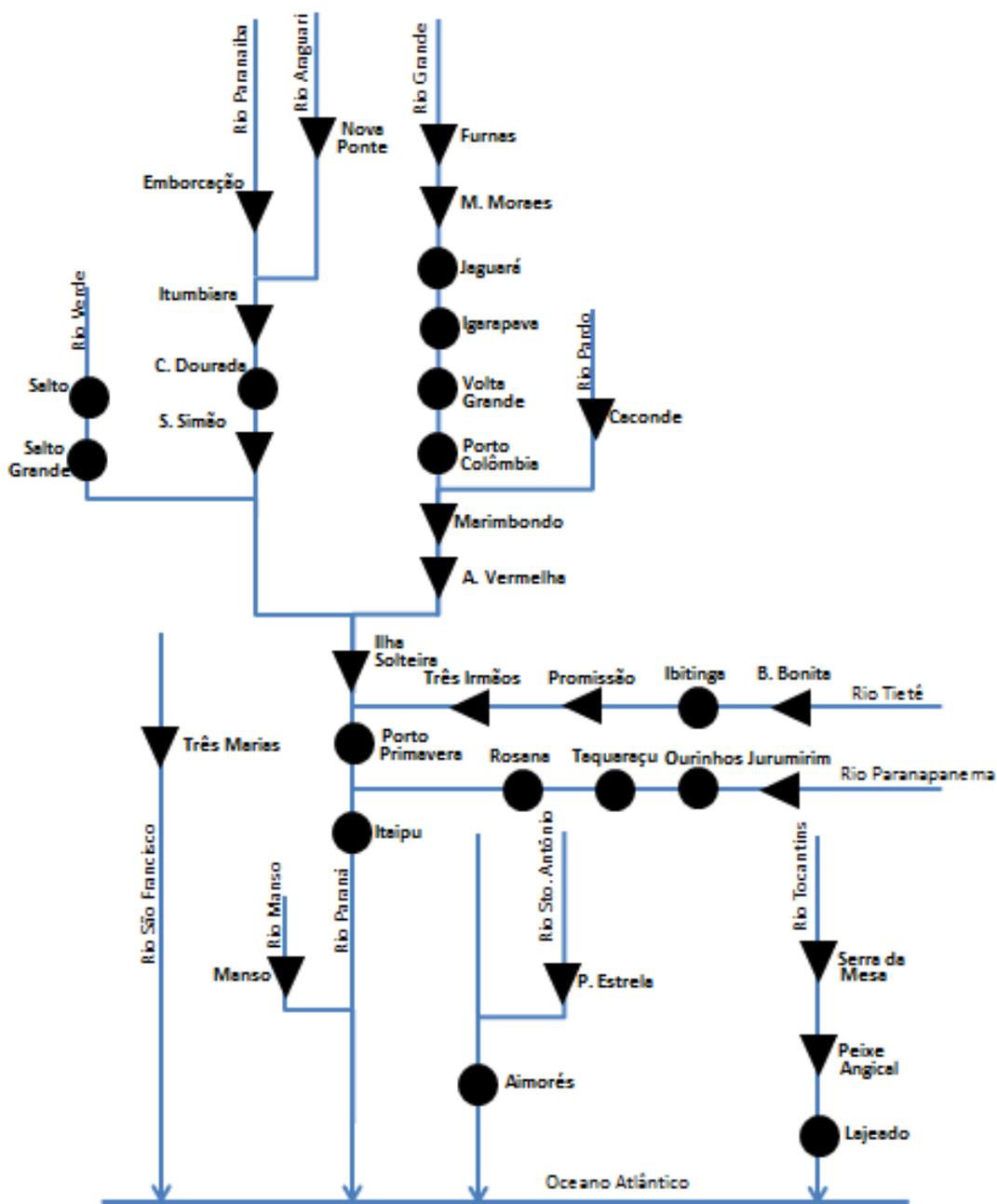


Tabela 21 – Usinas hidrelétricas do subsistema Nordeste

Usinas hidrelétricas Nordeste					
Cd.	Usina	Pot. (MW)	Vol. máx. (hm)	Vol. min. (hm)	Alt. (m)
1	BOA ESPERANÇA	237	5085	1900	26
2	ITAPEBI	462	500	30	38
3	SOBRADINHO	1050	34116	28669	32
4	ITAPARICA	1480	10782	3549	46,3
5	MOXOTO	400	1150	180	24
6	P. AFONSO 4	2462	1270,5	290,5	35
7	XINGO	3162	3800	41	120
8	PEDRA DO CAVALO	160	4630	2765	125

Tabela 22 – Dados de afluência do subsistema Nordeste

Afluências Nordeste												
Cd.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	2794	497	501	400	393	243	203	179	168	152	184	204
2	227	181	133	114	101	89	91	87	70	58	69	94
3	29895	1.094	1.237	1.386	1.087	743	616	529	486	483	587	1.046
4	4.063	1.052	1.109	1.089	1.056	930	885	870	857	867	875	888
5	1.054	1.047	1.070	1.018	1.101	887	873	888	897	881	898	862
6	1.041	1.031	1.065	1.015	1.104	888	873	884	897	877	731	605
7	1.041	1.040	1.079	1.036	1.099	894	872	899	885	888	865	851
8	3039	80	62	117	140	54	64	65	26	17	15	16

Tabela 23 – Usinas hidrelétricas do subsistema Norte

Usinas hidrelétricas Norte					
Cd.	Usina	Pot. (MW)	Vol. máx. (hm)	Vol. min. (hm)	Alt. (m)
1	BALBINA	250	340	100	51
2	CACHOEIRA CALDEIRAO	219	230,56	100	15
3	COARACY NUNES	78	138	25	10
4	FERREIRA GOMES	252	137,31	120,4	18
5	CURUA-UNA	30	300	25	17
6	SANTO ANTONIO	370	288,8	180	45
7	ESTREITO	1087	5400	2500	60
8	TUCURUI	8535	45500	9000	78

Tabela 24 – Dados de afluência do subsistema Norte

	Afluências Norte											
Cd.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	612	565	886	885	1.314	771	529	351	155	173	171	56
2	280	878	1.643	2.003	2.703	1.611	1.156	674	370	173	125	142
3	281	852	1.641	2.065	2.802	1.665	1.119	643	357	184	113	126
4	310	889	1.658	2.029	2.738	1.628	1.172	681	384	176	105	109
5	154	221	307	301	281	207	140	117	90	85	88	81
6	2.843	3.573	4.435	3.704	3.999	2.551	2.773	1.530	6.445	5.301	8.482	1.759
7	2.723	3.565	4.412	4.508	4.074	1.807	1.461	1.337	1.367	1.586	1.767	1.838
8	15.564	11.118	15.863	19.054	16.758	7.416	3.807	2.593	2.090	2.343	2.747	2.809

Tabela 25 – Usinas hidrelétricas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Usinas hidrelétricas Sudeste/Centro-Oeste					
Cd.	Usina	Pot(MW)	Vol. máx. (hm ³)	Vol. min. (hm ³)	Alt.(m)
1	FURNAS	1312	22950	5733	98
2	M. MORAES	478	4040	1440	42
3	JAGUARA	424	450	380	44
4	IGARAPAVA	210	480	300	45
5	VOLTA GRANDE	380	2244	2000	27
6	P. COLOMBIA	328	15204	100	19
7	CACONDE	80	3555	0	105
8	MARIMBONDO	1488	91500	100	64
9	A. VERMELHA	1396	11025	5856	57
10	NOVA PONTE	510	12792	2412	119
11	EMBORCAÇÃO	1192	17725	3669	138
12	ITUMBIARA	2082	17027	4573	80
13	C. DOURADA	658	4600	380	30
14	SÃO SIMÃO	1710	12540	7000	74
15	SALTO	116	6775	662	104
16	SALTO GRANDE CM	102	45	0	20
17	I. SOLTEIRA	3444	34432	25467	47
18	PORTO PRIMAVERA	1540	14400	13500	20
19	ITAIPU	7000	32000	27000	120
20	B. BONITA	140	3135	569	24
21	IBITINGA	131	985	880	21
22	PROMISSÃO	264	7408	5280	27
23	TRÊS IRMÃOS	808	13450	10000	48
24	JURUMIRIM	101	7008	3843	35
25	OURINHOS	44	251	50	40
26	TAQUARUÇU	525	677	590	26
27	ROSANA	354	1918	1000	20
28	SERRA DA MESA	1275	54400	11150	117
29	PEIXE ANGICAL	499	2741	2300	22
30	LAJEADO	903	4940	4000	130
31	TRÊS MARIAS	396	19528	4250	57
32	PORTO ESTRELA	112	89	30	90
33	AIMORES	330	186	100	80
34	MANSO	210	7337	4386	59

Tabela 26 – Dados de afluência do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Cd.	Afluências Sudeste											
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	11630	551	748	458	358	298	238	185	377	206	548	862
2	2606	397	302	258	241	214	228	198	366	592	485	545
3	607	454	338	271	224	207	218	260	415	569	498	446
4	662	509	429	345	271	250	255	305	474	614	555	513
5	739	614	546	453	354	306	297	336	536	672	635	611
6	1115	644	678	549	443	357	313	337	528	670	635	686
7	74	32	43	30	22	17	15	12	25	14	33	62
8	939	980	1.133	915	756	586	529	472	727	763	1.008	1.198
9	6.221	1.000	1.061	880	767	625	626	756	963	1.090	1.082	1.046
10	4110	281	390	295	239	167	120	84	90	66	109	177
11	7214	452	493	403	332	224	192	173	209	164	268	267
12	7.135	927	970	1.175	971	689	560	541	780	980	926	747
13	1.319	920	916	749	757	556	414	682	1.121	1.273	1.167	890
14	9.798	1.849	2.227	2.025	1.601	1.132	881	961	1.358	1.444	1.572	1.459
15	20147	175	263	228	185	139	137	110	106	106	152	198
16	35	62	62	69	56	46	33	24	24	14	34	58
17	30.920	3.936	4.086	3.461	3.366	2.838	2.252	2.601	2.892	3.374	3.365	3.307
18	14.346	5.846	6.136	5.375	4.821	4.619	4.035	3.545	4.381	5.448	5.527	5.623
19	27.984	10.536	10.378	9.379	9.118	8.740	13.172	8.225	8.976	12.222	15.265	17.984
20	754	592	555	241	202	170	215	126	340	212	508	576
21	900	443	651	337	235	256	344	290	458	534	569	847
22	5497	554	737	396	302	322	422	326	541	611	719	947
23	11494	630	526	344	231	248	374	340	648	537	697	579
24	4171	323	348	189	187	139	221	111	327	293	472	400
25	249	245	233	227	222	205	195	210	286	327	510	863
26	1.097	1.093	1.139	1.133	998	938	890	1.264	1.317	1.961	3.387	3.539
27	1.247	1.279	1.310	1.284	1.144	1.053	1.147	1.410	1.464	2.184	3.657	3.741
28	15346	802	913	846	563	288	189	103	64	82	146	215
29	2423	1.137	1.260	1.226	934	803	815	807	1.002	1.059	1.099	946
30	4.254	1.735	2.093	2.231	1.730	934	858	807	913	1.056	1.154	1.036
31	5148	547	831	431	267	174	120	65	95	33	166	346
32	57	84	83	81	70	49	30	23	22	18	30	78
33	193	322	298	287	275	205	157	141	145	92	216	472
34	5117	280	285	277	138	71	64	45	36	53	90	86

7 Apêndice B

Nesse apêndice está ilustrado todas as informações de como as usinas termelétricas a gás natural estão dispostas, interligadas pelos gasodutos, de acordo com as unidades geradoras de gás natural em cada subsistema (Figuras 31, 32 e 33).

Os dados de produção de gás nas unidades geradoras e informações referentes as termelétricas, foram obtidos nos sites oficiais das administradoras. Já as informações de capacidade dos gasodutos foram obtidos do site da Petrobras (2017).

Figura 31 – Sistema de usinas e gasoduto do Norte.

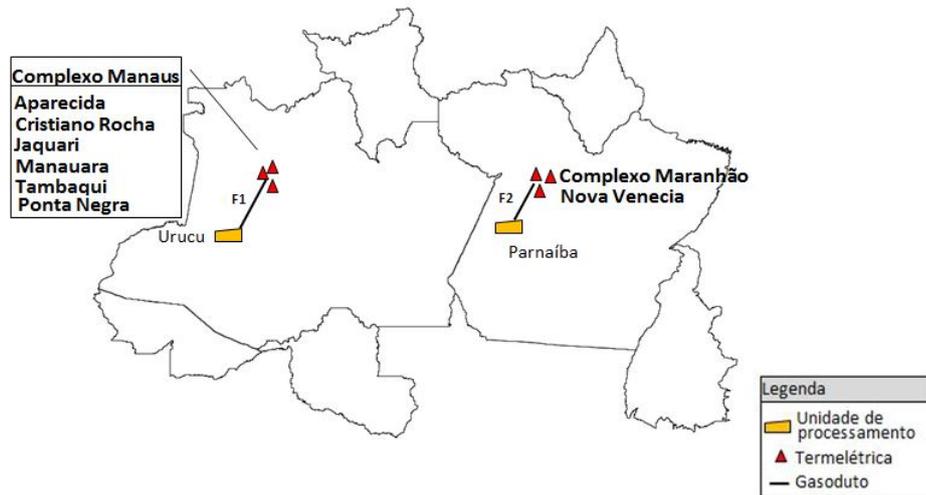


Figura 32 – Sistema de usinas e gasoduto do Nordeste.

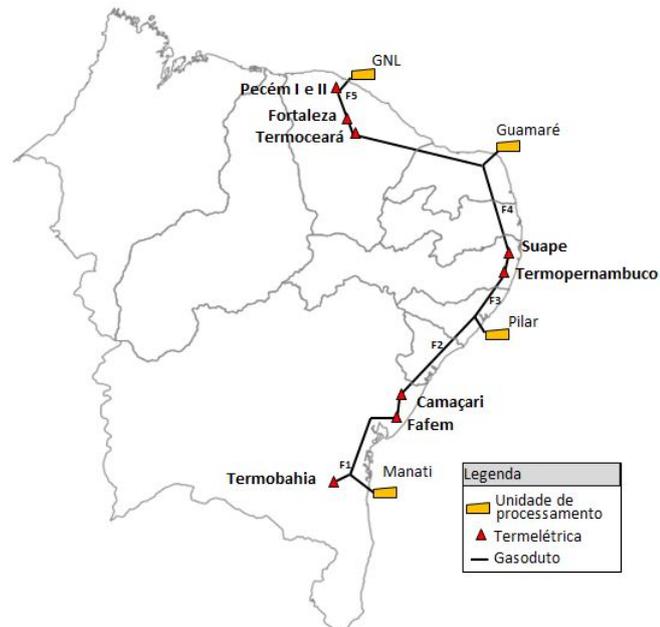


Figura 33 – Sistema de usinas e gasoduto do Sudeste/Centro-oeste.

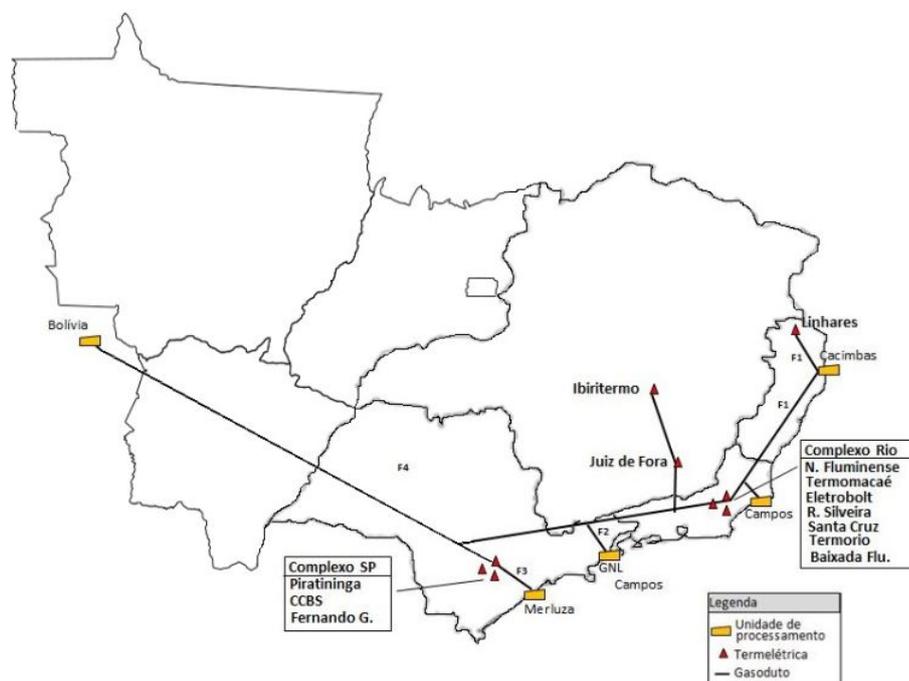


Tabela 27 – Usinas termelétricas a gás do Nordeste

USINAS TÉRMICAS GÁS DO NORDESTE			
USINAS	POTÊNCIA (MW)	Custo (R\$/h)	Consumo de gás (Mm ³ /mês)
Porto Pecem I	720	168,31	100
Porto Pecem II	365	177,27	60
Fortaleza	327	139,88	75
Termoceara	223	127,1	53
Suape II	381	428,14	88
Termopernambuco	533	103,39	97
Camaçari PI	150	129,65	33
Fafem	138	128,75	45
Termobahia	186	131,76	38

Tabela 28 – Usinas termelétricas de outros combustíveis do Nordeste

Usinas (outros combustíveis) Nordeste		
USINAS	POTÊNCIA (MW)	Custo (R\$/h)
Altos	13	646,34
Aracati	11	646,34
Bahia I	31	569,32
Baturité	11	646,34
Camaçari DG	347	432,98
Campina Grande	169	433,89
Campo Maior	13	646,34
Caucaia	15	646,34
Crato	13	646,34
Enguia Pecem	15	674,6
Global 1	149	433,24
Global II	149	493,24
Iguatu	15	646,34
Juazeiro Norte	15	646,34
Maracanau	168	415,63
Marambaia	13	646,34
Muricy	147	640,3
Nazaria	13	646,34
Pau Ferro I	94	961,3
PCT-NE	1394	976,11
Pernambuco III	201	363,67
Petrolina	136	702,05
Potiguar	530	807,63
Potiguar III	66	807,62
Sikué I	300	654,76
Termocabo	530	428,84
Termomanaus	143	961,3
Termonordeste	260	434,83
Termoparaíba	260	567,98

Tabela 29 – Gasodutos Nordeste

Gasodutos Nordeste	
Cod.	Transporte (Mm ³ /mês)
1	93
2	360
3	450
4	78
5	78

Tabela 30 – Produtores de gás Nordeste

PRODUTOR DE GÁS NORDESTE	
Nome	Produção (Mm ³ /mes)
GNL	210
Guamaré	60
Pilar	30
Manati	70

Tabela 31 – Usinas termelétricas a gás do Norte

USINAS TÉRMICAS GÁS DO NORTE			
USINAS	POTÊNCIA (MW)	Custo (R\$/h)	Consumo de gás (Mm ³ /mes)
Aparecida	166	302,19	50
Cristiano Rocha	85	130,3	35
Jaquari	75	129,4	27
Manauara	67	131,1	20
Ponta Negra	66	127,57	10
Tambaqui	93	127,66	25
Maranhão 3	519	76,08	40
Maranhão 4	338	113,09	80
Maranhão 5	338	113,09	75
Nova Venecia 2	178	207,61	48

Tabela 32 – Usinas termelétricas de outros combustíveis do Norte

Usinas (outros combustíveis) Norte		
USINAS	POTÊNCIA (MW)	Custo (R\$/h)
Geramar I	166	433,88
Geramar II	166	433,88
Mauá B3	110	411,92
Mauá B4	150	711,81
Parnaíba IV	56	465,87
PCT-N	110	453,77
Porto do Itaqui	360	172,08
Santana LM	70	640,96
Santana W	58	898,56

Tabela 33 – Gasodutos Norte

Gasodutos Norte	
Numero	Transporte (Mm ³ /mes)
1	100
2	100

Tabela 34 – Produtores de gás Norte

PRODUTOR DE GÁS NORTE	
Nome	Produção (Mm ³ /mes)
Urucu	300
Gavião	132

Tabela 35 – Usinas termelétricas a gás do Sudeste/Centro-Oeste

USINAS TÉRMICAS GÁS DO SUDESTE/CENTRO-OESTE			
USINAS	POTÊNCIA (MW)	Custo (R\$/h)	Consumo de gás (Mm ³ /mes)
Linhares	204	127,91	50
Ibiritermo	154	130,3	65
Juiz de Fora	87	213,84	70
N. Fluminense	780	112,54	80
TermoMacaé	923	129,57	65
Eletrobolt	388	130,66	65
R. Silveira	50	128,65	70
Santa Cruz	600	129,75	65
Termorio	1058	130,76	140
Baixada Flu	530	107,23	65
Piratininga	190	128,51	70
CCBS	219	129	70
Fernando Gasparian	386	399,02	70

Tabela 36 – Usinas termelétricas de outros combustíveis do Sudeste/Centro-Oeste

Usinas (outros combustíveis) Sudeste/Centro-Oeste		
USINAS	POTÊNCIA (MW)	Custo (R\$/h)
Carioba	50	937
Cocal	45	542,7
Cuiabá	529	511,77
Daia	55	752,02
Do Atlântico	490	175,05
Goiânia II	140	779,73
Igarapé	131	689,88
Palmeiras de Goiás	176	631,71
PCT-SE	9047	865,8
Sta Cruz 34	436	310,51
Sta Cruz Nova	500	121,17
Termonorte II	340	678
Três Lagoas	350	676,9
UTE Brasília	31	754,86
UTE Sol	197	564,76
Viana	175	433,89
Willian	206	438,75
Xavantes	54	1078,08

Tabela 37 – Gasodutos Sudeste/Centro-Oeste

Gasodutos Sudeste/Centro-Oeste	
Numero	Transporte (Mm ³ /mes)
1	160
2	400
3	137
4	210

Tabela 38 – Produtores de gás Sudeste/Centro-Oeste

PRODUTOR DE GÁS SUDESTE/CENTRO-OESTE	
Nome	Produção (Mm ³ /mes)
Cacimbas	300
Campos	315
GNL	300
Merluza	100
Bolivia	120

8 Apêndice C

Neste apêndice se tem a representação detalhada em porcentagem do modo de operação de algumas usinas do subsistema Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. É possível observar a variação da geração nas unidades geradoras ao longo dos estágios ao se inserir a restrição de gás e com uma afluência normal em relação a variação das afluências

Tabela 39 – Usinas hidrelétricas do Nordeste

Usinas Hidrelétricas Nordeste	
Cod.	Reservatório
1	BOA ESPERANÇA
2	ITAPEBI
3	SOBRADINHO
4	ITAPARICA
5	PEDRA DO CAVALO

Tabela 40 – Geração das usinas hidrelétricas Nordeste com afluência normal

Geração das Hidrelétricas do subsistema Nordeste												
Potência Gerada (MW)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	81	86	94	102	84	120	104	113	101	87	90	120
2	123	136	141	114	117	217	193	214	176	146	156	228
3	182	218	208	114	153	476	432	455	342	277	311	472
4	205	256	236	109	165	671	616	610	450	363	414	635
5	61	64	71	87	65	85	72	77	72	63	65	80

Tabela 41 – Geração das usinas hidrelétricas Nordeste com afluência +10%

Geração das Hidrelétricas do subsistema Nordeste												
Porcentagem de variação em relação a afluência normal (%)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	+8	+6.17	+16	+26	+3	+48.17	+28.39	+27.16	+24.7	+7.4	+11.1	+48.1
2	+12	+10.6	+14	+7.31	+8	+76.4	+56.9	+73.9	+43	+18.6	+26.8	+85.3
3	+16.2	+19.7	+14	+37.36	+15	+161	+160	+145	+95.2	+52.1	+70.8	+161
4	+29	+24.3	+15	+13.6	+10	+227	+205	+206	+119	+77	+98.1	+187
5	+13	+3.1	+12	+21.6	+3	+11.5	+19.6	+13.2	+13	+1.2	+3.2	+22.1

Tabela 42 – Geração das usinas hidrelétricas Nordeste com afluência -10%

Geração das Hidrelétricas do subsistema Nordeste												
Porcentagem de variação em relação a afluência normal (%)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	-7.8	-6.17	-14.6	-18	-2	-47	-25	-27.16	-18.1	-7.3	-12.4	-35
2	-15	-10.6	-11	-7.6	-8	-45.6	-36.9	-53.9	-53	-28.6	-16.8	-65.2
3	-17.2	-13.7	-11	-22.36	-13	-101	-110	-132	-96.2	-51.3	-72.4	-125
4	-22	-24.4	-16	-11.6	-10	-185	-178	-144	-110	-85	-65	-28
5	-12	-3.3	-9	-22.6	-4	-11	-13.6	-17.1	-14.6	-2.2	-4.2	-21.1

Tabela 43 – Usinas termelétricas Nordeste

Usinas termelétricas Nordeste	
Cod.	Usina
1	Camaçari PI
2	Fafem
3	Aracati
4	Bahia I
5	Baturité

Tabela 44 – Geração das usinas termelétricas Nordeste com afluência normal e restrição de gás

Geração das termelétricas do subsistema Nordeste												
Potência Gerada (MW)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
2	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
3	11	11	9	9	5	11	11	11	9	9	7	11
4	31	31	31	28	29	29	30	30	31	31	31	31
5	10	11	9	9	8	8	9	11	11	10	10	11

Tabela 45 – Geração das usinas termelétricas Nordeste com afluência +10% e restrição de gás

Geração das termelétricas do subsistema Nordeste												
Porcentagem de variação em relação a afluência normal (%)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	-11	0	-24.5	-24.5	-45	0	0	0	-24.5	-21.4	-33.2	0
4	-31	0	0	-23.1	-11.2	-12.1	-5.6	-5.1	0	0	0	0
5	-10	-2.1	-2.4	-2.4	-10.1	-10.1	-9.6	-2.3	-2.3	0	0	-2.3

Tabela 46 – Geração das usinas termelétricas Nordeste com afluência -10% e restrição de gás

Geração das termelétricas do subsistema Nordeste												
Porcentagem de variação em relação a afluência normal (%)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	+12	0	+21.4	+18.6	+36	+4	+2.5	+1	+26.8	+22.5	+27.6	+2
4	+2.3	+1	+1.6	+16	+19.2	21.1	+4.6	+8.1	+2	+1.6	+5.1	+3
5	+9.1	+2.1	+2.4	+3.4	+7.1	+8.1	+17.6	+5.3	+7.3	+2.1	+3.2	+2.3

Tabela 47 – Usinas Hidrelétricas Sudeste/Centro-Oeste

Usinas Hidrelétricas Sudeste/Centro-Oeste	
Cod.	Reservatório
1	FURNAS
2	M. MORAES
3	JAGUARA
4	IGARAPAVA
5	VOLTA GRANDE

Tabela 48 – Geração das usinas hidrelétricas Sudeste/Centro-Oeste com afluência normal

Geração das Hidrelétricas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste												
Potência Gerada (MW)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	116	236	271	261	238	192	167	148	198	388	428	465
2	92	151	160	153	148	126	115	106	136	188	193	205
3	88	140	148	142	138	118	108	101	128	171	175	184
4	63	85	87	85	84	76	72	69	82	94	95	98
5	85	131	137	132	128	111	102	96	120	156	159	167

Tabela 49 – Geração das usinas hidrelétricas Sudeste/Centro-Oeste com afluência +10%

Geração das Hidrelétricas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste												
Porcentagem de variação em relação a afluência normal (%)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	+36	+46	+52	+61	+68	+98	+89.3	+34.5	+78.9	+89	+85	+97
2	+92	+85.3	+79.3	+84.6	+84.6	+37.8	+45.6	+22.1	+38.7	+76.6	+84.2	+93.1
3	+28	+87.5	+78.6	+76.8	+82.3	+38.9	+25.3	+25.6	+33.1	+101	+114	+132
4	+33	+23.2	+22.1	+24.2	+25.6	+11	+14.4	+3.5	+20.2	+28.9	+27.6	+29.3
5	+15	+65.1	+63.2	+64.1	+52.3	+39.7	+30.1	+12	+28	+654	+83.2	+72.1

Tabela 50 – Geração das usinas hidrelétricas Sudeste/Centro-Oeste com afluência -10%

Geração das Hidrelétricas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste												
Porcentagem de variação em relação a afluência normal (%)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	-16	-10	-38	-43	-15	-19	-45	-36.5	-38.9	-47	-65	-87
2	-22	-15.3	-18.3	-36.6	-41.6	-22.8	-45.6	-32.1	-18.7	-26.6	-34.2	-73.1
3	-27	-37.5	-38.6	-46.8	-22.3	-38.9	-27.3	-28.6	-29.1	-21	-18	-17
4	-13	-23.2	-22.1	-14.2	-16.6	-21	-12.4	-13.5	-11.2	-12.9	-17.6	-19.3
5	-15	-15.1	-33.2	-24.1	-12.3	-19.7	-10.1	-12	-18	-24	-33.2	-12.1

Tabela 51 – Usinas termelétricas Sudeste/Centro-Oeste

Usinas termelétricas Sudeste/Centro-Oeste	
Cod.	Usina
1	Piratininga
2	CCBS
3	Cuiabá
4	Daia

Tabela 52 – Geração das usinas termelétricas Sudeste/Centro-Oeste com afluência normal e restrição de gás

Geração das termelétricas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste												
Potência Gerada (MW)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184
2	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
3	529	510	518	513	520	521	523	522	518	517	529	529
4	55	40	48	46	47	51	52	52	53	51	54	55

Tabela 53 – Geração das usinas termelétricas Sudeste/Centro-Oeste com afluência +10% e restrição de gás

Geração das termelétricas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste												
Porcentagem de variação em relação a afluência normal (%)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	-19	-16.1	-17.5	-21.6	-5	-8.1	-11.2	-3.1	-9.4	-9.5	0	0
4	-5	-22	-4.5	-3	-3	-2.6	-7.1	-3.2	-2.5	-4.6	-1.1	0

Tabela 54 – Geração das usinas termelétricas Sudeste/Centro-Oeste com afluência -10% e restrição de gás

Geração das termelétricas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste												
Porcentagem de variação em relação a afluência normal (%)												
Cod.	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	+9	+21.6	+18.6	+13.7	+7	+9.4	+16.3	+13.4	+8	+7	+1.3	+2
4	+17	+22	+3.6	+6.1	+7.2	+3.6	+8.1	+4.7	+3.3	+7.3	+5.5	+1

9 Apêndice D

Neste apêndice tem-se a exemplificação do modelo adotado, para um período de dois estágios. Os dados do modelo estão a seguir e a representação do mesmo também.

Figura 34 – Modelo exemplo.

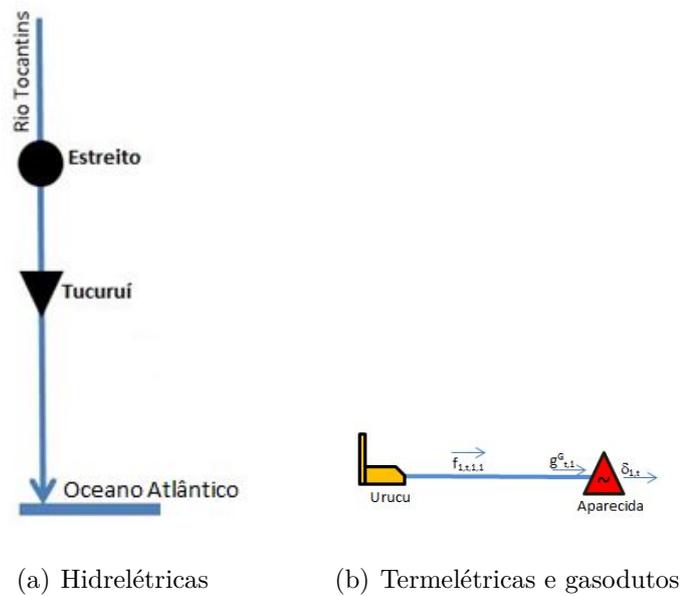


Figura 35 – Dados hidrelétricas.

Reservatório	Afluência (hm ³ /mês)	POTÊNCIA (MW)	Volume máx. (hm ³)	Volume min. (hm ³)	Turbinamento max. (hm ³ /s)	Turbinamento min. (hm ³ /s)
ESTREITO	2.723	1087	5400	2500	3697,27	0
TUCURUI	15.564	8535	45500	9000	22331,24	0

Figura 36 – Dados termelétricas e gasodutos.

USINAS TÉRMICAS GÁS					Gasodutos		PRODUTOR DE GÁS		
Código	USINAS	POTÊNCIA (MW)	Custo (R\$)	Consumo de gás (Mm ³ /mes)	Numero	Transporte (Mm ³ /mes)	Cod.	Nome	Produção (Mm ³ /mes)
1	Aparecida	166	127,91	100	1	100	1	Urucu	300

Para a representação no despacho hidrotérmico em 2 estágios, tendo por base alguns dados do modelo acima, onde tem-se um sistema com duas usinas hidrelétricas, sendo elas em cascata, uma usina termelétrica, uma unidade geradora de gás e um gasoduto, a modelagem para o dois estágios é:

O Problema a ser resolvido é:

$$\text{Min } c_{1,t}g_{ter1,t} + c_{2,t}g_{ter2,t} + c_{Def,t} \quad (9.1)$$

Primeiro estágio:

$$\text{Min } c_{1,1}g_{ter1,1} + \alpha_2 + c_{Def1} \quad (9.2)$$

s.a.:

$$v_{1,2} + u_{1,1} + s_{1,1} = v_{1,1} + a_{1,1} \quad (9.3)$$

$$v_{2,2} + u_{2,1} + s_{2,1} - v_{1,2} - s_{1,1} = v_{2,1} + a_{2,1} \quad (9.4)$$

$$v_{1,1} \leq V_{1max} \quad (9.5)$$

$$v_{2,1} \leq V_{2max} \quad (9.6)$$

$$u_{1,1} \leq U_{1max} \quad (9.7)$$

$$u_{2,1} \leq U_{2max} \quad (9.8)$$

$$g_{ter1,1} + \rho_1 u_{1,1} + \rho_2 u_{2,1} + Def_1 = D_1 \quad (9.9)$$

$$g_{1,1}^G + f_{1,1,1,1} = \delta_{1,1} \quad (9.10)$$

Segundo estágio:

$$\text{Min } c_{1,2}g_{ter1,2} + c_{Def2} \quad (9.11)$$

s.a.:

$$v_{1,3} + u_{1,2} + s_{1,2} = v_{1,2} + a_{1,2} \quad (9.12)$$

$$v_{2,3} + u_{2,2} + s_{2,2} - v_{1,3} - s_{1,2} = v_{2,2} + a_{2,2} \quad (9.13)$$

$$v_{1,2} \leq V_{1max} \quad (9.14)$$

$$v_{2,2} \leq V_{2max} \quad (9.15)$$

$$u_{1,2} \leq U_{1max} \quad (9.16)$$

$$u_{2,2} \leq U_{2_{max}} \quad (9.17)$$

$$g_{ter_{1,2}} + \rho_1 u_{1,2} + \rho_2 u_{2,2} + Def_2 = D_2 \quad (9.18)$$

$$g_{1,2}^G + f_{1,2,1,1} = \delta_{1,2} \quad (9.19)$$

Assim as matrizes do problema são compostas por:

$$x_1 = [v_{1,2}; u_{1,1}; s_{1,1}; g_{hidro_{1,1}}; v_{2,2}; u_{2,1}; s_{2,1}; g_{hidro_{2,1}}; g_{1,1}^G; f_{1,1,1,1}; g_{ter_{1,1}}; Def_1]$$

$$x_2 = [v_{1,3}; u_{1,2}; s_{1,2}; g_{hidro_{1,2}}; v_{2,3}; u_{2,2}; s_{2,2}; g_{hidro_{2,2}}; g_{1,2}^G; f_{1,2,1,1}; g_{ter_{1,2}}; Def_2]$$

$$A_{1[6x12]} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0.2275 & 0 & 1 & 0 & -0.2265 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -0.35 & 0 \end{bmatrix}$$

$$b_1 = [D_1; a_1; a_2; 0; 0; 0]$$

$$E_{1[6x12]} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Onde a matriz E_1 representa o acoplamento entre as usinas hidrelétricas.

10 Apêndice E

Neste apêndice está ilustrado a forma que se utilizou para representar a interconexão entre as usinas hidrelétricas e também a conexão entre as unidades geradoras de gás natural e termelétricas com os respectivos gasodutos.

Tendo conhecimento do modo de conexão das usinas hidrelétricas, vide Figura 37 e termelétricas com as unidades geradoras, se criou uma tabela com os dados, representado na Tabela 55.

Figura 37 – Sistema de usinas hidrelétricas do Norte.

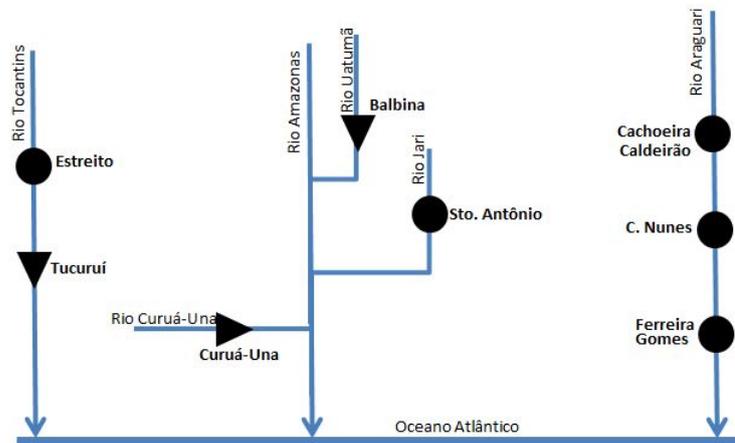


Tabela 55 – Representação da interconexão entre as hidrelétricas

Reservatório	ELEMENTO	Pai	Filho
BALBINA	1	0	0
CACHOEIRA CALDEIRAO	2	3	0
COARACY NUNES	3	4	2
FERREIRA GOMES	4	0	3
CURUA-UNA	5	0	0
SANTO ANTONIO	6	0	0
ESTREITO	7	8	0
TUCURUI	8	0	7

Observando a Tabela 55, tem-se que a representação com o algarismo 0, significa que a usina analisada não está conectada a nenhuma outra usina, e o 'PAI' de determinada hidrelétrica, é a usina a montante desta analisada e por fim o 'FILHO' de uma hidrelétrica

é a usina a jusante da analisada.

Como exemplo, tem-se a usina de Coaracy Nunes, denominada elemento 3, esta é filha da usina Cachoeira Caldeirão (2) que esta a montante da mesma, e pai da usina Ferreira Gomes (4), que esta a jusante desta.

Assim criando esta tabela o algoritmo consegue interpretar quais usinas estão conectadas a outras e como essa conexão é distribuída. Este mesmo modelo foi realizado para a unidades geradoras de gás conectadas as termelétricas através do gasodutos.