

GUILHERME FERRETTI RISSI

**MODELO DE OTIMIZAÇÃO DE
DESPACHO HIDROTÉRMICO COM
RISCO DE DÉFICIT CONTROLADO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em
Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: RODRIGO SACCHI

São Carlos

2009

Sumário

Resumo.....	III
Abstract.....	III
1. Introdução.....	1
1.1. Cenário Mundial.....	2
1.2. Cenário Nacional.....	5
1.3. Consumo de Energia no Brasil.....	7
1.4. Processo de reestruturação Mundial.....	8
1.5. Processo de reestruturação Brasileiro.....	10
1.6. Características do Sistema Elétrico Nacional.....	12
1.7. Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência.....	16
1.8. Importância da Otimização.....	19
1.9. Software otimizador oficial NEWAVE.....	22
2. Embasamento teórico.....	25
2.1. Energia hidrelétrica.....	25
2.2. Geração de energia na usina hidrelétrica.....	27
2.3. Modelagem de uma usina hidrelétrica.....	31
2.3.1. Altura de queda.....	31
2.3.2. Produção hidráulica.....	32
2.3.3. Balanço hídrico.....	32
2.4. Energia Termelétrica.....	33
2.5. Formação do preço da energia.....	34
2.6. Risco de Déficit.....	37
2.7. O programa Lingo.....	40
3. Resultados e Discussões.....	43
3.1. Operação da usina de Emborcação.....	43
3.2. Operação com múltiplos cenários.....	50

3.3. Operação com Risco de Déficit controlado	56
4. Conclusão	67
5. Referencias Bibliográficas.....	69

Resumo

Esse trabalho de conclusão de curso propõe uma nova concepção na otimização da operação de sistemas hidrotérmicos de potência. Atualmente o operador do sistema utiliza um software chamado NEWAVE, que utilizando dados históricos de afluência propõe uma operação para o sistema focada na minimização do custo final da energia. Porém essa operação de menor custo pode implicar em uma probabilidade de ocorrência de falta de energia mais alta que o estipulado pela ANEEL, essa probabilidade de faltar energia é conhecida tecnicamente como risco de déficit. O modelo proposto neste trabalho possibilita a definição de uma operação econômica mantendo o risco do déficit de energia dentro de limites definidos pelo operador, existe ainda a possibilidade de fazer uma ponderação entre o valor esperado da operação e risco de déficit. Os resultados dos testes realizados mostram que a operação com menor risco tem um custo esperado mais elevado.

Palavras chave: sistema hidrotérmico, planejamento da operação, despacho de energia, múltiplos cenários, risco de déficit.

Abstract

This course conclusion work proposes a new design in optimizing the operation of hydrothermal power systems. Currently, the system operator uses software called NEWAVE, that using historical data of affluence suggests a operation for the system focused on minimizing the final cost of energy. But this lower cost of operation can result in a probability of deficiency of energy higher than that required by ANEEL, the probability of deficiency of energy is known technically as the risk of deficit. The model proposed in this paper allows the definition of an economic operation keeping the risk of energy deficit within limits set by the operator, there is the possibility of make a ponderation between the expected value of the operation and the risk of deficit. The results of the tests show that the operation with less risk has a higher expected cost.

Key words: hydrothermal system, operation planning of a power system, multiple scenarios, risk of deficit.

1. Introdução

A energia é um bem fundamental para a existência de vida, ela sempre foi base para a sobrevivência e o desenvolvimento da humanidade. Ela se faz necessária para a formação e manutenção do corpo humano, além das necessidades básicas como alimentação, comunicação e locomoção. A energia é fundamental para o evolução dos povos, como exemplo claro disso temos hoje o nível de consumo de energia como um dos principais indicadores de desenvolvimento sócio-econômico e do nível de qualidade de vida de uma sociedade. Ele reflete tanto o ritmo de atividades dos setores industrial, comercial e de serviços, quanto a capacidade da população de adquirir bens e serviços tecnologicamente mais avançados, como automóveis que demandam combustíveis, eletrodomésticos e eletroeletrônicos que exigem acesso à rede elétrica e pressionam o consumo de energia elétrica. O gráfico da Figura 1 mostra como o consumo de energia pode representar o crescimento econômico de uma nação [1]. Dito isso, vale salientar que a energia elétrica é uma das mais importantes e mais utilizadas formas de energia dos tempos modernos, não obstante, uma vez gerada, ela é limpa, invisível, livre de resíduos e contaminantes, fato que a coloca em evidência no cenário atual onde temas como sustentabilidade, aquecimento global, longevidade entre outros são muito debatidos, além de apresentar fácil transporte podendo chegar a lugares mais remotos.

Graças a essa versatilidade que a energia na forma de eletricidade apresenta, sua utilização vem sendo cada vez mais empregada, suprimindo desde enormes e complexas industriais até a iluminação da mais simples residência. Portanto, a sociedade tem se tornado, principalmente nas últimas décadas, sensivelmente dependente dessa forma de energia, com indústrias cada vez mais automatizadas, produtivas e eficientes, residências funcionais, confortáveis e inteligente, fato que implica no aumento do número máquinas, equipamentos automatizados, eletrodomésticos, eletroeletrônicos entre outros, que são todos equipamentos estritamente acionados por energia elétrica. O aumento da dependência da energia elétrica faz crescer paralelamente a preocupação com a continuidade e a qualidade do seu fornecimento, fatores que nos faz atentar diretamente para sua geração, transmissão e distribuição. [1]

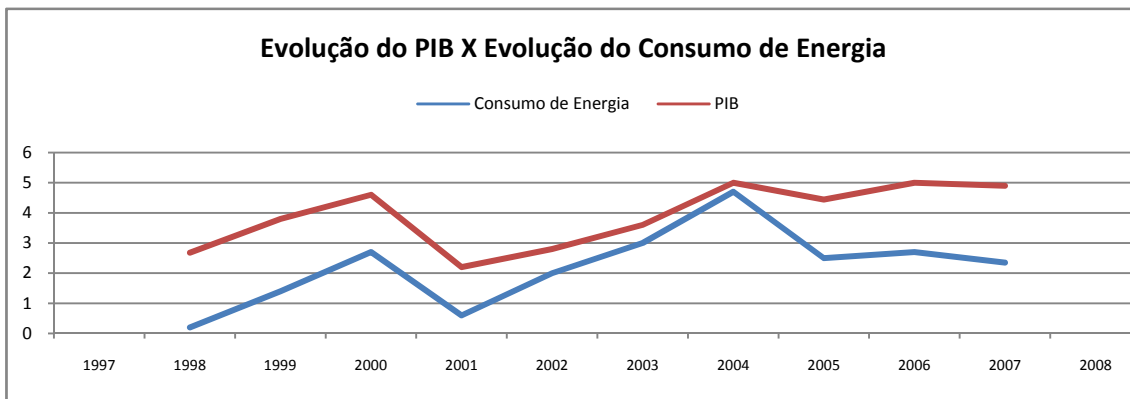


Figura 1: PIB X Consumo de energia

A Figura 1 mostra, a nível mundial, a curva da variação do PIB juntamente com a de consumo de energia, ela mostra que existe uma relação direta entre a variação de ambas as grandezas facilitando o entendimento de como é possível utilizar o consumo de energia para medir a prosperidade de um povo. [1]

1.1. Cenário Mundial

A água é o recurso natural mais abundante na Terra: com um volume estimado de 1,36 bilhão de quilômetros cúbicos (km³) recobre 2/3 da superfície do planeta sob a forma de oceanos, calotas polares, rios e lagos [2]. Além disso, pode ser encontrada em aquíferos subterrâneos, como o Guarani, no Sudeste brasileiro. A água também é uma das poucas fontes para produção de energia que não contribui para o aquecimento. E, ainda, é renovável: pelos efeitos da energia solar e da força da gravidade, de líquido transforma-se em vapor que se condensa em nuvens, que retornam à superfície terrestre sob a forma de chuva. Mesmo assim, a participação da água na matriz energética mundial é pouco expressiva e, na matriz da energia elétrica, decrescente. Segundo o último relatório Key World Energy Statistics, da International Energy Agency (IEA), publicado em 2008, entre 1973 e 2006 a participação da força das águas na produção total de energia passou de 2,2% para apenas 1,8%. No mesmo período a posição na matriz da energia elétrica sofreu recuo acentuado: de 21% para 16%, inferior à do carvão e à do gás natural, ambos combustíveis fósseis não-renováveis, cuja combustão é caracterizada pela liberação de gases na atmosfera

e sujeitos a um possível esgotamento das reservas no médio e longo prazos [3]. Vários elementos explicam esse aparente paradoxo. Um deles relaciona-se às características de distribuição da água na superfície terrestre. Do volume total, a quase totalidade está nos oceanos e, embora pesquisas estejam sendo realizadas, a força das marés não é utilizada em escala comercial para a produção de energia elétrica. Da água doce restante, apenas aquela que flui por aproveitamentos com acentuados desníveis e/ou grande vazão pode ser utilizada nas usinas hidrelétricas, características necessárias para a produção da energia mecânica que movimenta as turbinas das usinas. Entre estes fatores, outro que vem desacelerando esse crescimento é a pressão de caráter ambiental contra as usinas hidrelétricas de grande porte. O principal argumento contrário à construção das hidrelétricas é o impacto provocado sobre o modo de vida da população, flora e fauna locais, pela formação de grande lagos ou reservatórios, aumento do nível dos rios ou alterações em seu curso após o represamento. No final de 2007 e início de 2008 uma polêmica ocorreu entre os formadores de opinião quando veio a público que a maior parte das obras estava atrasada em função da dificuldade para obtenção do licenciamento ambiental provocada por questionamentos na justiça, ações e liminares. Os opositores argumentam que as construções, principalmente na região da Amazônia, provocam impacto na vida da população, na flora e fauna locais, por interferirem no traçado natural e no volume de água dos rios. Entretanto, é necessário construir novas usinas com impacto socioambiental mínimo para produzir a energia suficiente para o crescimento econômico e ampliação da oferta de empregos. [2]

Segundo a IEA, a oferta mundial de energia em 2004 foi de cerca de 11 bilhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), enquanto o consumo final mundial de energia foi de cerca de 7,6 bilhões de tep's. Estima-se que esse valor cresça cerca de 2% ao ano. Essa taxa de crescimento poderá ser alterada se houver uma crise de oferta, em que preços elevados de combustíveis diminuiriam a demanda por energia. A oferta mundial de energia (energia primária) está distribuída por fonte energética do seguinte modo: petróleo (34,3%), carvão mineral (25,1%), gás natural (20,9%), energias renováveis (10,6%), nuclear (6,5%), hidráulica (2,2%) e outras (0,4%). O consumo final mundial de energia é distribuído pelas seguintes fontes: derivados do petróleo (42,3%), eletricidade (16,2%), gás natural (16,0%), energias renováveis (13,7%), carvão mineral (8,4%) e outras (3,5%). A Figura 2 ilustra esse cenário. [3]

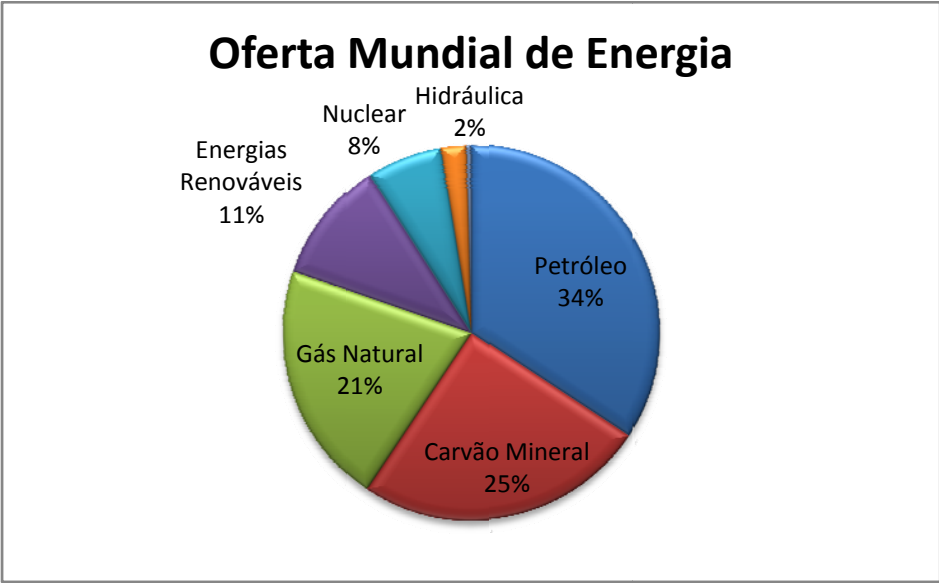


Figura 2: Oferta de energia a nível mundial

Quanto à energia elétrica, que corresponde a 16,2% do consumo mundial final de energia, contribuem para sua geração várias fontes de energias primárias, na seguinte proporção: 39,8% de carvão mineral; 19,6% de gás natural; 16,1% de energia hidráulica; 15,7% de energia nuclear; 6,7% de petróleo e 2,1% de outras fontes energéticas como mostra a Figura 3. [5]

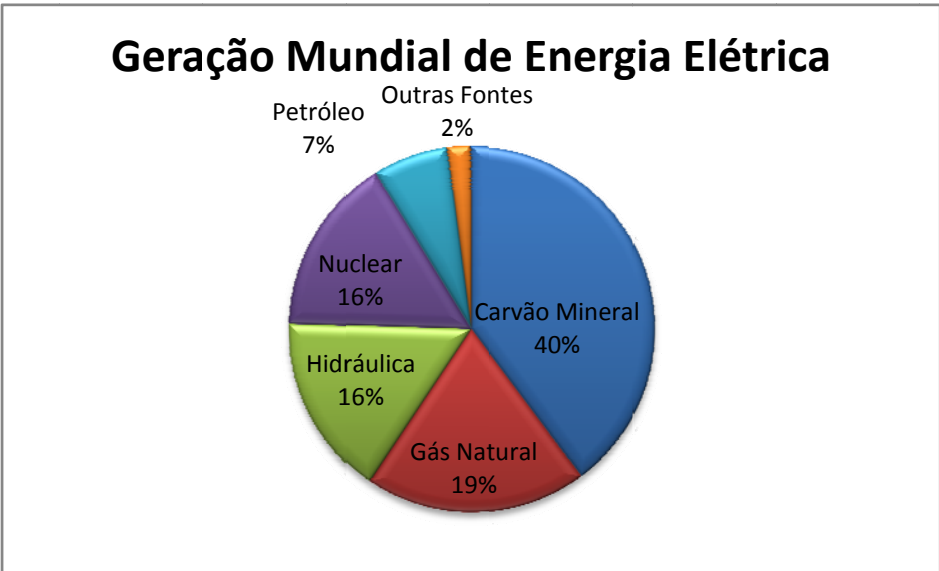


Figura 3: Oferta de energia elétrica a nível mundial

Ainda considerando o estudo realizado pela IEA, com dados de 2006, os dez países mais dependentes da hidroeletricidade em 2006 eram, pela ordem: Noruega, Brasil, Venezuela, Canadá, Suécia, Rússia, Índia, República Popular da China, Japão e Estados Unidos. Com pequenas variações com relação à posição no ranking, eles também figuram na relação de maiores produtores: República Popular da China, Canadá, Brasil, Estados Unidos, Rússia, Noruega, Índia, Japão, Venezuela e Suécia. A Figura 4 mostra a dependência dos países com relação à hidroeletricidade. [3]

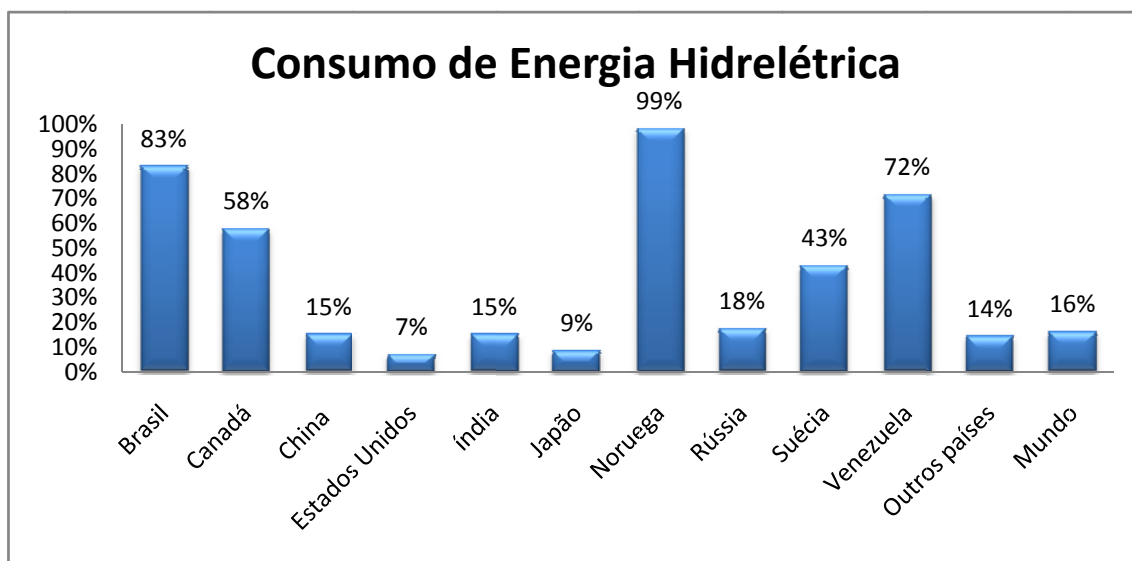


Figura 4: Dependência de energia hidrelétrica

1.2. Cenário Nacional

Em 2007, segundo os resultados preliminares do Balanço Energético Nacional (BEN), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética, a energia de fonte hidráulica (ou hidroeletricidade) respondeu por 14,7% da matriz energética brasileira, sendo superada por derivados da cana-de-açúcar (16,0%) e petróleo e derivados (36,7%). Na oferta interna de energia elétrica, que totalizou 482,6 TWh (aumento de 4,9% em relação a 2006), a energia de fonte hidráulica produzida no país representou 85,6%, constituindo-se, de longe, na maior produtora de eletricidade do país. [5]

Além disso, em todo o mundo, o Brasil é o país com maior potencial hidrelétrico: um total de 260 mil MW, segundo o Plano 2015 da Eletrobrás, último

inventário produzido no país em 1992. Destes, pouco mais de 30% se transformaram em usinas construídas ou outorgadas. De acordo com o Plano Nacional de Energia 2030, o potencial a aproveitar é de cerca de 126.000 MW. Desse total, mais de 70% estão nas bacias do Amazonas e do Tocantins/Araguaia. O estudo sobre energia hidrelétrica constante do PNE 2030 relaciona o potencial de aproveitamento ainda existente em cada uma das bacias hidrográficas do país. A bacia do rio Amazonas é a maior, com um potencial de 106 mil MW, superior à potência já instalada no Brasil, em 2008, de 102 mil MW. Nesse ano, existem em operação nesta bacia apenas cinco Unidades Hidrelétricas de Energia (UHE): Balbina (AM), Samuel (RO), Coaracy Nunes (AP), Curuá-Una (PA) e Guaporé (MT). [6]

O setor elétrico brasileiro possui uma matriz energética bem mais “limpa”, com forte participação de fontes renováveis já que o parque instalado é concentrado em usinas hidrelétricas que não se caracterizam pela emissão de gases causadores do efeito estufa (GEE). Mais de 70% das emissões de GEE do país estão relacionadas ao desmatamento e às queimadas. Tanto que a maior contribuição ao Plano Nacional de Mudanças Climáticas tende a ser a intensificação de projetos de eficiência energética que, ao proporcionar a redução do consumo, diminuem a necessidade de novas usinas. A Figura 5 ilustra o cenário nacional. [2]

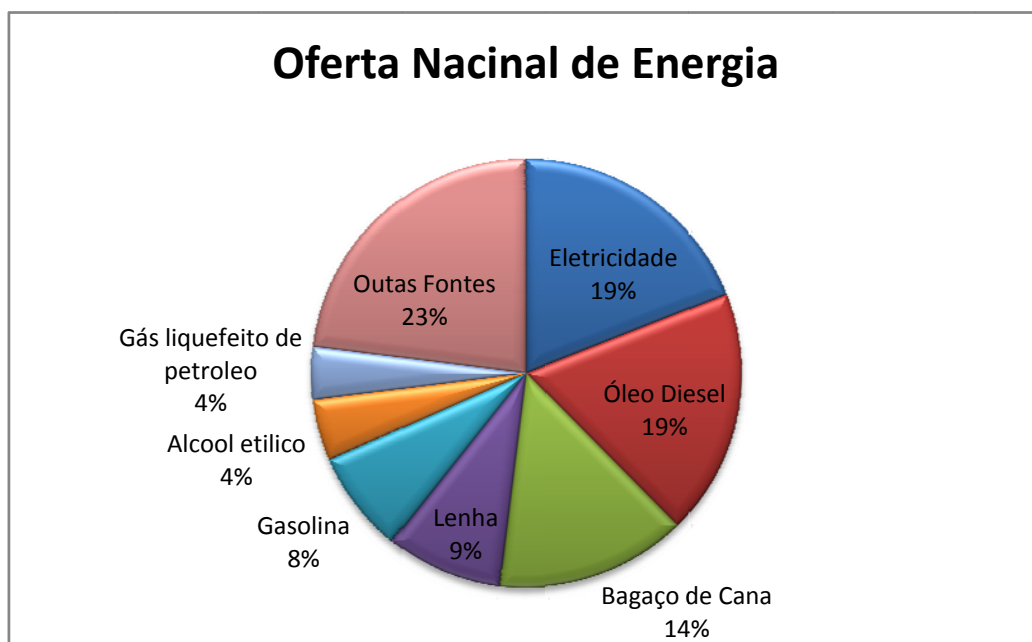


Figura 5: Oferta de energia a nível nacional

1.3. Consumo de Energia no Brasil

De acordo com o BEN 2008, os derivados de petróleo eram os principais energéticos utilizados no país em 2007 – um comportamento verificado ao longo dos últimos anos. Se somados óleo diesel, gasolina e GLP (gás liquefeito de petróleo), o consumo atingiu 76,449 milhões de tep, diante de um consumo total de 201,409 milhões de tep. Foi muito superior, portanto, ao da energia elétrica que, ao atingir 35,443 milhões de tep, registrou aumento de 5,7% em relação ao total de 2006, de 33,536 milhões de tep. É interessante notar, porém, que enquanto a gasolina automotiva registrou recuo de 1,0% entre um ano e outro, o consumo de etanol aumentou 34,7% ao passar de 6,395 milhões de tep para 8,612 milhões de tep. Etanol e bagaço de cana foram, inclusive, os grupos a registrar maior variação no período, o que justifica a consolidação da cana-de-açúcar como segunda principal fonte primária para produção de energia no país. [7]

É fácil notar que a energia elétrica vem gradativamente substituindo outras formas de energia, principalmente as derivadas do petróleo. O parque hidroelétrico nacional está aumentando, assim como pequenas termelétricas vem surgindo graças à lucratividade que os usineiros estão encontrando na co-geração de energia através da queima do bagaço da cana-de-açúcar. Estes empresários encontraram uma forma lucrativa de auxiliar no aumento da capacidade instalada de geração de energia elétrica.

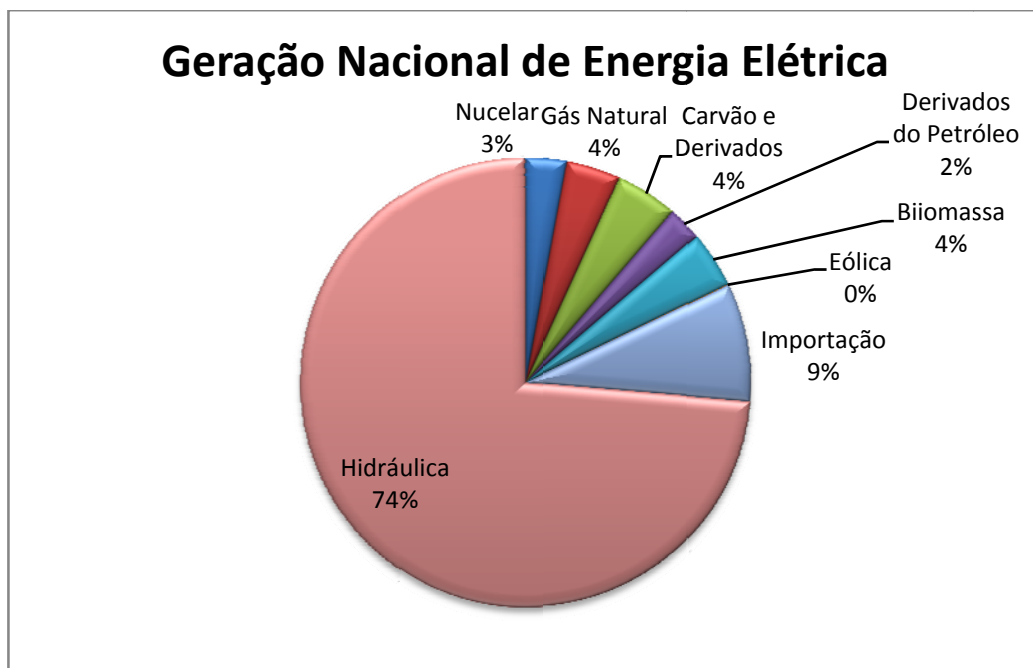


Figura 6: Oferta de energia elétrica a nível nacional [7]

1.4. Processo de reestruturação Mundial

A principal característica do setor elétrico mundial até a década de oitenta era o fato de ser um monopólio fortemente regulado, onde empresas públicas ou privadas atuavam nas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Nesta década iniciou-se um processo de reestruturação com o objetivo de diminuir a participação dos incentivos governamentais, aumentar a participação de investimentos de setores privados, e também para inserir ou ampliar a competitividade nos vários segmentos do setor de energia elétrica. Uma característica da reformulação do setor elétrico é o reconhecimento que os segmentos de geração, transmissão e distribuição podem ser competitivos. A Desverticalização, abrindo espaço para investimentos privados, proporcionou o aumento do montante investido, possibilitando o aumento do crescimento, da confiabilidade da abrangência de áreas energizadas. [8]

O processo de reestruturação do mercado de energia foi uma tendência mundial desencadeada pelo Chile na década de 70, onde percebendo sua eficácia, outros países iniciaram estudos e posteriormente aplicaram a desverticalização. Tomando alguns exemplos, como a Espanha, que apresenta o quinto maior mercado de energia elétrica da Europa (atrás da Alemanha, Reino Unido, França e Itália) e está crescendo rapidamente. Em 1984 criou a Red Elétrica de Espanha (REE) que é

controlada pelo Estado, proprietária do sistema de transmissão e do operador do sistema. A nova lei que regulariza a mudança do cenário elétrico foi aprovada em 1997 e segue as diretivas europeias. Para abrir as atividades de geração e fornecimento para a competição, a estrutura do setor foi modificada, precisando separar as atividades reguladas e promover a entrada de novos participantes. [8]

Na América do Sul, a Argentina, que até 1992, assim como em outros países da América Latina, apresentava o setor elétrico principalmente composto por empresas públicas, até que com a promulgação da lei de eletricidade nº 24.065, de janeiro de 1992, iniciou o processo de privatização do setor elétrico, separando as empresas de geração, transmissão e distribuição. Os principais objetivos desta lei eram proteger os direitos dos usuários, promover competição na geração e no fornecimento de energia, promover a operação de transmissão e distribuição em condições adequadas de segurança, permitindo acesso não discriminatório e assegurar tarifas razoáveis. O agente regulatório principal da Argentina é o “Ente Regulador de la Energía Eléctrica” (ENRE), que supervisiona todos os aspectos da indústria e serve de mediador nas disputas dos participantes. A Argentina tem conexões com Chile, Brasil e Uruguai. A ligação com o Brasil cresceu com o início do racionamento, ocasionando um aumento nas expectativas de exportação. [8]

Já nos países nórdicos, formado pela Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca a reestruturação do setor elétrico iniciou-se em 1991 na Noruega e Suécia, na Finlândia em 1995 e na Dinamarca em 1996. O mercado nórdico passou por uma reforma com o objetivo de obter um melhor balanço entre a capacidade de geração de energia e a demanda, aumentar a eficiência dentro da indústria de energia elétrica e reduzir as diferenças regionais nos preços da energia elétrica para os usuários finais. A inovação implantada no modelo do mercado nórdico é a forma como a comercialização (Power Exchange), os operadores do sistema de transmissão e os participantes do mercado trabalham de forma integrada, respeitando as regras e os regulamentos definidos. O mercado de energia dos países nórdicos se adaptou ao ambiente competitivo e serviu como um modelo para a reestruturação de outros mercados. O Nordic Power Exchange, que é o mercado de energia nórdico, é a primeira empresa multinacional de comercialização de energia elétrica do mundo. [8]

1.5. Processo de reestruturação Brasileiro

No Brasil não foi diferente, até o início dos anos noventa, o setor elétrico brasileiro era caracterizado por um modelo verticalizado, onde os sistemas de geração, transmissão e distribuição pertenciam a um monopólio de poder público. Um dos principais objetivos da reestruturação brasileira foi conseguir maiores investimentos proveniente de empresas privadas para expansão do sistema elétrico que o Estado era incapaz de possibilitar. Além disso, havia a necessidade de inserir a competitividade no setor elétrico. Uma das mudanças institucionais ocorridas foi a criação, pela Lei 9.427 de 26 de Dezembro de 1996, de um órgão regulador independente, a *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*, vinculada ao *Ministério de Minas e Energia - MME*. A ANEEL tem como atribuições: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, atendendo reclamações de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços, de acordo com as políticas e diretrizes do governo federal. [9]

Em 2004 ocorreu outra importante mudança institucional com a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico, que teve como objetivos principais: garantir a segurança no suprimento; promover a modicidade tarifária; e promover a inserção social, em particular pelos programas de universalização (como o Luz para Todos). Sua implantação marcou a retomada da responsabilidade do planejamento do setor de energia elétrica pelo Estado. Uma das principais alterações promovidas com essa mudança institucional foi a substituição do critério utilizado para concessão de novos empreendimentos de geração. Passou a vencer os leilões o investidor que oferecesse o menor preço para venda da produção das futuras usinas. Além disso, o novo modelo instituiu dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), exclusivo para geradoras e distribuidoras, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres. Além disso foram constituídas na década de 90 novas entidades para atuar no novo ambiente

institucional: Além da ANEEL, foram criados também o Operador Nacional do Sistema (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia (MAE). [9]

A ONS é responsável pela coordenação da operação das usinas e redes de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para tanto realiza estudos e projeções com base em dados históricos, presentes e futuros da oferta de energia elétrica e do mercado consumidor. Para decidir quais usinas devem ser despachadas, (o ato de realizar o despacho da energia consiste na definição de quais usinas devem operar e quais devem ficar de reserva de modo a manter, permanentemente, o volume de produção igual ao de consumo) opera o Newave, programa computacional que, com base em projeções, elabora cenários para a oferta de energia elétrica. O mesmo programa é utilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para definir os preços a serem praticados nas operações de curto prazo do mercado livre. Já o MAE, cuja constituição foi diretamente relacionada à criação do mercado livre, em 2004, com a implantação do Novo Modelo, foi substituído pela CCEE. No mesmo ano, o Ministério de Minas e Energia (MME) constituiu a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com a missão principal de desenvolver os estudos necessários ao planejamento da expansão do sistema elétrico. Para um melhor entendimento a Figura 7 apresenta a estrutura institucional do setor elétrico brasileiro. [9]

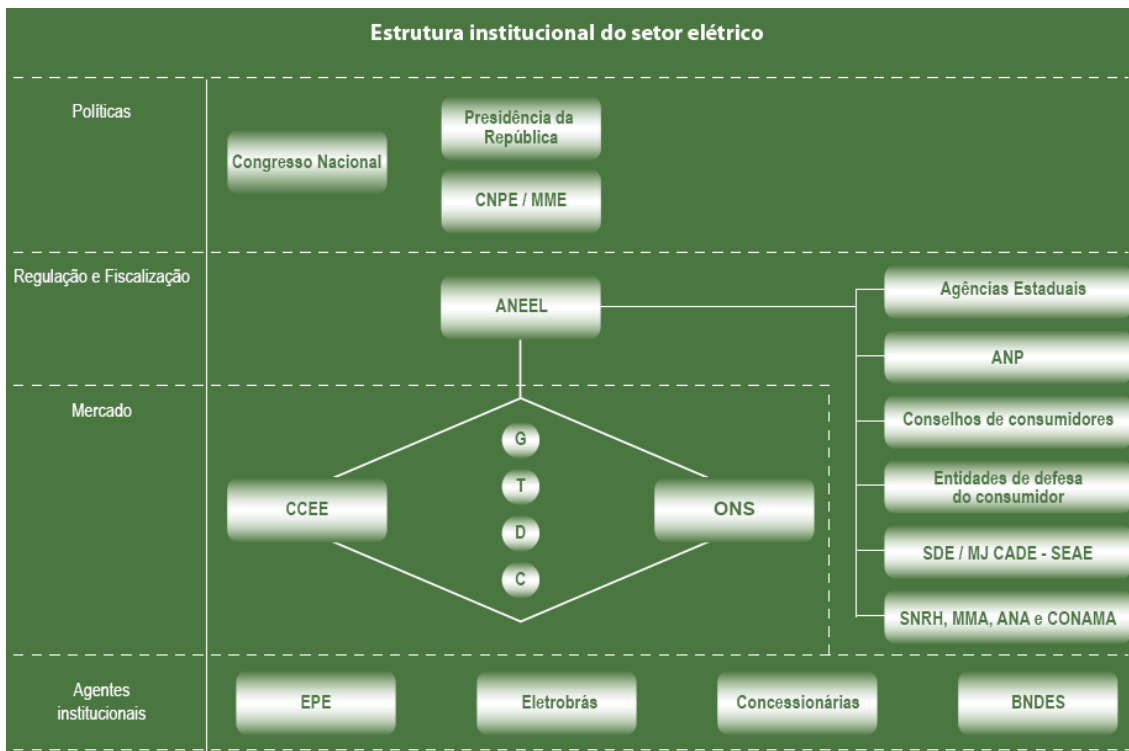


Figura 7: Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro

1.6. Características do Sistema Elétrico Nacional

O Brasil é um país com quase 184 milhões de habitantes, segundo estimativas do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), e se destaca como a quinta nação mais populosa do mundo. Em 2008, cerca de 95% da população tinha acesso à rede elétrica. Segundo dados divulgados no mês de setembro pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o país conta com mais de 61,5 milhões de unidades consumidoras em 99% dos municípios brasileiros. Destas, a grande maioria, cerca de 85%, é residencial. De todos os segmentos da infra-estrutura, a energia elétrica é o serviço mais universalizado. A incidência e as dimensões dos nichos não atendidos estão diretamente relacionadas à sua localização e às dificuldades físicas ou econômicas para extensão da rede elétrica. Afinal, cada uma das cinco regiões geográficas em que se divide o Brasil – Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte – tem características bastante peculiares e diferenciadas das demais. Estas particularidades determinaram os contornos que os sistemas de geração, transmissão e distribuição adquiriram ao longo do tempo e ainda determinam a maior ou menor facilidade de acesso da população local à rede elétrica. Para geração e transmissão de energia elétrica, por exemplo, o país conta com um sistema principal, o qual é

composto por usinas, linhas de transmissão e ativos de distribuição: o Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa imensa “rodovia elétrica” abrange a maior parte do território brasileiro e é constituída pelas conexões realizadas ao longo do tempo, de instalações inicialmente restritas ao atendimento exclusivo das regiões de origem: Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Além disso, há diversos sistemas de menor porte, não conectados ao SIN e, por isso, chamados de Sistemas Isolados, que representa hoje apenas 3,4% da capacidade de produção do país e se concentram principalmente na região Amazônica, no Norte do país e algumas ilhas, como as do arquipélago de Fernando de Noronha que tem hoje como principal fonte de energia geradores eólicos implantados graças a um convenio com o governo da Dinamarca. Isto ocorre porque as características geográficas da região, composta por floresta densa e heterogênea, além de rios caudalosos e extensos, dificultaram a construção de linhas de transmissão de grande extensão que permitissem a conexão ao SIN. [9]

O SIN abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte. Em 2008, apresentava aproximadamente 900 linhas de transmissão que somam 89,2 mil quilômetros nas tensões de 230, 345, 440, 500 e 750 kV (também chamada rede básica que, além das grandes linhas entre uma região e outra, é composta pelos ativos de conexão das usinas e aqueles necessários às interligações internacionais). Além disso, abriga 96,6% de toda a capacidade de produção de energia elétrica do país oriunda de fontes internas ou de importações, principalmente do Paraguai por conta do controle compartilhado da usina hidrelétrica binacional de Itaipu. [9]

O Operador Nacional do Sistema Elétrico, como citado anteriormente, é responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, realizada pelas companhias geradoras e transmissoras, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Entre os benefícios desta integração e operação coordenada está a possibilidade de troca de energia elétrica entre regiões. Isto é particularmente importante em um país como o Brasil, caracterizado pela predominância de usinas hidrelétricas localizadas em regiões com regimes hidrológicos diferentes. [9]

Como os períodos de estiagem de uma região podem corresponder ao período chuvoso de outra, a integração permite que a localidade em que os reservatórios estão mais cheios envie energia elétrica para a outra, em que os lagos estão mais vazios permitindo, com isso, a preservação do “estoque de energia elétrica” represado sob a

forma de energia potencial que água armazenada nos reservatórios apresenta. Esta troca ocorre entre todas as regiões conectadas entre si. Outra possibilidade aberta pela integração é a operação de usinas hidrelétricas e termelétricas em regime de complementaridade. Como os custos da produção têm reflexo nas tarifas pagas pelo consumidor e variam de acordo com a fonte utilizada, transformam-se em variáveis avaliadas pelo ONS para determinar o despacho. A energia hidrelétrica, mais barata e mais abundante no Brasil, é prioritária no abastecimento do mercado. As termelétricas, de uma maneira geral, são acionadas para dar reforço em momentos chamados como picos de demanda (em que o consumo sobe abruptamente) ou em períodos em que é necessário preservar o nível dos reservatórios – ou o “estoque de energia”. Isto ocorreu no início de 2008, quando o aumento do consumo aliado ao atraso no início do período chuvoso da região Sudeste apontou para a necessidade de uma ação preventiva para preservação dos reservatórios. [9]

Vale lembrar que pelas características físicas e operativas das usinas termelétricas, apenas as usinas movidas a gás, são capazes de aumentar consideravelmente sua geração para suprir os picos de consumo, já as movidas a carvão não apresentam essa característica, necessitando de mais tempo para reagir ao aumento do consumo. O custo da energia elétrica gerada por usinas termelétricas não é linear, apresentado uma curva bem representada por uma função de terceiro grau. Assim, um pequeno aumento na geração pode gerar um grande aumento no custo dessa energia gerada. É por esses motivos que, explicando melhor a sentença anterior, as usinas termelétricas utilizadas para suprir a demanda nos momentos de pico de energia, são ativadas mantendo uma geração constante, apenas aumentando a geração total, proporcionando assim que as usinas hidrelétricas tenham certa folga para suprir esses aumentos abruptos na demanda. As usinas hidrelétricas apresentam uma boa capacidade de regulação.

O sistema interligado se caracteriza, também, pelo processo permanente de expansão, o que permite tanto a conexão de novas grandes hidrelétricas quanto a integração de novas regiões. Se, em 2008, por exemplo, o SIN era composto por 89,2 mil quilômetros de rede, em 2003, a extensão era de 77,6 mil km. A expansão verificada a partir desse ano reforçou as interligações do sistema, ampliando a possibilidade de troca de energia elétrica entre as regiões. O Mapa da Figura 8 mostra o horizonte da transmissão no período de 2007 a 2009. [9]

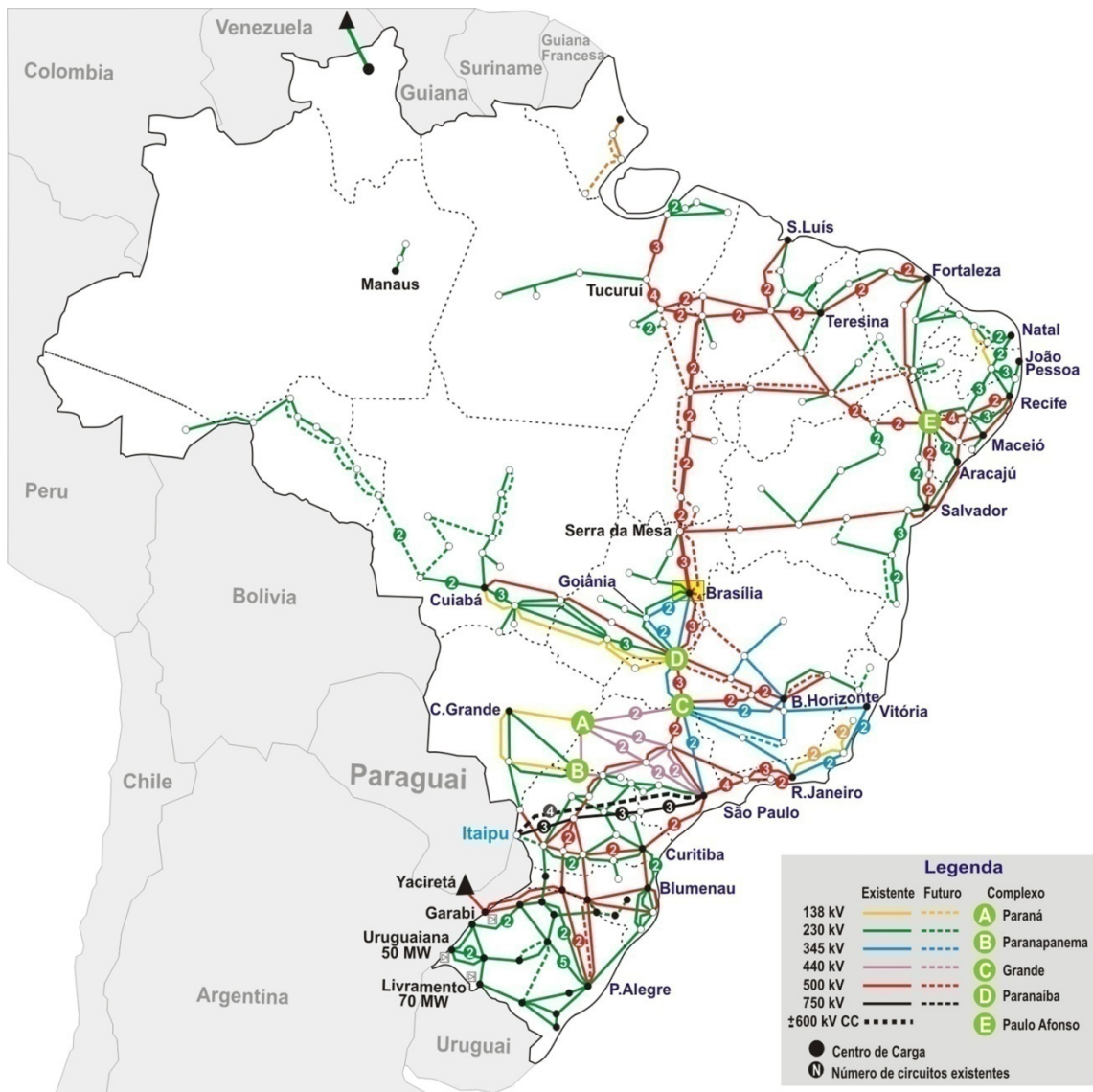


Figura 8: Mapa do Sistema Interligado Nacional Brasileiro [9]

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, o Brasil contava, em novembro de 2008, com 1.768 usinas em operação, que correspondem a uma capacidade instalada de 104.816 MW (megawatts) – número que exclui a participação paraguaia na usina de Itaipu. Do total de usinas, 159 são hidrelétricas, 1.042 térmicas abastecidas por fontes diversas (gás natural, biomassa, óleo diesel e óleo combustível), 320 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), duas nucleares, 227 centrais geradoras hidrelétricas (pequenas usinas hidrelétricas) e uma solar. Este segmento conta com mais de 1.100 agentes regulados entre concessionários de serviço público de geração, comercializadores, autoprodutores e produtores. [9]

O planejamento da expansão do setor elétrico, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevê a diversificação da matriz da energia elétrica, historicamente concentrada na geração por meio de fonte hidráulica. Um dos principais objetivos desta decisão é reduzir a relação de dependência existente entre volume produzido e condições hidrológicas (ou nível pluviométrico na cabeceira dos rios que abrigam estas usinas). Há poucos anos, as hidrelétricas representavam cerca de 90% da capacidade instalada no país. Em 2008, essa participação recuou para cerca de 74%. O fenômeno foi resultado da construção de usinas baseadas em outras fontes (como termelétricas movidas a gás natural e a biomassa) em ritmo maior que aquele verificado nas hidrelétricas. [9]

1.7. Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência

Em sistemas hidrotérmicos de geração, como é o caso do sistema brasileiro, a geração de origem hidrelétrica, que apresenta custo de combustível nulo, é complementada por geração de origem termelétrica, que apresenta um custo elevado devido ao alto custo do combustível empregado. O objetivo econômico do planejamento da operação é, portanto, substituir sempre que possível a geração de origem térmica por geração de origem hidráulica. Os recursos hidrelétricos de geração, representados pela água armazenada nos reservatórios, são limitados. A sua disponibilidade num dado momento depende do grau de sua utilização anterior, o que estabelece uma ligação entre as decisões operativas no tempo. Essa particularidade caracteriza o planejamento da operação como “dinâmico”. A questão que se coloca ao operador é quanto utilizar dos recursos hidrelétricos disponíveis no presente de modo a assegurar a menor complementação térmica no presente e no futuro, além da novidade contemplada nesse trabalho que considera não só o custo da operação como também o risco de déficit, que nada mais é que a probabilidade de a geração de energia não ser capaz de suprir a demanda, o que geraria um prejuízo ainda maior, não só graças ao valor da energia, mas também ao fato da falta da mesma. A decisão ótima deve, portanto equilibrar o compromisso entre o benefício presente do uso da água para geração hidrelétrica e o benefício esperado no futuro advindo do seu armazenamento, tudo medido em termos de economia de combustível termelétrico. [10]

Por outro lado, usinas hidrelétricas estando situadas em uma mesma bacia hidrográfica apresentam acoplamento operativo entre si. O parque hidrelétrico constitui um sistema “interconectado” de geração, ao contrário do parque termelétrico cujas unidades são independentes entre si. A quantidade total de energia gerada em uma usina hidrelétrica não se deve somente à água existente em seu próprio reservatório. Uma parte da energia que ela gera só é possível devido à água represada nos reservatórios de outras usinas. Essa influência ocorre tendo em vista que, ao ser construído, o reservatório de uma hidrelétrica passa a funcionar como se fosse uma caixa d’água para todas as demais usinas que estejam localizadas no mesmo rio, ou em algum de seus afluentes, no mesmo sentido do fluxo da água. Isso faz com que algumas usinas hidrelétricas possam gerar mais energia por serem beneficiadas pela existência dessas “caixas d’água”. [11]

A Figura 9 destaca o sistema da Bacia do Parnaíba onde operam, com acoplamento hidráulico, 23 usinas, sendo que o sistema brasileiro apresenta além dessas, mais 100 usinas, além da atual maior usina do mundo, a Usina binacional de Itaipu. Este trabalho basear-se-á na otimização de um sistema hidrotérmico representado pela usina de Emborcação.

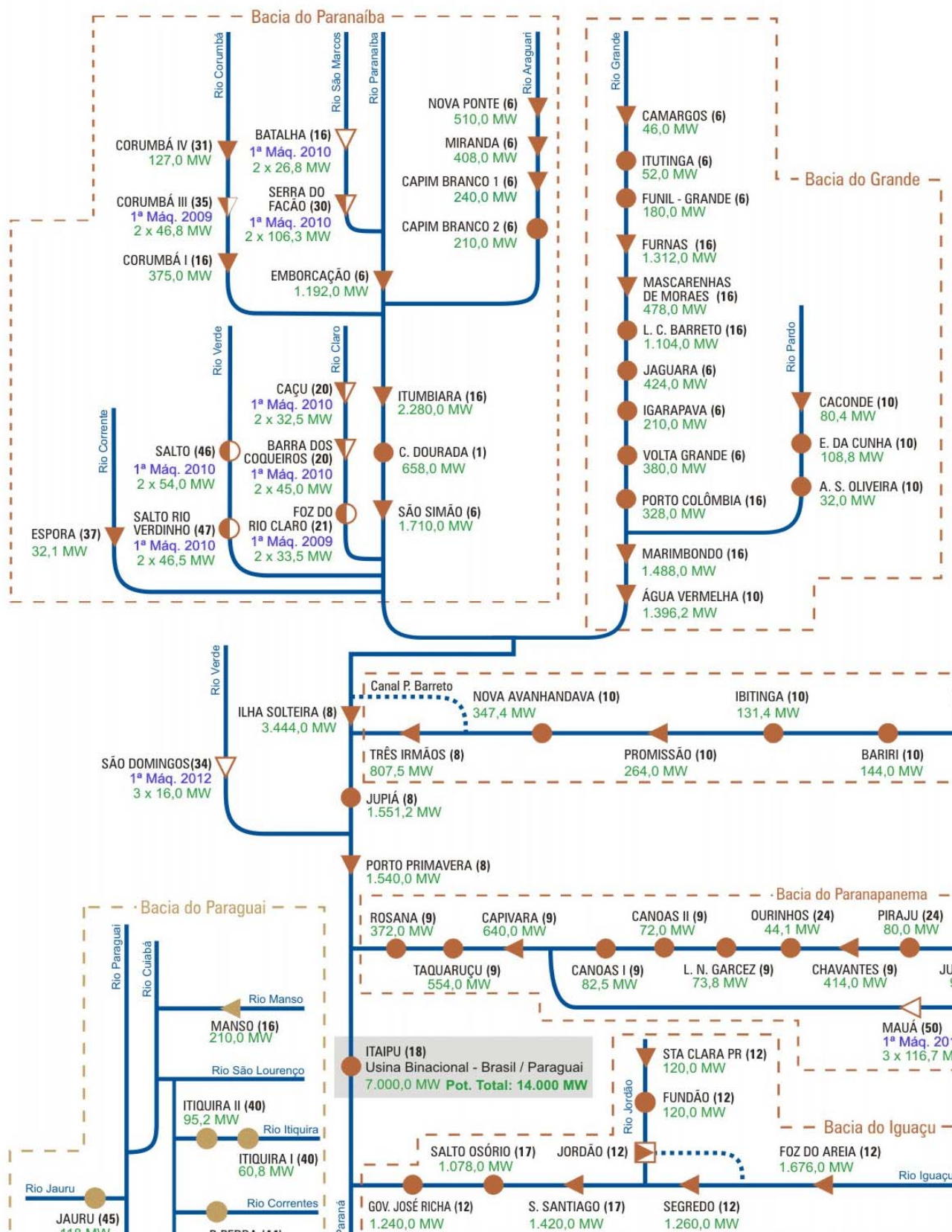


Figura 9: Diagrama esquemático das usinas hidrelétricas do SIN [12]

Outro aspecto que dificulta o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é a “incerteza” sobre as vazões afluentes futuras e a demanda de energia, os dois parâmetros exógenos do sistema. A incerteza das vazões faz com que toda a operação corra o risco da ineficiência. Se a decisão for manter os reservatórios cheios no presente prevendo um período próximo de estiagem e ao contrario ocorrer vazões elevadas no futuro, possivelmente será necessário verter o excedente de água, o que represente desperdício de energia, além de não caracterizar um despacho ótimo. Por outro lado, se a decisão for usar a água armazenada no reservatório da usina no presente e vierem a ocorrer vazões moderadas no futuro, será necessário elevar a complementação térmica utilizando um maior número de termelétricas, além da possível necessidade de utilização de usinas dispendiosas, ou até mesmo caracterizar a necessidade de cortar a demanda através de políticas de racionamento, podendo chegar à extremos como foi o caso do “Apagão” ocorrido nos anos de 2001 e 2002. Da mesma forma, porém em menor grau, alterações da demanda de energia elétrica prevista provocam desajustes na operação ótima do sistema. Assim o problema aqui abordado é essencialmente “estocástico”. [10]

As características de geração das usinas hidrelétricas assim como as termelétricas são “não linear”, principalmente a função atribuída ao custo de geração associado às usinas termelétricas, que nesse estudo é a chamada função objetivo, está é o foco, cujo programa de otimização faz a minimização, é bem representado por uma função de terceiro grau.

Assim pode-se dizer que o problema de planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro é classificado como um problema de otimização de um sistema dinâmico, interconectado, estocástico, não linear e de grande porte dado a extensão, a complexidade e o número de usinas que o SIN apresenta. [10]

1.8. Importância da Otimização

Os sistemas elétricos de potência são responsáveis por grande parte do fornecimento da energia consumida, ocupando uma posição de fundamental importância, tanto nos países desenvolvidos como naqueles em desenvolvimento.

A complexidade e os elevados custos envolvidos para um fornecimento adequado da energia elétrica levam à necessidade de estudos cuidadosos para o funcionamento adequado dos sistemas de energia elétrica. Entre os vários tipos de estudos necessários, abrangendo áreas diversas na operação destes sistemas, um deles está relacionado com as fontes primárias de suprimento de energia (hidráulica, nuclear, carvão, gás natural, etc.). Esta área de estudos busca definir como será a utilização da energia que será transformada em eletricidade, suas incertezas presentes e futuras, as quantidades disponíveis, seu gerenciamento e seus custos. Ela deve considerar também as condições em que será gerada a energia elétrica, ou seja, como a energia disponível será transformada em eletricidade, visando garantir o fornecimento da energia elétrica, de forma econômica e confiável. Desta forma, torna-se necessário planejar previamente como deverá ser a operação dos sistemas elétricos de potência, levando em conta desde condições futuras até a situação de momento, de forma a determinar os procedimentos a serem assumidos ao longo do horizonte de planejamento. Este é o chamado planejamento da operação dos sistemas elétricos de potência, o qual pretende determinar as decisões operativas mais apropriadas para o funcionamento adequado destes sistemas.

O planejamento deve avaliar, previamente, que comportamento terá o sistema, propor e analisar alternativas para a garantia do fornecimento de energia, avaliar custos de operação, encontrar a solução mais econômica, tudo isto podendo ser traduzido por uma operação otimizada do sistema. O planejamento da operação para sistemas de geração de energia elétrica, especificamente, é importante pelo fato dele agir sobre o suprimento da fonte energética, afetando diretamente dois itens fundamentais no funcionamento dos sistemas elétricos de potência: a garantia de fornecimento da energia elétrica, através do gerenciamento apropriado da disponibilidade da fonte primária; e o custo associado a este fornecimento energético, dado, principalmente, pelo custo do combustível consumido. Este custo de operação, geralmente, envolve cifras vultuosas, de tal forma que um pequeno aperfeiçoamento na operação pode significar uma economia considerável.

Em sistemas hidrotérmicos com grande participação de geração hidroelétrica, como é o caso do sistema brasileiro, a geração de origem hidroelétrica, que tem custo de “combustível” nulo, é complementada por geração de origem termoelétrica, que tem custo de combustível elevado. Portanto, o objetivo econômico do planejamento da operação é substituir, na medida do possível, a geração de origem termoelétrica por geração de origem hidroelétrica. Isto equivale a determinar um cronograma ótimo de

geração, a cada intervalo, de modo que o sistema atenda a demanda de forma confiável, buscando minimizar o custo esperado da operação durante o período de planejamento, definindo uma estratégia adequada de complementação térmica. Como resultado obtém-se os comportamentos “ótimos” do sistema hidrotérmico, tais como trajetórias dos volumes armazenados nos reservatórios, turbinagens e geração hidráulica de cada usina, complementação térmica e energia armazenada de cada usina e do sistema.

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos visa determinar uma estratégia de geração em cada usina que minimize o valor esperado dos custos operativos no período de planejamento. Incluem-se nestes custos os gastos com os combustíveis das usinas termoelétricas, eventuais compras de energia de sistemas vizinhos e os custos de não atendimento à carga, chamado “custo de déficit.

Um outro aspecto que dificulta o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é a incerteza sobre as vazões afluentes futuras e a demanda de energia. A incerteza das vazões faz com que toda operação corra o risco da ineficiência. “Acreditando-se” que as vazões futuras serão baixas, haverá a tendência de intensificar o uso atual de fontes mais caras de geração (usinas termoelétricas). Este procedimento visa evitar níveis baixos nos reservatórios, ocasionando situações mais drásticas no futuro. Se esta decisão é tomada e vazões afluentes baixas forem observadas, a operação terá sido eficiente. No entanto, se vazões afluentes altas são observadas, não haverá espaço nos reservatórios para armazenar os excessos e vertimentos indesejáveis acontecerão, representando um desperdício de energia que foi guardada. Por outro lado, “acreditando-se” que as vazões futuras serão altas, haverá a tendência de intensificar o uso da água armazenada nos reservatórios, evitando vertimentos no futuro. Se esta decisão é tomada e as vazões afluentes forem elevadas, a operação terá sido eficiente. Todavia, se as vazões forem baixas, não haverá água suficiente para o sistema atender à demanda e poderá ser necessário utilizar geração térmica, ou comprar energia de sistemas vizinhos, ou mesmo cortar a demanda através de políticas de racionamento caracterizando um déficit de energia. A Figura 10 ilustra o cronograma de decisão para sistemas hidrotérmicos de geração. Da mesma forma, embora em menor grau, alterações da demanda prevista de energia elétrica, provocam desajustes na operação ótima do sistema.



Figura 10: Cronograma de decisões para sistemas hidrotérmicos de potência

1.9. Software otimizador oficial NEWAVE

Atualmente o operador do sistema utiliza um software para fazer o despacho das usinas de maneira otimizada, esse software leva o nome de NEWAVE, desenvolvido pela Cepel, ele representa o parque hidroelétrico de forma agregada e o cálculo da política de operação baseia-se em Programação Dinâmica Dual Estocástica. O modelo é composto por quatro módulos computacionais:

1. módulo de cálculo do sistema equivalente – Calcula os subsistemas equivalentes de energia: energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias controláveis e energias fio d'água, parábolas de energia de vazão mínima, energia evaporada, capacidade de turbinamento, correção da energia controlável em função do armazenamento, perdas por limite de turbinamento nas usinas fio d'água, geração hidráulica máxima e energia associada ao desvio de água à montante de uma usina hidroelétrica.
2. módulo de energias afluentes - Estima os parâmetros do modelo estocástico e gera séries sintéticas de energias afluentes que são utilizadas no módulo de

cálculo da política de operação hidrotérmica e para geração de séries sintéticas de energias afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação da operação.

3. módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica - Determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, tendo em conta as incertezas nas afluições futuras, os patamares de demanda, a indisponibilidade dos equipamentos.
4. módulo de simulação da operação - Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de seqüências hidrológicas, falhas dos componentes e variações da demanda. Calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, dos custos marginais, o risco de déficit, os valores médios de energia não suprida, de intercâmbio de energia e de geração hidroelétrica e térmica. [13]

O Risco de Déficit é o risco que o sistema apresenta, dado um cenário de afluições, de não conseguir atender a demanda. Atualmente essa variável é apresentada pelo NEWAVE como um resultado da otimização, e é aceitável para níveis menores que 5%, ou seja, quando o software informa o Risco de Déficit como sendo maior que 5% é caracterizada a necessidade de alguma intervenção, seja com a construção de novas usinas, ou em caso da constatação de risco a curto prazo, com políticas de racionamento de energia, para enquadrar a variável novamente abaixo dos esperados 5%.

A proposta desse trabalho de conclusão de curso é apresentar um modelo de otimização que utilize uma ferramenta que o NEWAVE não apresenta que é considerar o Risco de Déficit no momento da otimização, ou seja, será inserido no software uma restrição que deve controlar o Risco de Déficit, permitindo que este deixe de ser uma saída passando a ser um dado de entrada. Dessa forma, supondo um dado cenário de afluições tal que o NEWAVE retornasse ao operador um Risco de Déficit maior que 5%, o software proposto pode limitar o risco em 5% (valor informado pelo operador ou outro qualquer que se queira) e apresentar um despacho diferenciado que atenda essa especificação de risco. Com a implementação do modelo serão feitas análises do comportamento do sistema para possibilitar o entendimento da resposta do sistema em relação ao controle do risco de déficit.

2. Embasamento teórico

2.1. Energia hidrelétrica

A primeira hidrelétrica do mundo foi construída no final do século XIX – quando o carvão era o principal combustível e as pesquisas sobre petróleo ainda engatinhavam – junto às quedas d'água das Cataratas do Niágara. Até então, a energia hidráulica da região tinha sido utilizada apenas para a produção de energia mecânica. Na mesma época, e ainda no reinado de D. Pedro II, o Brasil construiu a primeira hidrelétrica, no município de Diamantina, utilizando as águas do Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, com 0,5 MW (megawatt) de potência e linha de transmissão de dois quilômetros. Em pouco mais de 100 anos, a potência instalada das unidades aumentou significativamente chegando a 14 mil MW, como é o caso da binacional Itaipu, construída em parceria por Brasil e Paraguai e hoje a maior hidrelétrica em operação do mundo. Mas, o princípio básico de funcionamento para produção e transmissão da energia se mantém inalterado. O que evoluiu foram as tecnologias que permitem a obtenção de maior eficiência e confiabilidade do sistema.

As principais variáveis utilizadas na classificação de uma usina hidrelétrica são: altura da queda d'água, vazão, capacidade ou potência instalada, tipo de turbina empregada, localização, tipo de barragem e reservatório. Todos são fatores interdependentes. Assim, a altura da queda d'água e a vazão dependem do local de construção e determinarão qual será a capacidade instalada que, por sua vez, determina o tipo de turbina, barragem e reservatório.

Existem dois tipos de reservatórios: acumulação e fio d'água: os primeiros, geralmente localizados na cabeceira dos rios, em locais de altas quedas d'água, dado o seu grande porte permitem o acúmulo de grande quantidade de água e funcionam como estoques a serem utilizados em períodos de estiagem. Além disso, como estão localizados a montante das demais hidrelétricas, regulam a vazão da água que irá fluir para elas, de forma a permitir a operação integrada do conjunto de usinas, não obstante, também são utilizadas para o controle das cheias, podendo evitar ou minimizar alguns desastres. As unidades a fio d'água geram energia com o fluxo de água do rio, ou seja, pela vazão com mínimo ou nenhum acúmulo do recurso hídrico.

A queda d'água, no geral, é definida como de alta, baixa ou média altura. O Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (Cerpch, da Universidade Federal de Itajubá – Unifei) considera baixa queda uma altura de até 15 metros e alta queda, superior a 150 metros. Mas não há consenso com relação a essas medidas. A potência instalada determina se a usina é de grande ou médio porte ou uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH). A Aneel adota três classificações: Centrais Geradoras Hidrelétricas (com até 1 MW de potência instalada), Pequenas Centrais Hidrelétricas (entre 1,1 MW e 30 MW de potência instalada) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE, com mais de 30 MW). O porte da usina também determina as dimensões da rede de transmissão que será necessária para levar a energia até o centro de consumo. Quanto maior a usina, mais distante ela tende a estar dos grandes centros. Assim, exige a construção de grandes linhas de transmissão em tensões alta e extra-alta (de 230 kV a 750 kV) que, muitas vezes, atravessam o território de vários Estados. Já as PCHs e CGHs, instaladas junto a pequenas quedas d'águas, no geral abastecem pequenos centros consumidores inclusive unidades industriais e comerciais e geralmente não necessitam de instalações tão sofisticadas para o transporte da energia. [2]

2.2. Geração de energia na usina hidrelétrica

Dentre as fontes energéticas exploradas atualmente, a hidroeletricidade destaca-se por ser um recurso renovável, não poluente, sem resíduos e que permite sua reutilização a jusante, para fins distintos, ou mesmo a geração de energia em outra usina. Os recursos hidráulicos são, onde esse potencial existe, os mais econômicos e promissores entre as alternativas energéticas convencionais.

Para que a energia gerada pelas usinas hidrelétricas possa ser calculada faz-se necessário a modelagem da mesma, esse é um processo pelo qual as usinas são representadas através de conjuntos de equações matemáticas para possibilitar a utilização de softwares computacionais na operação, planejamento e otimização destas usinas.

Assim, para desenvolver um modelo matemático para uma usina hidroelétrica, deve-se, inicialmente, definir as necessidades desse modelo, quais são as entradas e as saídas.

O modelo matemático de uma usina, focado em aspectos energéticos, deve representar a função de geração da usina, isto é, uma função que relaciona variáveis mensuráveis do aproveitamento à energia gerada. Estas variáveis mensuráveis são: o volume de água armazenado no reservatório e as vazões, turbinada e vertida. A partir destas variáveis, deve-se determinar a energia gerada pela usina, tal como ilustrado na Figura 11.

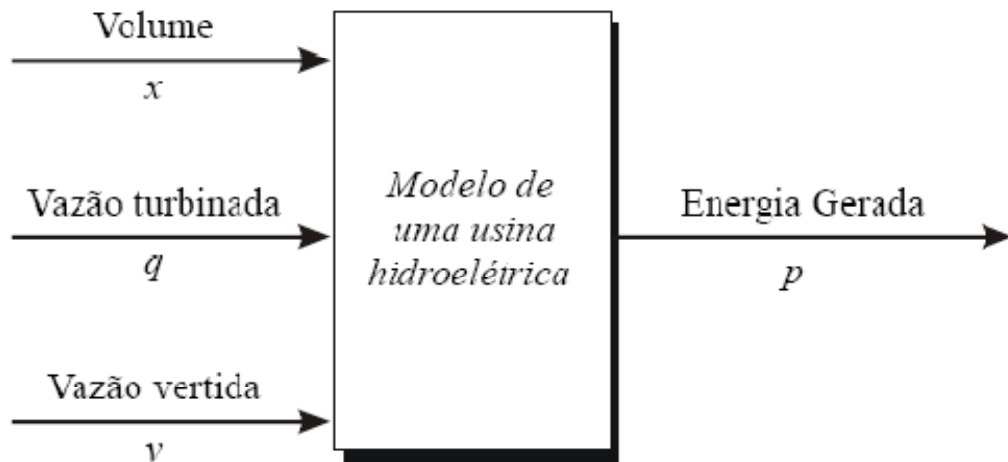


Figura 11: Visão simplificada de um modelo de usina hidrelétrica

Para facilitar o entendimento deste modelo matemático, os componentes principais de uma usina hidrelétrica são ilustrados na Figura 12, que apresenta o esquema de uma usina hidrelétrica e as variáveis relevantes que compõem o modelo.

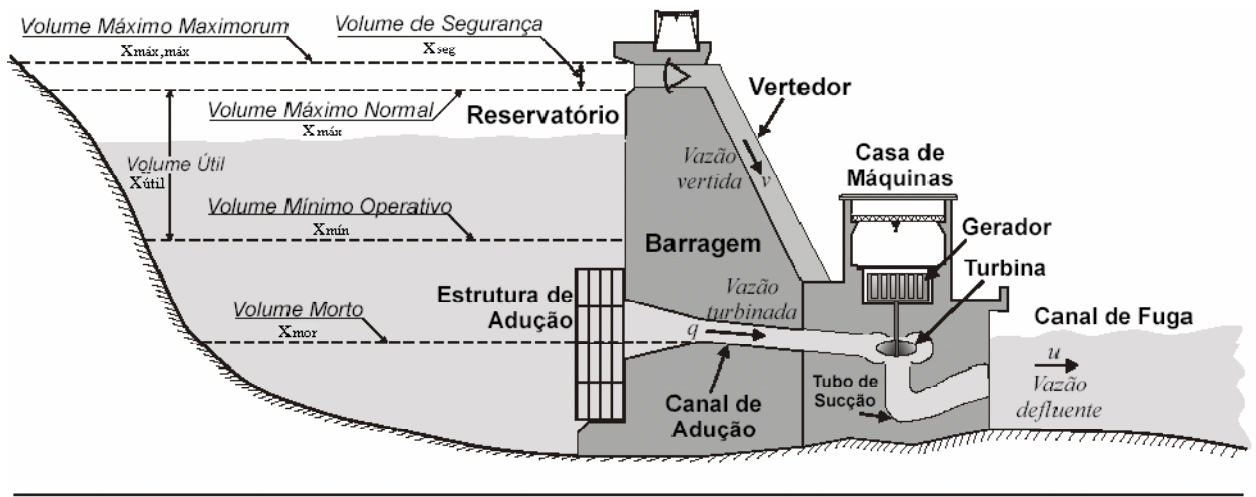


Figura 12: Esquema de uma usina hidrelétrica

Na Figura 12 são expostas algumas variáveis relevantes:

- X_{mor} : é o volume morto do reservatório, em hm^3 . Este é o volume de água armazenado abaixo do nível mínimo do canal de adução e que não pode ser aproveitado na geração, este faz parte da construção da barragem;

- X_{\min} : é o volume mínimo operativo, em hm^3 . É o mínimo volume de água necessário para que a usina possa gerar energia. Normalmente está associado à altura mínima na qual a turbina pode operar ou ao nível necessário do reservatório para manter as estruturas de adução submersas;

- X_{\max} : é o volume máximo operativo, em hm^3 . É o volume máximo de água que o reservatório pode armazenar em condições normais de operação;

- $X_{\text{útil}}$: é a diferença entre os volumes operativos, máximo e mínimo, em hm^3 . Esta é a variação máxima utilizada na geração de energia;

- $X_{\max, \max}$: é o volume máximo maximorum, em hm^3 . É o volume máximo extremo que o reservatório pode armazenar sem que haja comprometimento da estrutura da barragem. Este volume é atingido apenas em condições anormais de operação, tais como grandes cheias;

- X_{seg} : é o volume de segurança, em hm^3 . É a diferença entre o volume máximo maximorum e o volume máximo operativo. É como se fosse um “espaço vazio” que pode ser preenchido em condições anormais ou de emergência quando há excesso de água. Dessa forma, o volume de segurança tem a finalidade de reservar uma faixa de segurança na operação do reservatório para o controle de cheias;

- q : é a vazão turbinada, em m^3/s . É a vazão que efetivamente gera energia, fluindo do reservatório à casa de máquinas através do canal de adução, e fazendo com que as turbinas girem para acionar os geradores;

- v : é a vazão vertida, em m^3/s . É a vazão que flui diretamente do reservatório para o rio, através do vertedouro, sem passar pela casa de máquinas e sem gerar energia. É vista como desperdício, porém mostra-se necessário em alguns casos para que sejam satisfeitas restrições de vazão defluente máxima da usina, ou para controlar o nível d'água do reservatório, em situações em que a capacidade de geração de energia não é suficiente para extravasar o fluxo de água que chega ao reservatório;

- u : é a vazão defluente, em m^3/s . É a soma das vazões turbinada e vertida.

Os principais componentes de uma usina hidroelétrica, ilustrados na Figura 12, estão listados a seguir:

- **Barragem**: é uma barreira que tem a finalidade de represar a água, conseqüente forma o reservatório, ela aumenta a altura de queda d'água o que em muitas usinas brasileiras é essencial para a produção de energia, uma vez que, devido ao relevo suave, estas não possuiriam altura de queda razoável.

•**Canal de adução:** é a tubulação que conduz a água armazenada no reservatório para as turbinas. Normalmente, na entrada do canal de adução existe uma estrutura composta por grades para evitar que objetos entrem no canal e atinjam as turbinas, danificando-as. Também há, na entrada do canal de adução, comportas que são fechadas para que as turbinas possam passar por manutenção;

•**Vertedouro:** é o canal por onde a água em excesso é liberada. Ele é dimensionado levando-se em conta as vazões do passado e estudos estatísticos, baseados no histórico de vazões, de forma a prever uma possível grande cheia (calcula-se a chamada cheia decamilenar, isto é, a maior cheia em 10.000 anos de forma estatística). O vertimento pode ser considerado uma operação de segurança. A água que não pode ser utilizada na geração de energia e que não pode ser armazenada no reservatório deve retornar ao rio, a fim de não comprometer a estrutura física da barragem. Em outros casos, o vertedouro é utilizado para manter vazões mínimas à jusante do reservatório quando o nível de carga é baixo e as vazões turbinadas não são suficientes para satisfazer tais restrições;

•**Casa de máquinas:** é o local onde estão localizados os geradores elétricos, as turbinas hidráulicas, os reguladores, os painéis e outros equipamentos responsáveis pela transformação de energia potencial hidráulica em energia elétrica.

•**Canal de fuga:** é um canal que conduz a água, utilizada na geração de energia, de volta ao rio. O nível do canal de fuga (sua cota em relação ao nível do mar) vai definir, juntamente com o nível do reservatório, a altura de queda da água na usina.

2.3. Modelagem de uma usina hidrelétrica

Uma vez exposto os componentes e as variáveis pertinentes a uma usina hidrelétrica é possível montar a modelagem matemática de uma usina. Essa modelagem a ser apresentada é a utilizada neste trabalho.

2.3.1. Altura de queda

A altura de queda bruta, " h_b ", é a diferença de altura entre os níveis de água do reservatório e do curso do rio a jusante ou do canal de fuga, e a altura de queda líquida, " h_l ", é a queda bruta subtraída da perda de carga, " h_p ".

Para estabelecer uma referência comum a todas as usinas hidroelétricas, estes níveis d'água são usualmente expressos em relação ao nível do mar

O nível a montante, " h_{mon} ", é uma função não-linear do volume total de água armazenado no reservatório, em hm^3 . Costuma-se utilizar polinômios para apresentar esta função. Ela depende, basicamente, do relevo da região na qual o reservatório foi construído. O nível a jusante " h_{jus} ", também é uma função não linear representada por polinômios que dependem de " u ", a vazão defluente da usina expressa em m^3/s , porém parra esse trabalho ela foi considerada constante, pois sua variação não leva a grande impactos nos resultados. A Equação 1 descreve o comportamento da altura líquida em relação ao balanço hídrico.

$$h_l = -h_p - h_{jus} - a^0 + a^1x - a^2x^2 + a^3x^3 - a^4x^4 \quad (1)$$

Onde " h_p ", " h_{jus} " são respectivamente a altura das perdas e a altura no canal de fuga em relação ao nível do mar, a^0 , a^1 , a^2 , a^3 e a^4 são as constantes do polinômio que descrevem o comportamento do nível de água no reservatório. Todas essas constantes relacionadas às usinas são encontradas em um banco de dados chamado SIPOT.

2.3.2. Produção hidráulica

A função da produção hidráulica também varia de usina pra usina, e apresenta a seguinte forma:

$$g_k = k \cdot h_l \cdot q \quad (2)$$

Onde “ q ” é a vazão turbinada, ou seja, o volume de água que atravessa as turbinas naquele instante e “ k ” é uma constante que agrega várias outras constantes como rendimento da turbina e do gerador, a aceleração da gravidade e constantes de conversão de unidades.

2.3.3. Balanço hídrico

Essa equação determina qual o volume de água haverá no reservatório no período subsequente, para esse tipo de estudos os períodos são divididos em meses.

$$x(i + 1) = x(i) + k_1 \cdot (af(i) - u(i)) \quad (3)$$

$$u(i) = q(i) + v(i) \quad (4)$$

O volume armazenado no reservatório no período posterior a “ i ” é o volume atual mais a afluência desse período subtraída da vazão defluente desse mesmo período, ambas multiplicadas por uma constante característica da usina. Em alguns casos nesse balanço hídrico também é considerado a água evaporada no reservatório.

2.4. Energia Termelétrica

O processo fundamental de funcionamento das usinas termoelétricas não se diferencia das usinas hidráulicas, ele baseia-se de uma turbina que é acoplada a um gerador por meio de um eixo, a diferença está na turbina, a hidráulica é movida pela força das águas, já a térmica é movida por um fluido que produzirá, em seu processo de expansão, trabalho em turbinas térmicas. Este fluido, em geral utiliza-se água, é aquecido em uma caldeira que muda seu estado físico, de líquido para vapor, aumentando seu volume, esse volume aumentado passa pela turbina realizando grande quantidade de trabalho convertido em energia mecânica. Após a turbina, o fluido é resfriado em grandes radiadores para retornar ao estado líquido ocupando um menor volume, então ele é bombeado de volta para a caldeira fechando-se o ciclo. O que diferencia as usinas quanto ao combustível é o tipo da caldeira, podendo ser aquecida com gás, carvão mineral, óleo diesel ou até energia nuclear.

O modelo de um sistema termoelétrico deve considerar as diversas classes de usinas termoelétricas classificadas conforme os custos de operação (tipos de combustíveis), restrições de geração mínima e máxima de cada usina, tempo de ligamento e desligamento, restrições de rampa de carga, eficiência das caldeiras e dos conjuntos turbina/gerador, indisponibilidade forçada e programada, etc.

2.5. Formação do preço da energia

O custo total de operação de uma usina termelétrica inclui o custo de compra do combustível e os custos de mão de obra, estoques de combustível e manutenção. Como os custos de mão de obra, estoques e manutenção são independentes da geração de energia, assume-se que estes custos são fixos. O custo de operação de uma usina é modelado como uma função convexa e crescente da geração térmica, sendo aproximado com grande fidelidade por um polinômio de terceiro grau, baseado na curva da taxa térmica incremental da usina, que dá a relação MJ/MWh da mesma. Esta relação informa a quantidade necessária de combustível, em energia (MJ), para que a usina gere 1 MWh. A Figura 13 apresenta a forma típica da função de custo total de operação de uma usina termoelétrica (ψ).

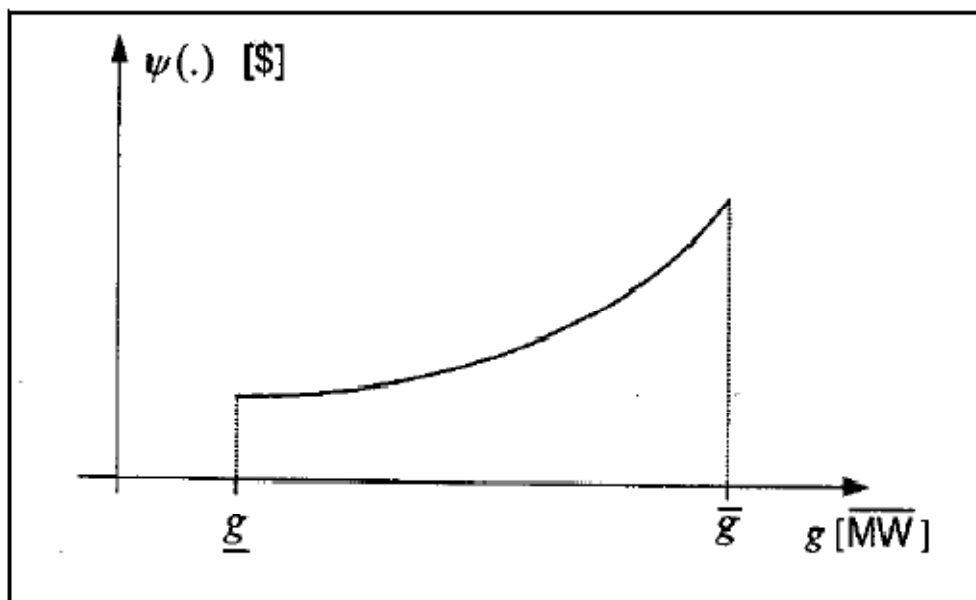


Figura 13: Curva típica da função de custo de uma usina termelétrica

Além da taxa térmica incremental, um parâmetro relevante na caracterização físico-operativa de unidades termoelétricas é a representação gráfica de seu consumo incremental ou de seu custo incremental, que representa sua taxa de aumento de consumo de combustível ou de seu custo de operação, em função de um aumento incremental da geração.

A equação que descreve o custo da energia termelétrica tem enorme importância neste trabalho, pois é ela que representa o custo da operação e é a função objetivo, a qual o software procura minimizar, para conseguir um despacho com menor custo global.

$$CO = k_c \cdot GT^3 \quad (5)$$

O custo de geração da energia térmica é considerado como o Custo da Operação, pois considera-se para efeito de estudos que o custo da geração hidrelétrica é nulo.

Porém, para efeito de mercado, o valor da energia não é considerado em cima desse custo, mas o preço da energia se forma baseado no Custo Marginal de Operação, que é o valor gasto para gerar um mega watt a mais que a geração do momento.

O Custo Marginal de Operação, chamando de CMO é a derivada do Custo da Operação (CO) em relação à geração.

$$CMO = \frac{\partial CO}{\partial GT} \quad (6)$$

Fazendo a substituição temos:

$$CMO = 3 \cdot k_c \cdot GT^2 \quad (7)$$

A constante “ k_c ” é característica da usina, como neste trabalho a usina termelétrica é apenas uma usina genérica, onde a energia térmica, encontrada a partir da Equação 8, tem caráter complementar.

$$g_T = 0,65 \cdot 1192 - g_H \quad (8)$$

O intuito desse trabalho é realizar os testes aproximando o modelo o máximo possível do mercado real, portanto a constante “ k_c ” que ajusta o custo da operação precisa ser tal que os custos reflitam um valor próximo do praticado no mercado.

Para isso foi utilizada a estratégia de deduzir o valor da constante “ k_c ” a partir do custo marginal de operação, pois valor da energia no mercado estimado a partir do CMO e atualmente o valor da energia para a afluência igual à MLT (Média de Longo Termo) varia em torno de R\$150,00. Sendo assim, foi feito um teste utilizando a MLT como afluência, Com a geração térmica média encontrada e a Equação 9 deduzida a partir da 7 foi encontrado o valor da constante “ k_c ”

$$k_c = \frac{CMO}{3 \cdot \overline{GT}^2} \quad (9)$$

Onde a geração térmica média é dada pela simples média aritmética dada pela Equação 10.

$$\overline{GT} = \frac{1}{i} \sum_1^i GT_i \quad (10)$$

Substituindo os valores de geração térmica fornecido pelo LINGO, e o CMO por R\$150,00 obtivemos $k_c=0,00125$. Esse valor foi utilizado em todos os testes.

A Média de Longo Termo citada anteriormente, mais conhecida com MLT, é uma média das afluências mensais, ou seja, com ela é criado um cenário em que a afluência de cada mês é a média das afluências daquele mês durante todo o período no qual se tem histórico. O histórico utilizado para obter a MLT é de 1931 a 2007. A Equação 11 mostra como a MLT é encontrada.

$$MLT_i = \frac{1}{j} \sum_1^j AF_{ij} \quad (11)$$

Onde AF é a afluência mensal, i é o índice relativo aos meses (de janeiro a dezembro) e j é o número de anos do histórico.

Qualquer que seja o tipo de usina termelétrica, sua representação nos estudos de planejamento da geração é feita através de suas características físicas e restrições operativas, tais como potência máxima, combustível usado, consumo específico, taxa de tomada de carga e nível mínimo operativo. Os níveis mínimos operativos, por exemplo, de usinas termelétricas, usualmente representados em estudos de planejamento energético, podem ser decorrentes de diferentes fatores. Podem estar ligados às próprias características físicas das usinas, como manutenção da estabilidade do ciclo termodinâmico, ou do consumo de combustível secundário nas usinas a carvão. Podem, também, estar relacionados a problemas de estabilidade

na rede elétrica. Há ainda usinas a carvão que tem um consumo mínimo de combustível contratado com seu fornecedor, para assegurar a continuidade de exploração das minas.

A geração termoelétrica no Brasil tem o caráter complementar, sendo utilizada, principalmente, em situações hidrológicas desfavoráveis.

2.6. Risco de Déficit

Para explicar o que é Risco de Déficit, é necessário primeiramente introduzir o conceito de déficit de energia que nada mais é que a falta da mesma, ou seja, quando a demanda de energia ultrapassa a capacidade de geração em um determinado momento existe um déficit de energia.

O risco de déficit é a probabilidade de ocorrer o déficit expressa em porcentagem.

Atualmente o operador do sistema utiliza um software chamado NEWAVE para realizar a otimização do despacho das usinas integradas ao SIN, esse software, junto com a operação otimizada do sistema, fornece a informação de qual será o risco de déficit para esta operação.

Para fornecer essa informação o NEWAVE gera séries sintéticas de afluência. Estas séries sintéticas são volumes de afluências gerados virtualmente baseados no histórico de afluências. Ou seja, cada série de afluência gerada tem a mesma probabilidade de ocorrer quanto uma série do histórico.

A partir dessas séries, o NEWAVE encontra um conjunto de características de operação, esse conjunto contém dados de vazão, volume, geração hidrelétrica e térmica dentre outros que melhor se encaixam nas séries de modo que o sistema opere com o menor custo possível. Dentre as séries geradas existem algumas com afluência muito baixa e para estas é possível que a geração não seja capaz de atender a demanda caracterizando o déficit, a quantidade de séries onde a geração não é capaz de atender a demanda em relação ao total de séries expressa em porcentagem é o risco de déficit.

Neste trabalho para calcular o risco de déficit foram utilizadas 77 séries de afluência obtidas do histórico, todo ele, desde 1931 até 2007. A partir das quais, de maneira semelhante ao NEWAVE, é encontrado o conjunto de características que proporciona menor custo global de operação. Neste modelo, existem duas fontes de energia, uma hidrelétrica representando a usina hidrelétrica de Emborcação e uma térmica complementar, de modo que a geração térmica complementa hidrelétrica para que somadas elas atendam a demanda, porém a energia de fonte térmica não tem restrições de geração máxima, fato que impede a ocorrência de um déficit de energia. Desta forma, para simular a ocorrência de um déficit de energia, é necessário, após feita a otimização, estipular um teto para a geração termelétrica e então encontrar quais as séries de afluência que necessitam de uma geração maior que este teto, e caracterizá-las como déficit, então sabendo quantas são estas séries, determina-se qual o risco de ocorrência de déficit em porcentagem para o total de 77 séries.

A inovação proposta pelo modelo desenvolvido neste trabalho é de possibilitar a realização do controle do risco de déficit, ou seja, que o software consiga determinar uma operação para o sistema diferente da ótima, a partir da introdução do risco de déficit que se queira obter.

Foram cogitadas várias maneiras de se fazer o controle do risco, alguns métodos foram implementados e vários testes foram realizados, porém não foi possível obter resultados satisfatórios.

A maneira encontrada para possibilitar o controle do déficit foi através da implementação de uma teoria proposta por Jorg Doege, Hans-Jacob Luithi e Philippe Schiltknecht em um artigo chamado Risk Management of Power Portfólios and Valuation of Flexibility (Gestão de Risco para Sistemas de Potência e Avaliação de Flexibilidade) publicado no ano de 2005.

Atualmente no mercado financeiro a mais famosa ferramenta utilizada para a realização do controle do risco é o Valeu-at-Risc, (VaR), porém essa não é uma boa escolha para fazer o controle de risco do mercado de energia. Para os sistemas computacionais é mais fácil a utilização do Conditional Value-at-Risc (CVaR), essa ferramenta de medição de risco tem propriedades suficientemente coerentes para a realização do controle do risco. [14]

O VaR, é o valor do risco, ele representa o valor do custo a partir do qual os valores maior que este caracterizam déficit e CVaR é a média dos custos maiores que o VaR. Esta ferramenta necessita da determinação da porcentagem de risco com a qual se deseja trabalhar o β , a partir do qual se determina VaR_β e $CVaR_\beta$. A porcentagem β representa quantos do total de casos podem apresentar déficit.

A Figura 14 a seguir ilustra quais são essas variáveis.

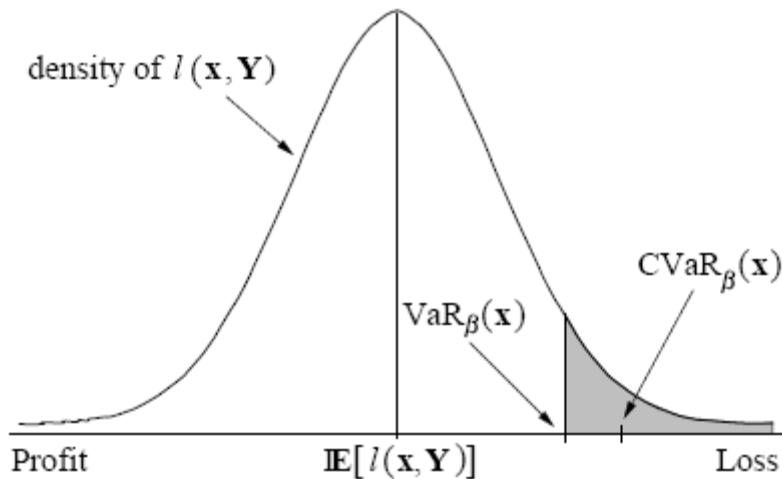


Figura 14: Curva de densidade de probabilidade

A Figura 14 mostra uma curva de densidade de probabilidades onde o eixo horizontal representa o custo. Dado β , que estipula quantos do total de casos pode apresentar déficit, o VaR_β é encontrado tal que todos e somente os casos que caracterizam déficit tem custo superior que VaR_β . O $CVaR_\beta$ representa a média dos custos dos valores maiores que VaR_β .

$$CVaR_\beta = \frac{1}{n \cdot \beta} \cdot \sum_j Cd_j \quad (12)$$

$$Cd_j = C_j > VaR_\beta \quad (13)$$

$$VaR_\beta = C_j \quad (14)$$

Onde C_j é o custo do $(n \cdot \beta)^{ésimo}$ maior custo, n é o número de custo e $j = 1, 2 \dots n$.

Para realização do controle do risco de déficit no modelo, foi necessário fazer a inclusão das restrições apresentadas abaixo pelas nas Equações 15, 16, 17 e 18.

$$VaR + \frac{1}{n \cdot \beta} \cdot \sum_j z_j \leq CVaR_c \quad (15)$$

$$Cano_j = \sum_i C_i \quad (16)$$

$$z_j \geq Cano_j - VaR \quad (17)$$

$$z_j \geq 0,0 \quad (18)$$

Onde $Cano_j$ é o custo total de geração para um ano, a variável z_j é uma auxiliar, ela representa o custo do déficit, $CVaR_c$ é o CVaR de controle, esta é a variável com a qual o operador deve trabalhar para conseguir minimizar o risco, pois diminuindo está, o risco também diminui.

2.7. O programa Lingo

LINGO é uma ferramenta completa, projetada para tornar a construção e resolução de modelos de otimização linear, não linear e inteiro mais rápido, mais fácil e eficiente. LINGO fornece um pacote completamente integrado que inclui uma poderosa linguagem para expressar modelos de otimização, um ambiente cheio de recursos para a construção e edição de problemas, e um conjunto de soluções rápidas embutido.

O LINGO é um software desenvolvido por uma empresa norte americana chamada SINDO systems.

Definindo o padrão em software de otimização há mais de 21 anos, LINDO Systems tem sido um líder no fornecimento rápido, fácil de usar ferramentas para otimização matemática. Dia após dia, otimizadores LINDO Systems fornece respostas críticas para milhares de empresas ao redor do mundo. Nossos produtos de programação linear, programação inteira, programação não-linear e programação quadrática estão em uso em mais de metade das empresas Fortune 500 - incluindo 23 das top 25.

Constantemente antecipando as necessidades do usuário, LINDO é a pioneira no desenvolvimento de programação linear e software de programação não-linear para PC, assim como o software de otimização em planilhas.

Desenvolvimento contínuo e rigorosos testes são as formas de manter a posição como inovadores em ferramentas de modelagem de otimização.

A escolha desse software deu-se por conta da sua prévia utilização no curso de Geração de Energia Elétrica – SEL 0336, onde foi realizado um trabalho que consistia na otimização do despacho de uma ou mais usinas em um sistema hidrotérmico de energia, que é exatamente o que trata esse trabalho de conclusão de curso, a menos das inovações propostas.

Esse software é de simples implementação, pois sua linguagem é muito próxima da linguagem matemática convencional onde basta apresentar a função objetivo, seguida das restrições. [15]

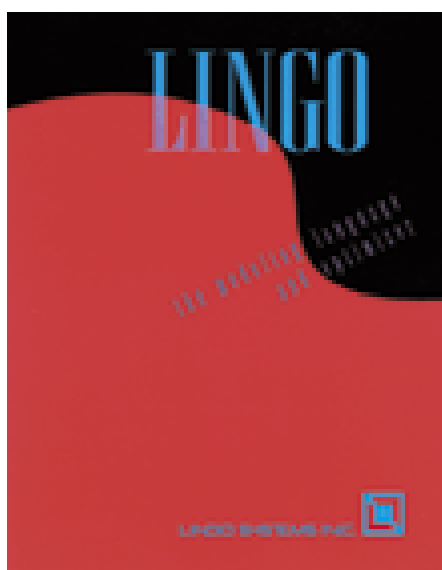


Figura 15: Capa do programa Lingo

3. Resultados e Discussões

3.1. Operação da usina de Emborcação

Um dos objetivos deste trabalho é o foco que um trabalho de conclusão de curso deve apresentar: diminuir a distância entre a academia e a realidade. Para isso foi preciso utilizar parâmetros de uma usina real, de preferência uma de certa relevância e em operação.

Para realização desse trabalho foi escolhida a usina de Emborcação localizada no Rio Paranaíba, na cidade de Araguari em Minas Gerais. Essa usina é de propriedade da Cemig, apresenta uma potência instalada de 1.192 MW, contando com quatro unidades geradoras. O volume máximo e mínimo de sua barragem são respectivamente de 17.190 e 4.669 hm³, a vazão máxima é 1048,00 e a mínima de 77,00 m³/s, a energia firme é de 5.139,75 GWh e a média de 4.658,57 GWh. Essa é uma usina com reservatório, ou seja, é possível fazer a regulação do nível de água podendo reservar água para períodos secos ou gerar mais energia turbinando a água armazenada sabendo que ocorrerá um período chuvoso e que o reservatório voltará a encher.

Com o intuito de aproximar ainda mais o modelo estudado ao cenário elétrico real, foram feitas algumas considerações:

Atualmente a demanda de energia nacional é aproximadamente 65% da potência total instalada das usinas hidrelétricas, portanto a demanda considerada na realização dos testes é de 65% de 1.192 MW, que é a potência instalada da usina de Emborcação.

O custo da operação também foi aproximado do real, para isso, foi utilizada uma técnica regressiva. Atualmente para um cenário com afluência apresentando 100% da MLT o valor da energia praticado atualmente no mercado é de aproximadamente R\$ 150,00. Para obter o preço da energia praticado no Mercado Livre utiliza-se o Custo Marginal de Operação, portanto, com o uso da Equação 9 é possível ajustar o modelo para aproximá-lo da realidade vivida pelo mercado.

Para encontrar o valor da constante multiplicadora k_c , foi preciso fazer uma simulação de otimização com 100% da MLT, encontrar a geração térmica média \overline{GT} , então, utilizando o caminho inverso, através da Equação 9 foi encontrada a constante multiplicadora k_c .

Após a realização dessas aproximações pode-se afirmar que o modelo está compatível com o real, portanto, pronto para gerar resultados próximos ao que se obtém na real operação desta usina.

Inicialmente foram realizados testes simples, de fácil entendimento para a familiarização com o software, com o modelo e com o método, além de possibilitar uma análise criteriosa para a validação do modelo, ou seja, através dos resultados obtidos nesta primeira bateria de testes foi possível constatar a funcionalidade do software e do modelo.

Quando se deseja conhecer o comportamento de uma usina ao realizar a otimização de seu despacho, um dos testes mais realizados é variando sua vazão afluente, neste caso a vazão utilizada foi uma variação da MLT. Outro critério utilizado pelos operadores do sistema é fixar o volume no final do período como sendo o máximo, e inicialmente utiliza-se o volume real do reservatório naquele momento. Neste teste o volume inicial e o ao final do período foi fixado em 100% da capacidade do reservatório, 17.190 m³.

A Figura 16 representa as vazões afluentes utilizadas nos testes, com 60, 80, 100 e 120% da MLT.

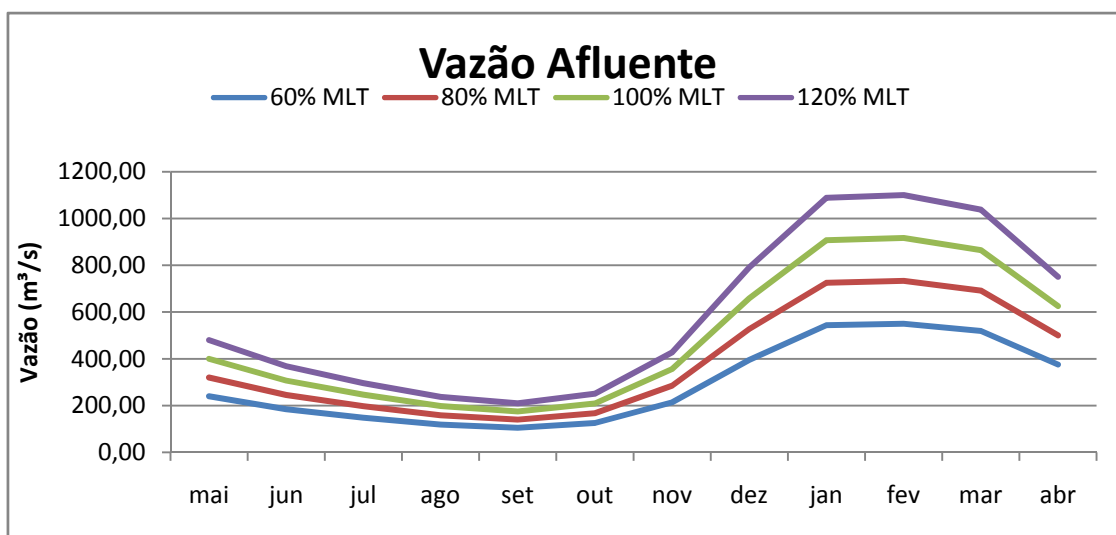


Figura 16: Gráfico da vazão afluente da usina de Emborcação

Utilizando o Lingo para realizar a otimização foram obtidas matrizes com os resultados, essas matrizes apresentam os valores de todas as variáveis envolvidas para o despacho ótimo dessa usina. Com o auxílio do Excel foi feita uma filtragem nestas matrizes, foram selecionados os dados relevantes para análise e para facilitar o entendimento dando um amparo mais embasado para as discussões, esses dados foram apresentados na forma de gráficos.

Um dos gráficos relevantes é o qual apresenta o volume armazenado no reservatório da usina, este nos dá informações importantes sobre a capacidade de regulação, a energia armazenada, o deplecionamento entre outras. É muito comum a representação do volume armazenado em uma usina pela porcentagem do volume útil de seu reservatório, pois a capacidade absoluta das usinas, ou seja, o volume absoluto em m^3 por exemplo, varia muito de usina para usina sendo assim fica impossível comparar.

Além do que, não é todo o volume do reservatório que pode gerar energia, pois o canal de adução tem uma certa altura em relação ao fundo do reservatório, sendo assim, fica difícil comparar o deplecionamento e o volume armazenado entre usinas pois uma usina com grande volume armazenado pode estar próximo de seu volume mínimo, e uma outra com pouca quantidade de água pode estar perto de seu volume máximo, isso depende muito do tamanho do reservatório e da altura da entrada do canal de adução. A Figura 17 ajuda no entendimento desse fato, pois através dela, é fácil enxergar que o volume útil é diferente do volume total. Dito isso conclui-se então

que fica melhor representado o volume do reservatório de uma usina pelo percentual do volume útil, ou apenas “volume útil” como é chamado.

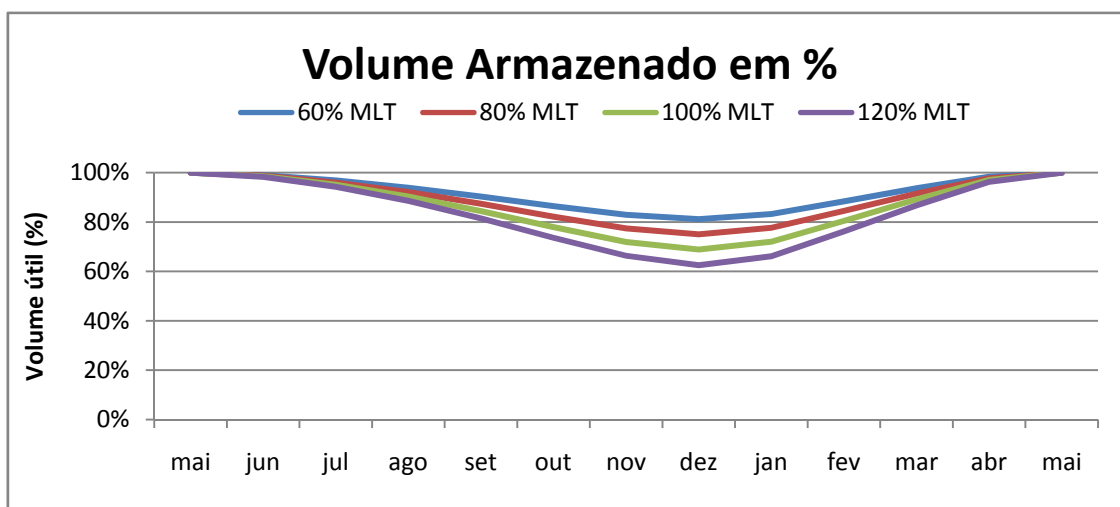


Figura 17: Gráfico do volume útil da usina de Emborcação

A Figura 17 representa o volume útil do reservatório da usina de Emborcação para quatro cenários distintos, com 60, 80, 100 e 120% da MLT, à primeira vista, aos olhos de uma pessoa pouco familiarizada com o despacho de usinas, essas curvas podem parecer um pouco contraditórias, o volume útil quando se tem 60% é maior que o volume quando se tem afluência com 120%, os cenários mais secos, apresentam os reservatórios mais cheios, isso parece estar errado, mas é exatamente assim que deve ser.

O período hidrológico é de um ano, porém ele não é igual ao nosso calendário, o período hidrológico começa em maio e termina em abril, pois maio é o mês onde começa o período seco em nosso país, conseqüentemente abril é o final do período úmido.

O software otimizador minimiza a função custo da geração ao longo do ano, como essa função é representada por uma função de terceiro grau, ela não é linear, portanto para se obter o menor custo, tende-se a mantê-la constante, pois qualquer aumento na geração impacta um aumento ao cubo no custo.

Portanto o otimizador, sabendo que de maio a novembro a afluência será baixa e de dezembro a abril ela será alta e que ele deve manter a geração o mais constante possível, tende a manter a vazão turbinada constante mesmo isso custando o

deplecionamento do reservatório nos meses secos, pois ele sabe que nos próximos meses as chuvas virão e o reservatório ira voltar aos 100% do seu volume. Por isso que em períodos mais úmidos o reservatório tem um deplecionamento maior que no período seco, ele espera mais chuvas e sabe que poderá reenchê-lo. Analogamente, com cenários mais secos, o reservatório tende a ficar com um volume maior durante o período seco, pois sabe que as chuvas não serão suficientes para que ele volte a 100% do volume.

Existe ainda outro fator a ser considerado para cenários com fartura de chuvas, caso o reservatório tenha pouca depleção no período seco, com a chegada das chuvas, pode acontecer que mesmo as turbinas atingindo o máximo de engolimento não sejam capazes de vazar toda a água sendo necessário verter o excedente desperdiçando essa energia.

Outro fato interessante é que mesmo possuindo uma possibilidade de excursão de 100%, o reservatório depleciona menos de 40%. A explicação para essa característica é o rendimento, a geração de energia depende diretamente da diferença da altura entre o nível da água no reservatório e o nível da água no canal de fuga, pois quanto maior essa diferença, maior a energia potencial da água, pela lei da conservação de energia, maior será a geração. Isso fica mais claro analisando a Equação 2. É devido a essa característica que o reservatório tende a ficar sempre o mais cheio possível. Esse efeito de manter o volume do reservatório o mais próximo do máximo é conhecido como “Efeito Cota”.

Feito essa observação, vale voltar as atenções ao caso do vertimento, pois além de caracterizar um desperdício de energia, em muitas usinas, a água escoada pelo vertedouro é despejada próxima ao canal de fuga fazendo com que seu nível aumente, isso faz diminuir a diferença entre o nível da água no reservatório e o nível da água no canal de fuga diminuindo a eficiência da usina. A usina de Itaipu apresenta essa característica bem acentuada, para ela o vertimento é ainda mais prejudicial.

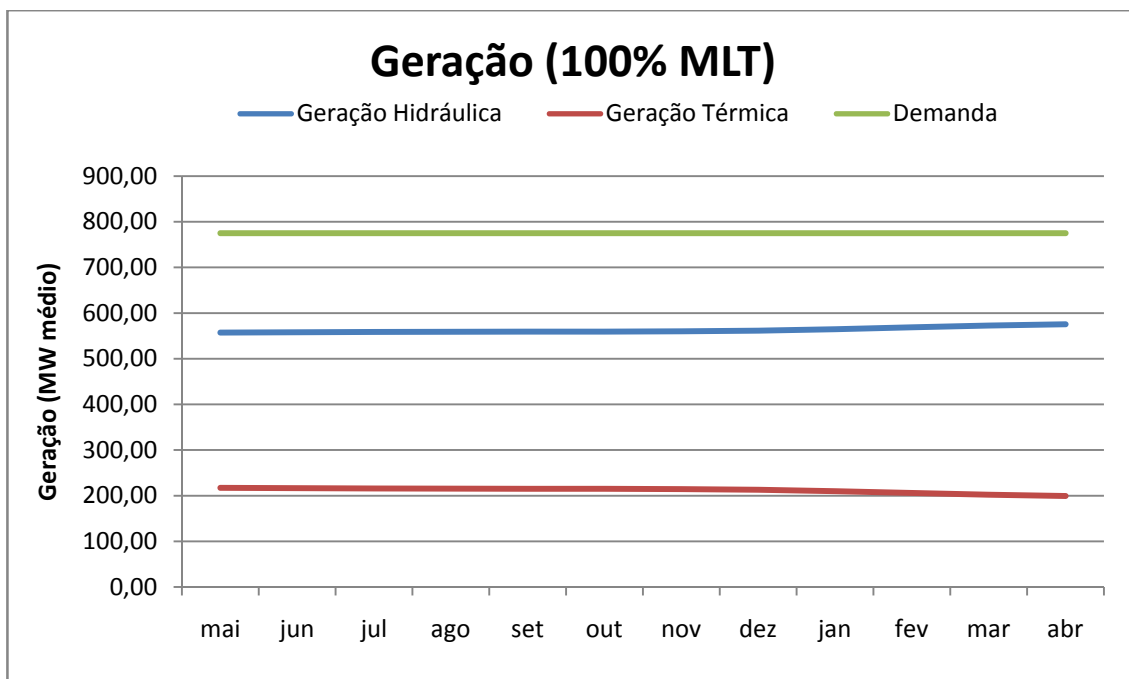


Figura 18: Geração média de Energia

A Figura 18 mostra as curvas da geração hidráulica, térmica e a demanda, através deste fica fácil perceber que a demanda é a soma da geração térmica com a hidráulica.

Já a Figura 19 contempla as curvas de vazão desta usina, a vazão turbinada, que é a água que passa pelas turbinas gerando energia, e a vazão vertida, que neste caso é sempre zero, já que a afluência não é alta o suficiente para possibilitar a sobra de energia.

Fazendo uma análise simultânea nos gráficos das Figuras 17, 18 e 19, fica evidente a influencia do efeito cota no rendimento da usina, na Figura 18, percebe-se que de dezembro a abril a geração hidráulica apresenta um singelo aumento, porém a vazão turbinada tem um comportamento contrário neste mesmo período, fato contraditório. Para explicar esse fenômeno é necessário observar também a Figura 17, mais especificamente o volume para afluência de 100% da MLT, neste período de dezembro a abril, o volume útil aumenta, portanto a diferença da altura entre o nível da água no reservatório e o nível da água no canal de fuga passa a prevalecer sobre a vazão turbinada, ou seja, a vazão diminui, mas a altura da queda aumenta de tal forma que interfere positivamente na geração. Esse fato evidencia a influencia do efeito cota comentado anteriormente.

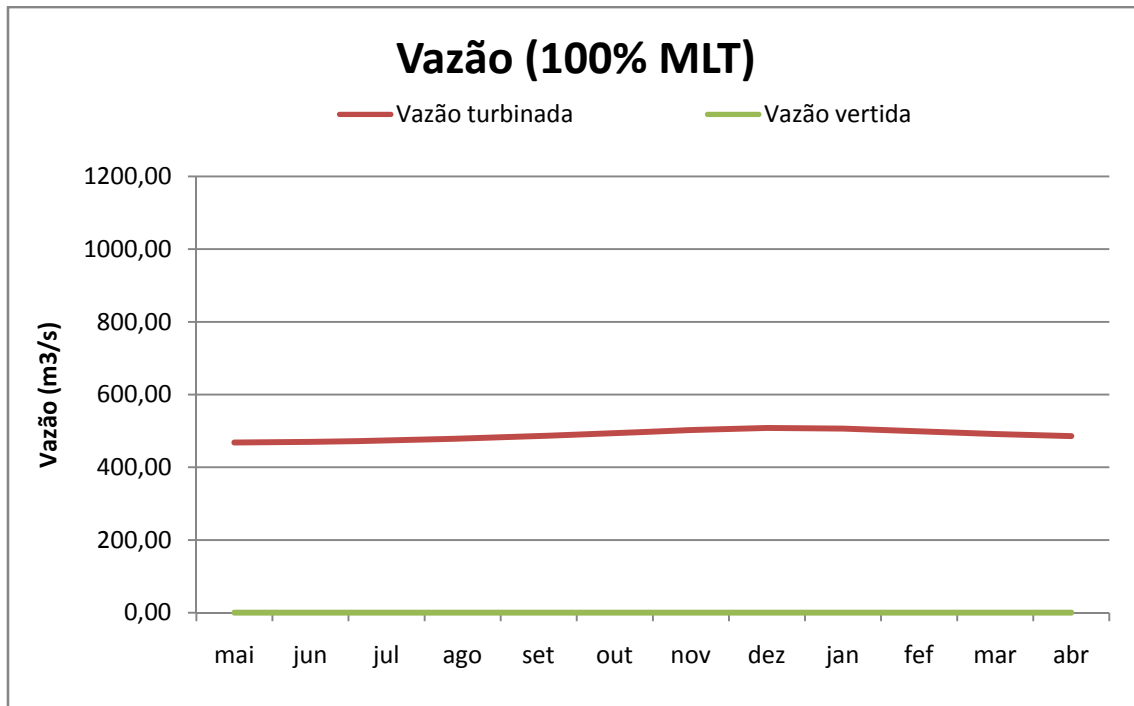


Figura 19: Vazão turbinada e vazão vertida

Essas características e comentários feitos a respeito do primeiro teste foram apenas introdutórias, porém de grande importância, pois tem a finalidade de introduzir alguns termos e conceitos relevantes, mostrar as relações que existem entre a afluência, o volume dos reservatórios, vazões, geração hidráulica e térmica de modo a facilitar o entendimento dos resultados dos testes posteriores.

3.2. Operação com múltiplos cenários

Para realização deste teste foi necessário introduzir no modelo do LINGO múltiplos cenários de afluências, neste caso foram 77 cenários, foi utilizado o histórico.

Para cada cenário há um intervalo de 3 anos, ou seja, o primeiro cenário é composto pela série de afluência dos anos 1931, 1932 e 1933, o segundo cenário pelas séries 1932, 1933 e 1934 e assim por diante até os últimos formados por 2006, 2007 e 1931 e finalmente 2007, 1931, 1932. O horizonte de análise é de um ano, porém a decisão de utilizar 3 anos para cada cenário foi feita para dar maior liberdade ao software, dessa forma ele tem mais valores com os quais ele pode trabalhar o que acarreta em maior liberdade de escolhas, obviamente neste caso se perde em tempo de processamento, pois com mais variáveis, o LINGO gasta mais tempo para processá-las.

Realizado os testes, com o auxílio do Excel foi feita uma filtragem e um processamento dos dados fornecidos pelo LINGO. Alguns gráficos relevantes foram traçados para melhor análise e entendimento.

Como a variável de decisão que apresentou melhores resultados foi o volume, para esta obtivemos apenas uma curva para todos os 77 cenários. Os volumes inicial e final foram fixados em 100% da capacidade do reservatório, mas como nosso interesse é no final do primeiro ano, neste o volume tinha a liberdade de não chegar aos 100% e isso, como era esperado, ocorreu, é essa liberdade que se deseja dar ao software para facilitar a busca ao ponto ótimo. O gráfico do volume útil está representado na Figura 20.

Característica interessante que se observa nesta curva é que o volume é pouco deplecionado em relação ao teste anterior, que chegou a aproximadamente 70% do volume útil tendo a MLT como afluência, MLT essa que é a média das afluências utilizada neste teste, então é intuitivo se pensar que os dois deveriam apresentar, se não a mesma, uma curva semelhante. Essa diferença ocorre porque o software decide por essa curva de volume considerando a somatória dos custos de todas as séries, dessa forma os casos de baixa afluência puxam a curva do volume para cima, tendendo a manter cheio o reservatório, minimizando o custo global de operação.

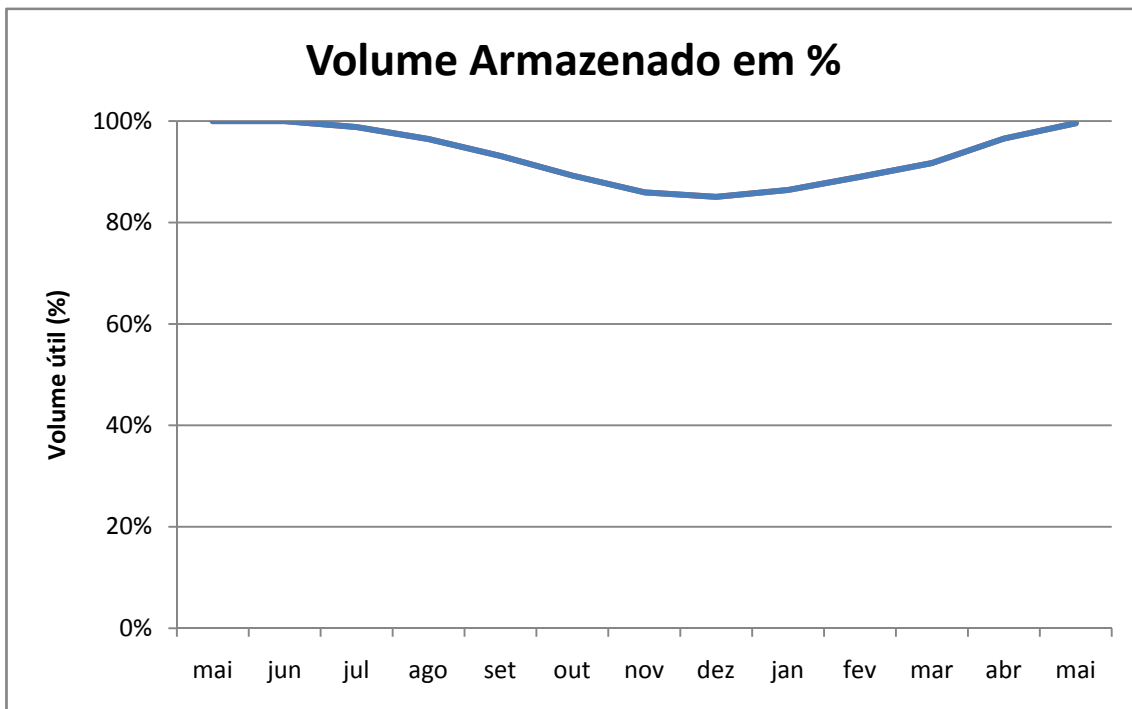


Figura 20: Gráfico de volume útil

As 77 afluições, assim como a MLT representada por uma linha negra de espessura maior, estão representadas na Figura 21.

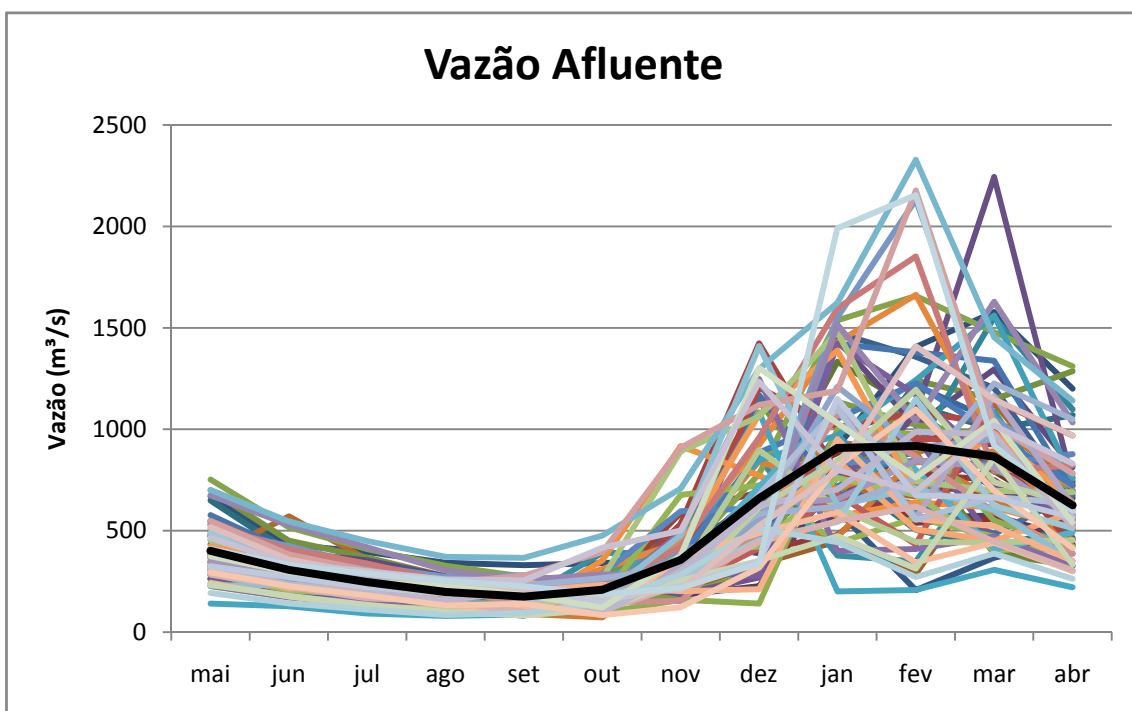


Figura 21: Histórico de afluições

Essa Figura 21 que apresenta todas as afluições em um só gráfico mostra uma característica hidrológica difícil de ser percebida, o período que define se um determinado ano é seco ou não, é exatamente o período úmido, pois o desvio em relação à MLT no período seco é pequeno, mostrando que existe pouca influência no montante final, porém no período chuvoso, o desvio é muito grande, e fica fácil perceber curvas bem baixas (com poucas chuvas) e curvas bem acima da MLT (com chuvas abundantes).

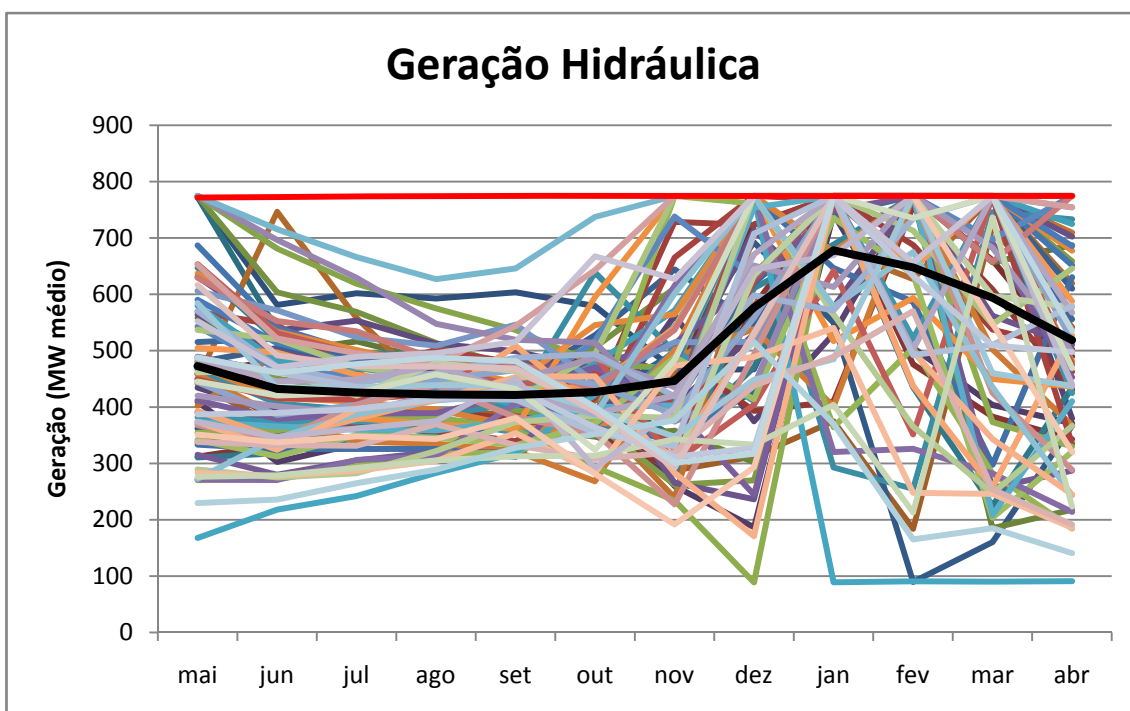


Figura 22: Gráfico de geração hidráulica

A partir da curva do volume e das vazões turbinadas obtém-se a geração hidráulica que está representada na Figura 22. Neste gráfico a demanda de energia está representada por uma linha vermelha, neste caso é constante. As linhas coloridas representam cada uma um cenário diferente e a linha mais espessa na cor preta é a média das energias geradas.

Uma das curvas que se destaca é a azul claro, uma das mais baixas, esta representa o ano de 1971, na Figura 21, uma das afluições mais baixas também esta em azul claro referente ao mesmo ano. Já as séries com afluições maiores, não são

bem aproveitadas, já que neste caso a geração seria capaz de superar a demanda, mas como o balanço energético deve ser respeitado, a energia excedente é eliminada na forma de vertimento, a Figura 23 representa as curvas de vertimento.

É evidente que nos meses de junho a outubro não ocorre vertimento, pois não há água em abundância de tal modo que a geração exceda a demanda.

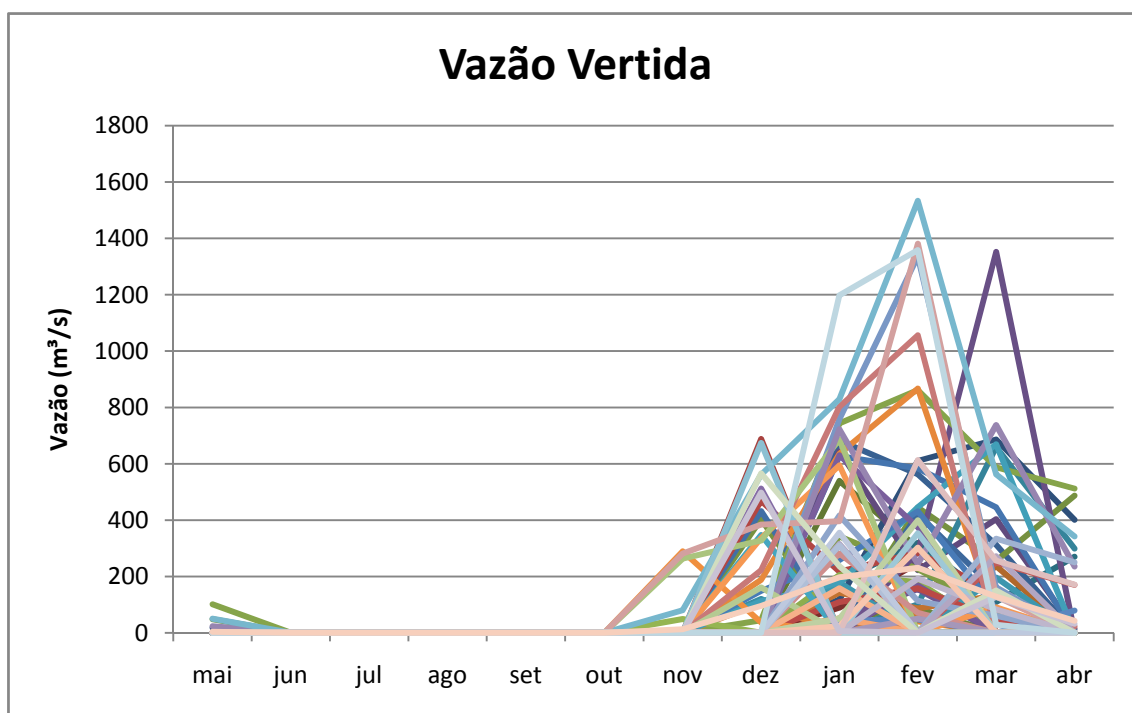


Figura 23: Vazão vertida

Esse grande volume de energia desperdiçada ocorre justamente pelo baixo deplecionamento do reservatório, porém, em relação ao custo da operação, essa ainda é a forma mais barata de se operar esse sistema.

Para encontrar o risco de déficit neste teste foi utilizado o gráfico de geração térmica, apresentado na Figura 24. No modelo utilizado a geração térmica é ilimitada, o que não ocorre no sistema real. Portanto para simular um déficit de energia é necessário estipular um máximo para a geração térmica. Então, se em algum cenário a geração térmica extrapolar esse limite, neste ano será caracterizado déficit, e o risco de déficit é a porcentagem de cenários que apresentam déficit em relação ao total de cenários.

Como exemplo, tomando o limite de geração térmica como sendo 630 MW aproximadamente, através do gráfico é fácil perceber que 4 cenários apresentam geração térmica maior que 630 MW, o verde musgo, o azul, o azul marinho, e o azul claro, que representam respectivamente os anos de 1963, 1971, 1937 e 2001. Temos que dos 77 cenários 4 apresentam déficit, isso representa 5,19% dos casos. Portanto, a partir do critério de risco de déficit esse teste pode ser analisado da seguinte forma: considerando que no próximo ano possa ocorrer qualquer uma das 77 séries do histórico, com igual probabilidade, e que a geração térmica máxima do sistema é de 630 MW o risco de déficit será de 5,19%.

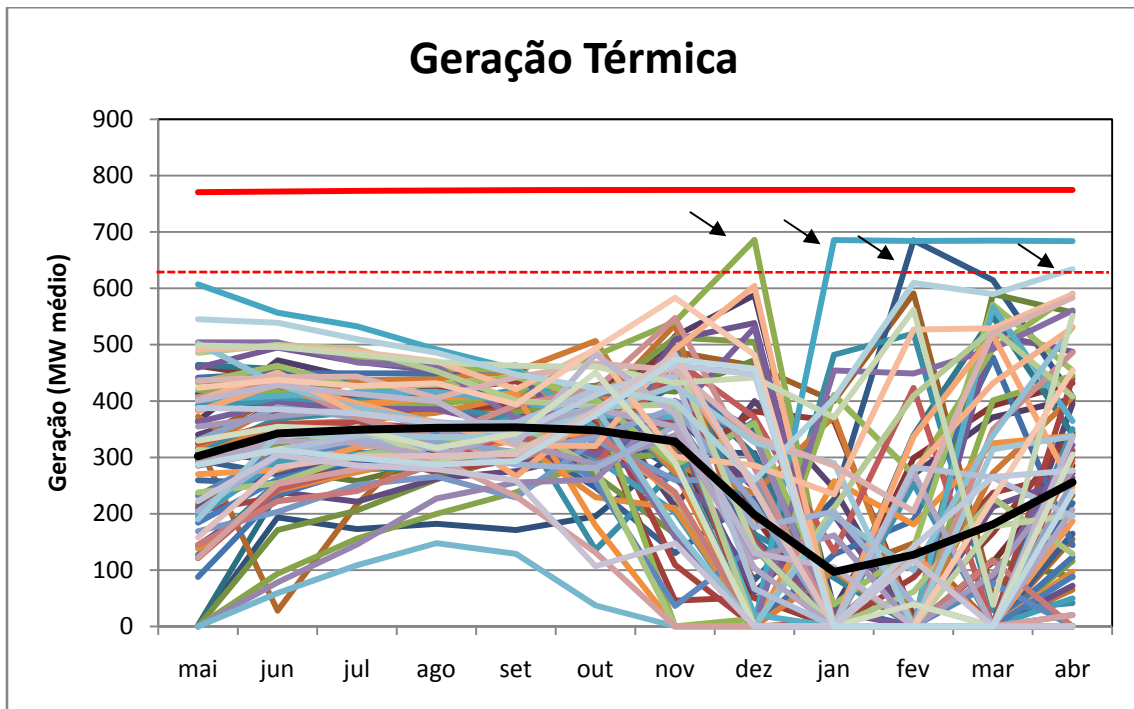


Figura 24: Geração térmica complementar

A partir da geração térmica, utilizando as equações 5, estima-se o custo da geração que por sua vez, origina o Custo Marginal da Operação a partir da Equação 7, o CMO está representado na Figura 25.

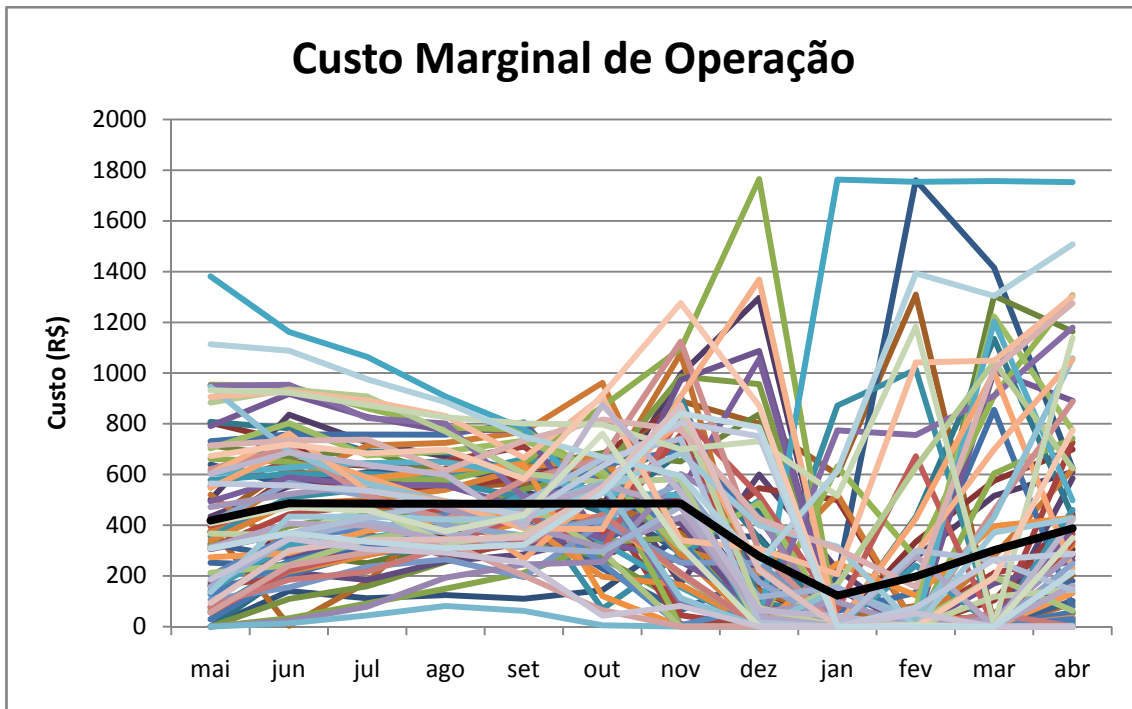


Figura 25: Custo Marginal de Operação

No capítulo Formação do Preço da Energia foi explicado o método utilizado para encontrar a constante " k_c " que ajusta o custo da energia no modelo para aproximá-lo do custo praticado no mercado. Essa mesma constante utilizada para o primeiro teste foi utilizada em todos os outros, esse gráfico nos permite observar que a média do custo marginal para este teste é maior que os R\$150,00 devido não só ao baixo deplecionamento como também ao vertimento (desperdício de energia).

3.3. Operação com Risco de Déficit controlado

Inicialmente a pretensão era implementar o controle do risco de déficit no modelo anterior, o risco deveria ser controlado para um modelo com 77 cenários e 36 meses cada cenário, porém o software gasta cerca de 1 hora e 40 minutos para encontrar a solução ótima sem fazer o controle do risco. Na tentativa de realizar testes para ajustar o modelo, constatou-se que o LINGO gasta ainda mais tempo, além de não encontrar a solução factível na maioria dos testes, sendo assim foi preciso simplificar o problema para possibilitar a realização de testes mais rápidos e assim fazer os ajustes no modelo até conseguir que ele realize o controle do risco de déficit como esperado. Após varias simulações concluiu-se que utilizando um modelo com 30 cenários e 12 meses é possível obter resultados satisfatórios em menos tempo, portanto ficou decidido realizar os testes controlando o risco de déficit deste modelo com 30 cenários e 12 meses.

Para conseguir resultados enfáticos de modo a melhorar a sensibilidade do modelo em relação ao controle do risco, houve um critério para escolha dos 30 cenários. A densidade de probabilidade de ocorrer aflúências com determinados volumes segue uma distribuição normal, portanto foram selecionados alguns cenários de tal modo que o modelo contemplasse algumas das séries mais secas, algumas das mais úmidas, mas também seriam necessárias séries com umidade intermediária para preservar a característica normal da curva de densidade de probabilidade. A importância dos cenários mais úmidos se dá porque estes fazem com que a curva do volume útil atinja patamares mais baixos, com os reservatórios mais vazios as séries mais secas implicarão na geração de mais térmicas, então haverá uma acentuação nos déficits onde seu controle será enfatizado.

As séries selecionadas foram as ocorridas nos anos de 1931, 1933, 1940, 1941, 1942, 1945, 1946, 1948, 1951, 1955, 1956, 1957, 1958, 1963, 1965, 1968, 1972, 1973, 1978, 1984, 1985, 1986, 1987, 1990, 1991, 1995, 1997, 1998, 2000 e 2006. O gráfico que as representa está na Figura 26.

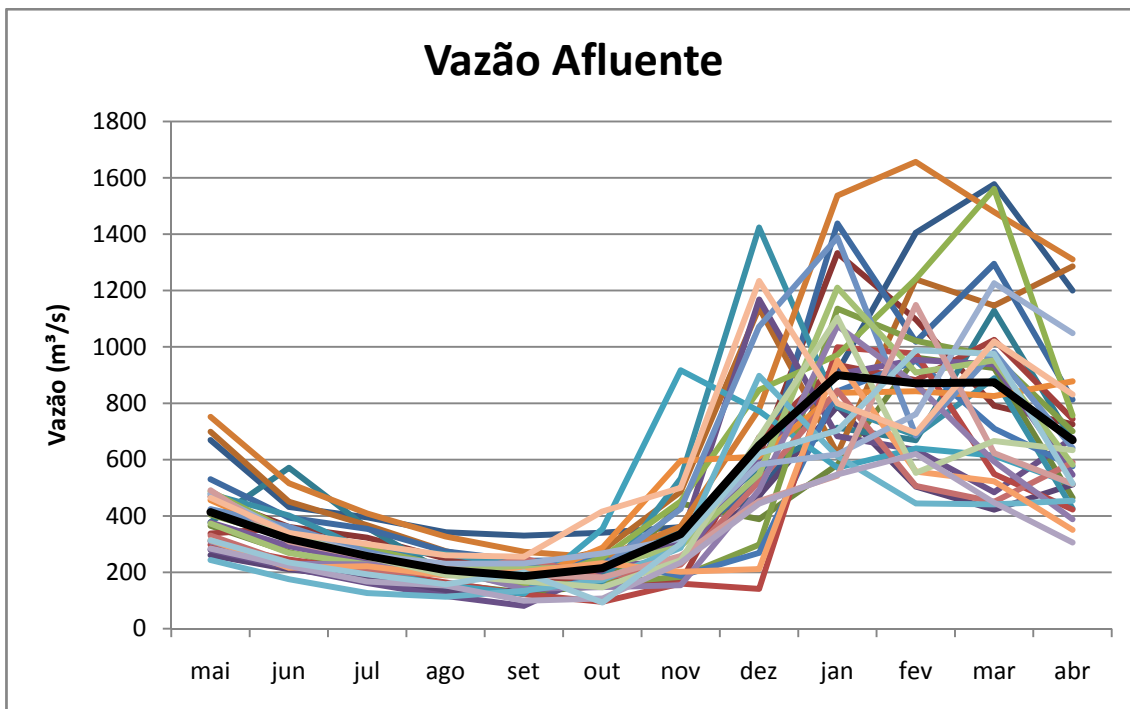


Figura 26: Vazão afluente para o modelo com 30 cenários

Seguindo o mesmo modelo dos gráficos apresentados no teste anterior os cenários estão representados pelas linhas coloridas e a MLT destes é a linha mais espessa na cor preta. Todos os testes realizados controlando o risco de déficit foram realizados utilizando estas afluências.

A estratégia utilizada para controlar o risco de déficit foi a descrita acima onde utiliza-se o CVaR, com isso o VaR será também controlado porém de forma indireta. O que acontece nessa forma de realizar o controle é que buscando um CVaR menor automaticamente o VaR também tende a diminuir.

Para demonstrar a eficácia do modelo no controle do risco de déficit foram realizados 5 testes, desde o primeiro já com as restrições inseridas, porém neste foi utilizado um CVaR alto de modo a não interferir no resultado da otimização (sem controle), do segundo até o quinto, (denominado de: controle 1, controle 2, controle 3 e controle 4 respectivamente), o CVaR foi sendo diminuído gradativamente até atingir um valor tal que o software não consegue encontrar a região factível para otimizar o custo.

O β utilizado nestes casos foi de 10%, o que, para este modelo com 30 cenários, permite que 3 séries apresentem custo maior que o VaR. Como o CVaR é calculado

para os casos que caracterizam déficit, ou seja, os 3 casos com custo maior que VaR, o modelo abaixa o custo médio destes 3 casos (CVaR) para indiretamente diminuir o risco de déficit. O CVaR utilizado no caso sem controle, controle 1, controle 2, controle 3 e controle 4 foram respectivamente R\$ 1.125.000,00, R\$ 1.100.000,00, R\$ 1.080.000,00, R\$ 1.070.000,00 e R\$ 1.068.000,00. Para CVaR's maiores que R\$ 1.125.000,00, não há controle do risco, ou seja, o resultado da otimização encontrado é o mesmo para todos estes CVaR's, e para CVaR's menores que R\$ 1.068.000,00, o custo da operação se torna muito alto de tal forma que o software não consegue encontrar a região factível para otimizar o custo.

O gráfico da Figura 27 mostra a variação do volume armazenado ao se controlar o risco de déficit.

Nestes testes foram utilizados apenas 12 meses para cada cenário, porém desta vez o volume final não foi fixado em 100%. Para aumentar a região factível e assim tornar mais fácil a otimização do despacho, o volume ao final do período foi estipulado como uma desigualdade, sendo maior ou igual à 17138 hm³ ao invés de 17190 hm³ que é o máximo volume do reservatório, uma diferença relativamente pequena, mas de grande ajuda ao software. Este volume, 17138 hm³, foi escolhido com base no teste anterior, onde cada cenário era composto por 36 meses, neste teste, ao final do primeiro ano, o volume presente no reservatório era exatamente este.

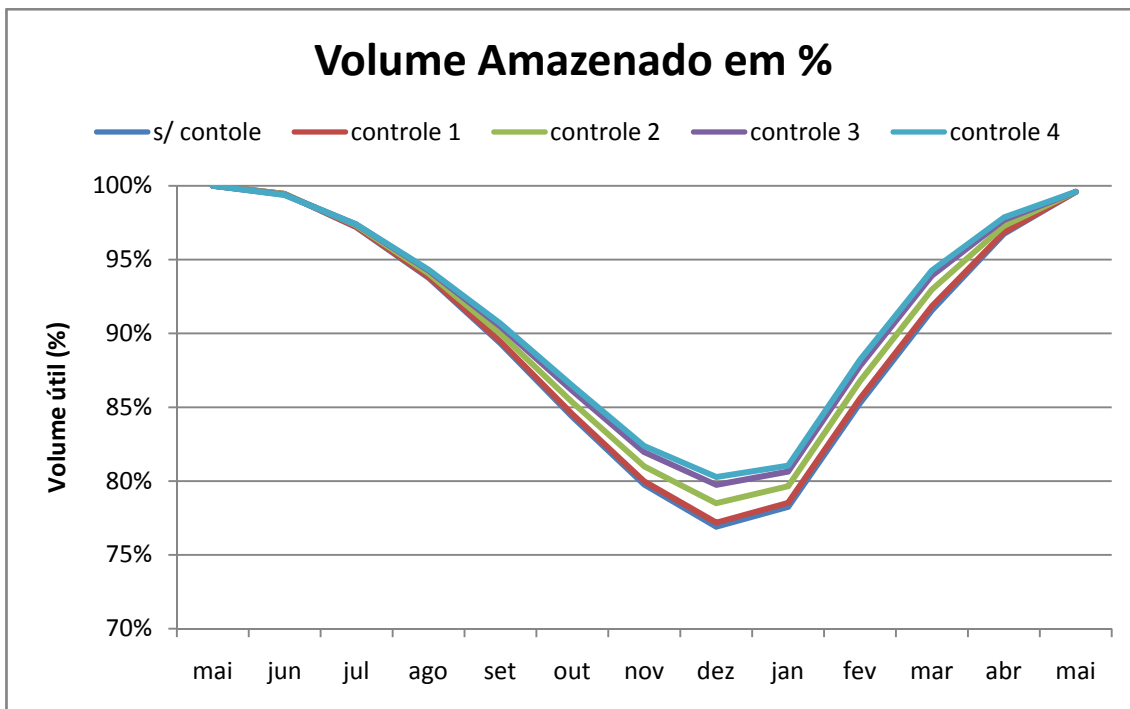


Figura 27: Volume útil com risco de déficit controlado

Neste gráfico é possível observar que para diminuir o risco de déficit o sistema tende a manter mais energia armazenada no reservatório. O despacho ótimo desse sistema tem o volume útil da usina representado pela curva de cor azul escuro, esta apresenta maior deplecionamento neste teste ocorre a maior geração hidrelétrica possível devida á afluência dada. A medida que se deseja controlar o risco de déficit, o deplecionamento do reservatório da usina muda. A curva de cor azul representa o caso no qual foi aplicado o menor CVaR, ou seja, este teste apresenta o menor risco de déficit entre os 5 casos e é exatamente para este caso que o sistema armazena maior quantidade de água no reservatório caracterizando o menor deplecionamento, isso ocorre porque mantendo mais água no reservatório, na ocorrência de uma série com baixa afluência, o sistema tem energia potencial hidráulica armazenada podendo convertê-la em energia elétrica de modo a não exigir tanta geração térmica, impedindo a ocorrência de um déficit. Porém na ocorrência de uma série com boa afluência, o alto nível do reservatório, por medida de segurança, fará com que haja vertimento da água excedente, implicando numa operação mais cara, com desperdício de energia.

Os gráficos das Figuras 28, 29 e 30 representam a geração térmica de três diferentes casos, sem controle, controle 2 e controle 4 respectivamente, nestes gráficos fica evidente a funcionalidade do software no controle do déficit.

Com o β fixado em 10%, o software utiliza o valor do custo do quarto pior caso como VaR, e os 3 piores, que tem custo maior que o quarto pior (CVaR) caracterizam o déficit, e são estes que tem o custo diminuído. Essa redução de custo tem impacto direto na geração térmica.

No gráfico da geração térmica da Figura 28 alguns pontos são destacáveis e importantes, primeiro a geração térmica média tem seu pico entre agosto e setembro, e este não chega aos 300MW, em março acontece a menor geração, por volta de 170MW. Atentando para os cenários individuais, os três maiores, do maior pro menor são aproximadamente 690 e pouco mais que 607 para os dois menores. Neste cenário, para uma geração térmica máxima de 600 MW estes três casos estariam caracterizando déficit.

Na Figura 29, atentando para os mesmos pontos, é possível observar que a geração média chega mais próximo dos 300MW, em compensação, em março, ela é um pouco menor que para o caso anterior. Analisando os picos individuais, um deles em específico já não atinge a geração de 600MW e deixa de caracterizar um déficit de energia. Para o cenário como um todo, o déficit que era de 10% (3 casos) agora é de 6,67% (2 casos).

O gráfico que representa a geração térmica para o caso de controle de déficit denominado de controle 4 na Figura 30 mostra um cenário ainda mais peculiar. Neste a curva média de geração térmica tem um pico ainda maior, desta vez ultrapassando os 300MW de energia média, porém, o vale formado em março é mais acentuado, chegando a menos de 150MW. Contudo os cenários com maior geração térmica tiveram uma diminuição onde o terceiro pior atinge 574MW, o segundo não chega aos 600 e apenas o pior deles ultrapassa 600 caracterizando déficit. Neste caso o risco de déficit é de apenas 3,33%, apenas um caso com déficit.

O aumento da profundidade do vale na geração de energia térmica no mês de março com a diminuição no risco de déficit é facilmente explicado com a ajuda da Figura 27. Para diminuir o déficit o modelo tende a manter o reservatório mais cheio, desta forma, chegando no período chuvoso com o reservatório cheio, existe a possibilidade de maior geração energia hidrelétrica graças à colaboração do efeito cota e às séries de baixa afluência que tem a curva do volume útil mais próxima da que melhor representa seu ótimo.

A diminuição do risco de déficit acontece em detrimento do custo total da operação. Atentando para o pico da curva de geração térmica média é fácil perceber que este aumenta a medida que o risco de déficit diminui. No geral, o afundamento do vale não compensa esse aumento no pico fazendo com que a medida que se diminui o risco de déficit o custo final da operação assim como o custo marginal da operação aumentem.

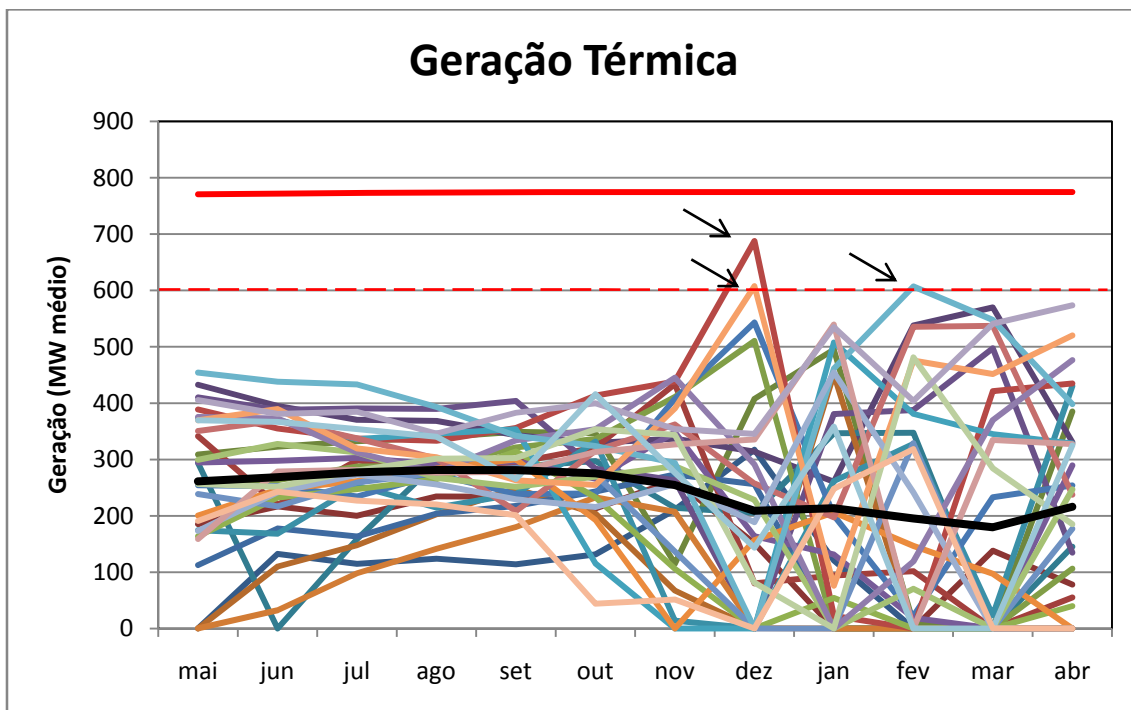


Figura 28: Geração térmica sem controle

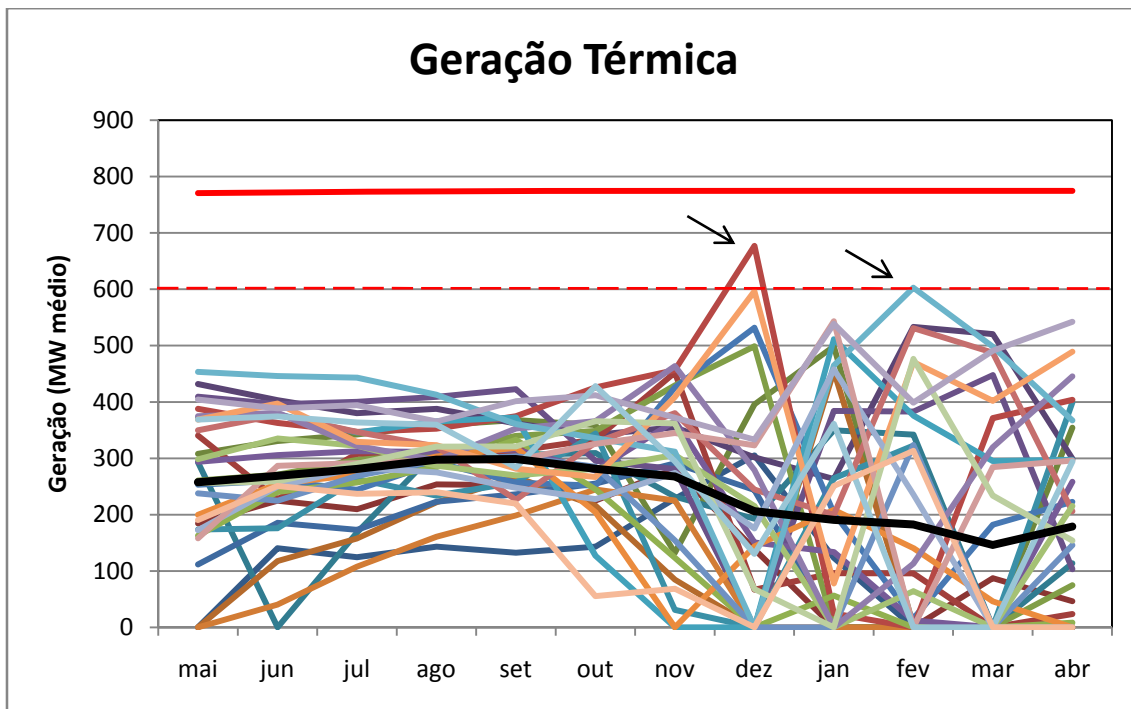


Figura 29: Geração térmica controle 2

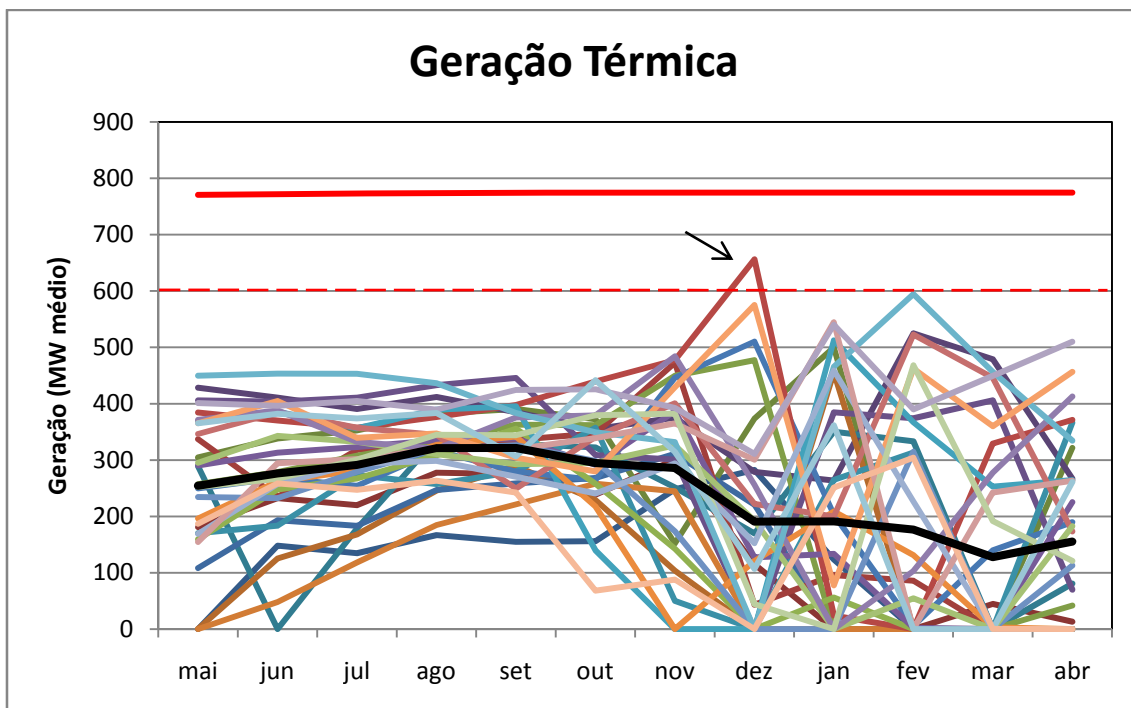


Figura 30: Geração térmica controle 4

A Figura 31 apresenta a distribuição acumulada do custo da operação anual. Estas curvas apresentam os custos referentes aos casos sem controle, controle 2 e

controle 4, cada ponto representa o custo anual de operação. Este gráfico auxilia no entendimento dos resultados obtidos explicado anteriormente.

Os três anos que apresentam maior custo de operação estão localizados acima da faixa dos 90%, isso ocorre por causa do β utilizado de 10%. Estes três pontos formam o CVaR. Uma das provas da funcionalidade do modelo está na dinâmica desses pontos, pois quanto maior é o controle do risco, menor é o CVaR, como prova disso observa-se que os três pontos com maior custo de operação caminham para a esquerda a medida que se diminui o CVaR e conseqüentemente o risco de déficit. O aumento do custo total de operação também é ilustrado neste gráfico, os pontos situados abaixo dos 80% tem dinâmica diferente dos pontos acima, pois a medida que se diminui o risco de Déficit estes caminham para a direita, ou seja, o custo aumenta. A diminuição do custo de 20% das séries, frente ao aumento de 80% delas à medida que se diminui o risco de déficit, tem fraca influencia no custo final, provando mais uma vez, que é possível ter uma operação mais segura, desde que se esteja disposto a pagar mais por isso.

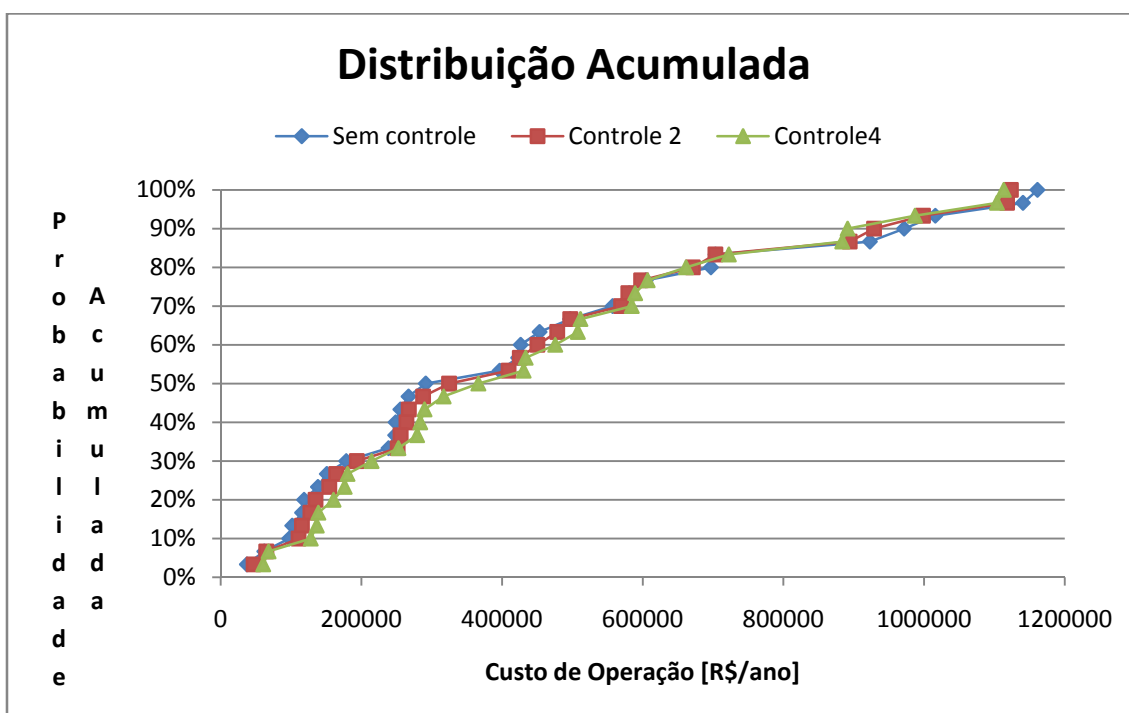


Figura 31: Curva da distribuição acumulada

A curva da fronteira da otimalidade apresentada na Figura 32 tem características relevantes. Foi comentado anteriormente que não é possível conseguir um controle muito grande do risco de déficit, que ao se almejar riscos de déficit muito

baixos diminuindo o CVaR, o modelo não consegue encontrar a região factível para minimizar o custo. A compreensão dessa característica do modelo se deu no momento que essa curva foi traçada. Era sabido que ao se diminuir o CVaR para conseguir risco de déficit menor o custo da operação aumenta, mas essa curva mostra que a influencia que o controle tem sobre o custo tem característica exponencial, e fica possível perceber que para riscos mais baixos tem um aumento muito grande no custo, e que este tende rapidamente para infinito ao passo que se diminui o CVaR. O modelo não consegue encontrar a região factível graças ao custo muito elevado que operação apresentaria para baixos riscos.

Essa curva possibilita a obtenção do ponto ótimo entre custo e risco. Para uma realidade onde o custo e o risco de déficit têm a mesma importância o ponto ótimo é o ponto onde a curva da fronteira da otimalidade tangencia uma reta traçada a 135° referente ao eixo horizontal. Caso exista a necessidade de se dar mais importância ao custo basta aumentar esse ângulo, isso faz com que a curva de otimalidade seja tangenciada em um ponto onde a operação se dá com menor custo e maior CVaR, ou seja, maior risco. E caso a necessidade seja de obter menores riscos, basta diminuir o ângulo para que a reta tangencie a curva de otimalidade em um ponto onde o risco de déficit seja menor, porém com maior custo. O ângulo de inclinação que a reta deve apresentar vai depender da ponderação da importância que se necessita entre custo de operação e risco de déficit.

A Tabela 1 abaixo apresenta os dados que formaram o gráfico da Figura 32.

CVaR (kR\$)	1.125,00	1.100,00	1.080,00	1.070,00	1.068,00
Risco de déficit	10,00%	10,00%	6,67%	3,33%	3,33%
Custo total da operação (kR\$)	13.100,58	13.104,53	13.210,96	13.429,93	13.554,95
Custo marginal de operação (kR\$)	110,67	110,87	112,10	113,70	114,50

Tabela 1: Resposta do sistema ao controle do risco de déficit

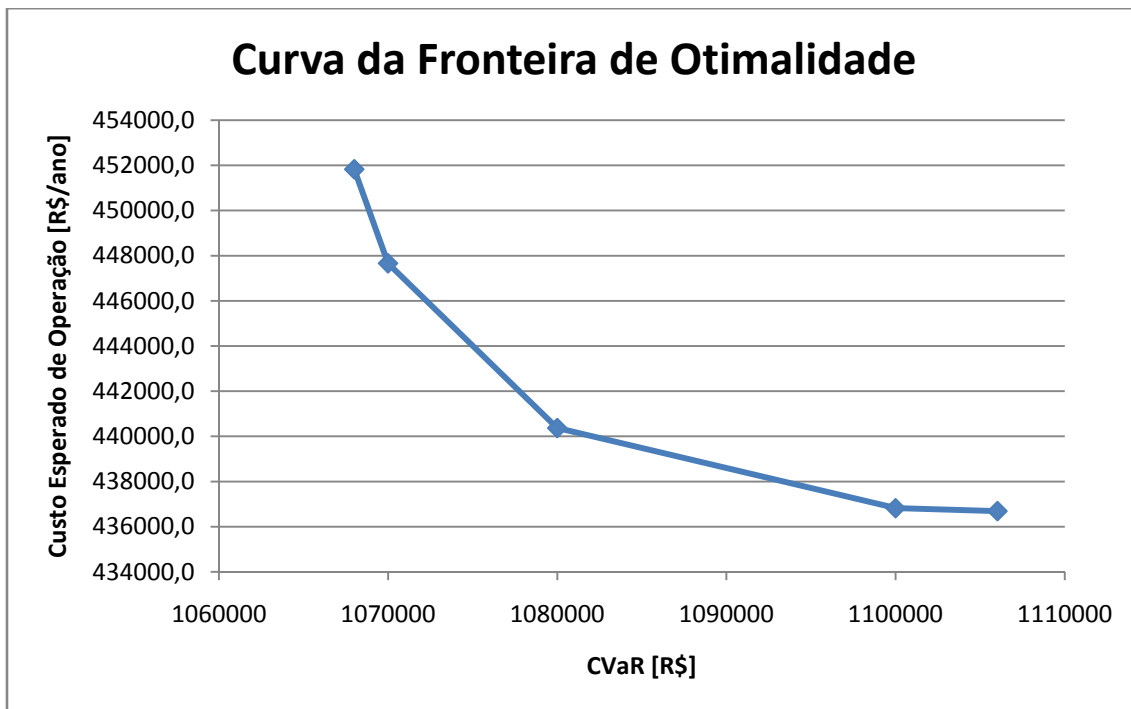


Figura 32: Curva da fronteira da otimalidade

4. Conclusão

O NEWAVE, software utilizado atualmente pelo Operador Nacional do Sistema para realizar a otimização do despacho das usinas, não possibilita a realização do controle do risco de déficit, ele apresenta essa variável como um dado de saída. A partir do interesse de profissionais da área na utilização de uma ferramenta que possibilite determinar o despacho ótimo de usinas com o risco de déficit controlado e da necessidade de conhecer a dinâmica do sistema frente à variação do risco de déficit surgiu a idéia de realizar um trabalho voltado a implementação de um modelo que possibilite otimizar o despacho de uma usina com o risco de déficit do sistema controlado e mostrar qual a resposta do sistema ao controle do risco.

A partir de um estudo sobre controle de risco voltado a controlar o risco no mercado de energia, foram feitas algumas adaptações e então as restrições foram inseridas no modelo. O modelo utilizado foi da usina de Emborcação com uma usina térmica genérica fornecendo a energia complementar, neste modelo, em uma primeira etapa, foram concentrados esforços para possibilitar a inclusão de múltiplos cenários, ou seja, o sistema deve ser otimizado a partir de várias séries de afluência, pois o antigo modelo permite apenas a utilização de uma série, onde é usado a MLT ou suas derivadas. Na segunda etapa, foram inseridas as novas restrições para controlar o déficit e com esse novo modelo foram realizados testes para possibilitar a análise da resposta do sistema a variações no risco de déficit.

Para análise foram realizados cinco testes, o primeiro com o risco de déficit livre e os outros quatro diminuindo o risco gradativamente. Como esperado, o sistema apresenta um custo de operação maior para um risco de déficit menor, porém não era conhecida a curva que representa essa relação. Os testes possibilitaram a construção dessa curva que foi apresentada na Figura 31.

A Tabela 1 mostra quais os CVaR's utilizados para realização do controle, qual seria o risco de déficit para uma geração térmica máxima de 600 MW, o custo total da operação e o custo marginal de operação.

A partir dela é possível perceber o aumento que se tem no custo da operação para se obter menores riscos de déficit na operação.

A tabela deixa claro que o trabalho atingiu o objetivo proposto, com a diminuição do CVaR o risco de déficit também diminui, comprovando a funcionalidade do modelo que realiza o controle do risco de déficit. A partir implementação deste modelo é possível determinar uma operação mais segura para o sistema.

5. Referencias Bibliográficas

1. Cadernos Temáticos ANEEL – **Energia no Brasil e no mundo – Consumo**. disponível em www.aneel.gov.br,download em 6/2009
2. Cadernos Temáticos ANEEL – **Fontes Renováveis – 3 Energia Hidráulica**. disponível em www.aneel.gov.br,download em 6/2009
3. Key World Energy Satutistic – International Energy Agenci, 2007 apud Cadernos Temáticos ANEEL – **Fontes Renováveis – 3 Energia Hidráulica**. disponível em www.aneel.gov.br,download em 6/2009
4. Barros, E. V. **A Matriz Energética Mundial e a Competitividade das Nações: Base de uma Nova Geopolítica** - ENGEVISTA, v. 9, n. 1, p. 47-56, junho 2007.
5. Balanço Energético Nacional (BEN), – Empresa de Pesquisa Energética, 2007 apud Cadernos Temáticos ANEEL – **Fontes Renováveis – 3 Energia Hidráulica**. disponível em www.aneel.gov.br,download em 6/2009.
6. Plano 2015 – Eletrobrás apud Cadernos Temáticos ANEEL – **Fontes Renováveis – 3 Energia Hidráulica**, disponível em www.aneel.gov.br,download em 6/2009.
7. Balanço Energético Nacional (BEN), – Empresa de Pesquisa Energética, 2008 – Eletrobrás apud Cadernos Temáticos ANEEL – **Energia no Brasil e no mundo – Consumo**. disponível em www.aneel.gov.br,download em 6/2009.
8. Lanzotti, C. R.; Correia, P. B.; Silva,; A. J. **Comercialização de energia: experiências internacionais e brasileira**. Revista CBE – 2002.
9. Cadernos Temáticos ANEEL – **Energia no Brasil e no mundo – Características Gerais**. www.aneel.gov.br, download em 6/2009
10. Soares, S. **Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos**. Revista SBA – Controle e Automação – 1987.
11. Cadernos Temáticos ANEEL – **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para Geração de Energia Elétrica – 2005** www.aneel.gov.br, download em 6/2009
12. **Site Operador Nacional do Sistema ONS**. www.ons.org.br, consultado em 7/2009.
13. CEPEL – **Manual de Referencia – Modelo NEWAVE** -1992

14. Doege, J.; Luthi, H. J.; Schiltknecht, P. **Risk Management of Power Portfolios and Valuation of Flexibility**. Swiss Federal Institute of Technology – 2005.
15. Site Lindo, desenvolvedor do lingo. www.lindo.com. Consultado em 11/2009.