

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

MODELO DE OTIMIZAÇÃO PARA O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE MÉDIO PRAZO EM SISTEMA HIDROTÉRMICO COM USINAS INDIVIDUALIZADAS COMPARADO AO SISTEMA REAL

Raísa Fernanda Ribeiro de Vasconcelos

Brasília, 06 de Julho de 2017

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia
ENE – Departamento de Engenharia Elétrica

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**MODELO DE OTIMIZAÇÃO PARA O
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE MÉDIO
PRAZO EM SISTEMA HIDROTÉRMICO COM
USINAS INDIVIDUALIZADAS COMPARADO AO
SISTEMA REAL**

Raísa Fernanda Ribeiro de Vasconcelos

RELATÓRIO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE
TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO REQUISITO PARCIAL PARA A OBTENÇÃO
DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA

Aprovada por

Prof. D. Sc. Pablo Eduardo Cuervo Franco, UnB/ENE
Orientador

Prof. D. Sc. Maria Amélia Biagio, UnB/ EST
Examinador interno

D. Sc. João Odilon Freitas e Silva, ONS
Examinador externo

Brasília, 06 de Julho de 2017

FICHA CATALOGRÁFICA

VASCONCELOS, RAÍSA

Modelo de otimização para o planejamento de médio prazo em sistema hidrotérmico com usinas individualizadas comparado ao sistema real. [Distrito Federal] 2017

X, 61, 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenharia Elétrica).

Monografia de Graduação – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia Departamento de Engenharia Elétrica

1. – Planejamento Energético

2. – Modelo de Otimização

3. – Sistemas Hidrotérmicos

4. – Hidrologia Operacional

I. ENE/FT/UNB

II. Título (Série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

VASCONCELOS, R. F. R. (2017). Modelo de otimização para o planejamento de médio prazo em sistema hidrotérmico com usinas individualizadas comparado ao sistema real, Relatório de Graduação em Engenharia Elétrica, publicação **XXXXXX**, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, DF, 61.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Raísa Fernanda Ribeiro de Vasconcelos

TÍTULO: Modelo de otimização para o planejamento de médio prazo em sistema hidrotérmico com usinas individualizadas comparado ao sistema real.

GRAU: Engenheira Eletricista

ANO: 2017

É permitida à Universidade de Brasília a reprodução desta monografia de graduação e o empréstimo ou venda de tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta monografia pode ser reproduzida sem autorização escrita de autor.

Raísa Fernanda Ribeiro de Vasconcelos

UnB – Universidade de Brasília
Campus Universitário Darcy Ribeiro
FT – Faculdade de Tecnologia
ENE – Departamento de Engenharia Elétrica
Brasília – DF – 70919-970
Brasil

Dedicatória

*Dedico este trabalho a minha família,
responsável por toda e qualquer conquista
da minha vida.*

Raísa Fernanda Ribeiro de Vasconcelos

Agradecimentos

Meus sinceros agradecimentos:

A Deus, que abençoa cada dia minha vida, minha família e todas as coisas que faço.

A meus pais, Rosilene e Fernando, minha irmã, Ralítsa, e familiares, por todo o apoio, compreensão, amor e valores que me deram ao longo da minha vida para que eu tivesse sempre um propósito em tudo o que faço.

Ao meu namorado Josué, pelo companheirismo, amor e compreensão em todos os momentos.

Ao Professor Pablo Cuervo, pela confiança, dedicação, motivação, ideias e visão crítica ao longo do desenvolvimento desta monografia. Contribuindo positivamente para o trabalho.

À equipe da antiga Gerência de Planejamento Energético de Curto Prazo (OEGP) pertencente à superintendência de Geração da Eletrobrás Eletronorte, por despertarem em mim o interesse pelo planejamento energético e me permitirem amadurecer pessoalmente e academicamente por meio de inúmeros ensinamentos, oportunidades e companheirismo.

À equipe Divisão de Programação e Estatística (OPSP.DT) da Itaipu Binacional, pelo excelente treinamento de Planejamento e Programação Eletroenergética, paciência, ensinamento, experiência e motivação para desenvolver estudos na área.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da UnB e dos outros departamentos que tive o prazer de participar, e aos meus amigos por contribuírem para minha formação como ser humano com palavras, ensinamentos e exemplos de vida que me inspiram dia a dia na minha construção de mundo.

Raísa Fernanda Ribeiro de Vasconcelos

RESUMO

A modelagem de sistemas hidrelétricos com usinas individualizadas permite a operação ótima em um horizonte de médio prazo, em que o maior detalhamento possibilita uma análise mais detalhada e crítica quanto aos resultados obtidos. Utilizou-se a programação não linear na resolução do modelo, permitindo a inclusão dos polinômios de quarto grau referente às definições dos níveis das cotas de montante do reservatório e de jusante do canal de fuga, associando volume de água no reservatório e vazão defluente como restrições. Quanto ao parque térmico de geração optou-se por uma função de custo de geração quadrática com limites mínimos de capacidade nulos, viabilizando uma comparação melhor de qual unidade apresenta maior impacto no custo. As análises permitiram um melhor entendimento quanto a operação de planejamento otimizados dos sistemas hidrotérmicos quanto a diversidade de cenários hidrológicos, demanda, situação inicial dos reservatórios e restrições de transmissão e de manutenção das máquinas.

Palavras chave: Planejamento de Médio Prazo, Hidrologia Operacional, Otimização Determinística, Despacho econômico e energético, Sistema Hidrotérmico.

ABSTRACT

The modeling of hydroelectric systems with individualized plants allows for optimal operation over a medium term horizon, in which the greater detailing allows a more detailed and critical analysis of the results obtained. The nonlinear programming was used in the model resolution, allowing the inclusion of the fourth degree polynomials referring to the definitions of the reservoir upstream and downstream channel levels, associating water volume in the reservoir and defluent flow as constraints. As for the thermal generation park, a quadratic generation cost function with null minimum capacity limits was chosen, making possible a better comparison of which unit has the greatest impact on cost. The analysis allowed a better understanding of the optimized hydrothermal system planning operation regarding the diversity of hydrological scenarios, demand, initial reservoir situation and transmission and maintenance constraints of the machines.

Keywords: Medium Term Planning, Operational Hydrology, Deterministic Optimization, Economic and Energy Dispatch, Hydrothermal System.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	16
1.2 MOTIVAÇÃO	20
1.3 OBJETIVOS	22
1.4 JUSTIFICATIVA	23
1.5 CONTRIBUIÇÕES	25
1.6 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	26
2. REVISÃO CONCEITUAL	27
2.1 MODELAGEM MATEMÁTICA	28
2.1.1 CONDIÇÕES DE OTIMALIDADE DE KARUSH – KUHN - TUCKER	29
2.1.2 MODELO DETERMINÍSTICO	30
2.2 CONCEITUAÇÃO DE SISTEMAS	32
2.2.1 SISTEMA TÉRMICO	32
2.2.2 USINAS HIDRELÉTRICAS	33
2.2.2.1 OPERAÇÃO HIDRÁULICA DOS RESERVATÓRIOS	34
2.2.3 BALANÇO HÍDRICO	36
2.2.4 EFEITO QUEDA	37
2.2.5 PRODUÇÃO HIDRÁULICA	38
2.3 FERRAMENTA COMPUTACIONAL GAMS	40
3. FORMULAÇÃO DO MODELO	41
3.1 DADOS DE ENTRADA	41
3.2 SISTEMA TÉRMICO	46
3.3 SISTEMA TÉRMICO + UHE FIO D'ÁGUA	50
3.4 SISTEMA TÉRMICO + UHE RESERVATÓRIO	54
3.5 CASCATA COMPLETA	58
4. TESTES E RESULTADOS	62
4.1 DEFINIÇÃO DOS CASOS	62
4.2 CASO 1	65
4.3 CASO 2	68
4.4 CASO 3	72
4.5 CASO 4	75
4.6 CASO 4.1	78
4.7 CASO 4.2	82
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	94
5.1 CONCLUSÃO	94
5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	95
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	97
ANEXO	99

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Subsistemas do SIN.	16
Figura 1.2 – Árvore de tomadas de decisão da operação do SEB.....	18
Figura 1.3 – Gráfico do custo esperado da operação versus energia armazenada no fim do horizonte de médio prazo	19
Figura 1.4 – Crescimento do mercado de energia do SIN x energia armazenável máxima.....	21
Figura 1.5 – ENAs dos Subsistemas do SIN de 1931 à 2015.	24
Figura 2.1 - Estruturas das Usinas Hidrelétricas.	34
Figura 2.2 - Grupos dos níveis Montante e Jusante das usinas hidrelétricas.	35
Figura 2.3 - Representação do balanço hídrico de aproveitamento hidroenergéticos.....	37
Figura 2.4 - Curva Cota-Colina.....	39
Figura 3.1 - Representação no SIN da Bacia do Paranapanema.	41
Figura 3.2 - ENA da Bacia do Paranapanema.....	42
Figura 3.3 - Dados Históricos e Normalizados das afluições da UHE Chavantes.	43
Figura 3.4 - Dados Históricos e Normalizados das afluições da UHE Capivara.	43
Figura 3.5- Dados Históricos e Normalizados das afluições da UHE Taquaruçu.....	44
Figura 3.6 - Vazões Incrementais Históricas e Normalizadas da UHE Capivara.	45
Figura 3.7 - Vazões Incrementais Históricas e Normalizadas da UHE Taquaruçu.	45
Figura 3.8 - Sistema Térmico em estudo.....	46
Figura 3.9 - Função de Custo das Usinas Térmicas.	47
Figura 3.10 - Função de Custo Incremental das Unidades Térmicas.....	48
Figura 3.11 - Despacho Econômico do Sistema Térmico.	49
Figura 3.12 - Operação da UHE Fio D'água + Sistema Térmico.	52
Figura 3.13 - Despacho de Geração do Sistema Térmico + Usina Fio D'água.	53
Figura 3.14 - Despacho Econômico do Sistema Térmico com UHE Fio D'água.....	53
Figura 3.15 - Operação do Sistema Térmico com as Usinas de Reservatório de Chavantes e Capivara isoladamente.	56
Figura 3.16 - Despacho de Geração do Sistema Térmico Acoplado com as Usinas de Reservatório.	57
Figura 3.17 - Despacho Econômico do Sistema Térmico Acoplado com as Usinas de Reservatório.	57
Figura 3.18 - Cascata do Sistema Hidrotérmico em Estudo.	58
Figura 3.19 - Operação do Sistema Térmico com a Cascata.	59

Figura 3.20 - Despacho de Geração do Sistema Térmico + Cascata.	60
Figura 3.21 - Despacho Econômico do Sistema Térmico Acoplado com a Cascata.	61
Figura 4.1 - Casos de estudo do modelo.	64
Figura 4.2 - Operação do Sistema em Cascata (CASO1).	66
Figura 4.3 - Despacho de Geração do sistema em Cascata (CASO 1).....	67
Figura 4.4 - Despacho Econômico do sistema em Cascata (CASO 1).	68
Figura 4.5 - Operação do sistema em cascata (CASO 2).	69
Figura 4.6 - Despacho de geração do sistema em cascata (CASO 2).	70
Figura 4.7 - Despacho econômico do sistema em cascata (CASO2).	71
Figura 4.8 - Operação do sistema em cascata (CASO 3).	73
Figura 4.9 - Despacho de geração do sistema em cascata (CASO 3).	74
Figura 4.10 - Despacho econômico do sistema em cascata (CASO 3).	75
Figura 4.11 - Operação do sistema em cascata (CASO 4).	76
Figura 4.12 - Despacho de geração do sistema em cascata (CASO 4).	77
Figura 4.13 - Despacho econômico do sistema em cascata (CASO 4).	78
Figura 4.14 - Operação do sistema em cascata (CASO 4.1).	80
Figura 4.15 - Despacho de geração do sistema em cascata (CASO 4.1).	81
Figura 4.16 - Despacho Econômico do sistema em cascata (CASO 4.1).	82
Figura 4.17 - Séries de vazão afluente do sistema em cascata (CASO 4.2).....	83
Figura 4.18 - Dados comparativos da saída do modelo (GAMS) com os dados consolidados pelo ONS quanto à vazão afluente (CASO 4.2).	84
Figura 4.19 - Séries de vazão turbinada do sistema em cascata (CASO 4.2).	85
Figura 4.20 - Dados comparativos da saída do modelo (GAMS) com os dados consolidados pelo ONS quanto à vazão turbinada (CASO 4.2).	86
Figura 4.21 - Séries de volume útil do sistema em cascata (CASO 4.2).	87
Figura 4.22 - Dados comparativos da saída do modelo (GAMS) com os dados consolidados pelo ONS quanto ao volume útil (CASO 4.2).	88
Figura 4.23 - Séries de vazão vertida do sistema em cascata (CASO 4.2)... ..	90
Figura 4.24 - Dados comparativos da saída do modelo (GAMS) com os dados consolidados pelo ONS quanto à vazão vertida (CASO 4.2).	90
Figura 4.25 - Despacho de geração do sistema em cascata (CASO 4.2).	92
Figura 4.26 - Dados comparativos da saída do modelo (GAMS) com os dados consolidados pelo ONS quanto a geração (CASO 4.2).	92
Figura 4.27 - Despacho de Econômico do sistema em cascata (CASO 4.2).	93
Figura A.1 – Curvas Características UHE Chavantes.	99

Figura A.2 – Curvas Características UHE Capivara.	100
Figura A.3 – Curvas Características UHE Taquaruçu.	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Limites operativos do sistema térmico.	46
Tabela 4.1 – Curvas de Carga para o Sistema em Cascata.	63
Tabela A.1 – Conjunto de tabelas com os dados operativos da UHE Chavantes.	99
Tabela A.2 – Conjunto de tabelas com os dados operativos da UHE Capivara.	100
Tabela A.3 – Conjunto de tabelas com os dados operativos da UHE Taquaruçu.	101

LISTA DE SÍMBOLOS

T	Conjunto de todos os intervalos de tempo;
I	Conjunto de todas as usinas térmicas;
P	Conjunto de todos os patamares de carga;
H	Conjunto de todas as usinas hidrelétricas;
β	Conjunto de todas as usinas hidrelétricas a montante da usina h ;
t	Índice de intervalos de tempo semanais;
i	Índice de usinas térmicas;
p	Índice do patamar de carga;
h	Índice de usinas hidrelétricas;
min	Índice do limite mínimo das variáveis;
max	Índice do limite máximo das variáveis;
C_i	Função de custo da geração térmica;
gh	Função de produção hidráulica;
gt	Variável da geração térmica;
v	Variável do volume armazenado ao final do intervalo;
q	Variável da vazão turbinada;
s	Variável da vazão vertida;
r	Variável da vazão defluente;
y	Variável da vazão incremental;
U	Constante de conversão da vazão em volume;
$[C_0, a, b]$	Constantes da função de custo;
$NM_{i,t}$	Nível montante da usina i no intervalo de tempo t ;
$NJ_{i,t}$	Nível jusante da usina i no intervalo de tempo t ;
$Np_{i,t}$	Redução entre os níveis de montante e jusante devido às perdas de carga hidráulica;
$[k_0, k_1, k_2, k_3]$	Coefficientes do polinômio de cota-volume;
$[A_0, A_1, A_2, A_3]$	Coefficientes do polinômio de área-volume;

$[J_0, J_1, J_2, J_3]$	Coeficientes do polinômio de Nível de Canal de Fuga-vazão defluente;
QB	Queda Bruta do sistema;
$k_{esp,h}$	Constante de produtividade específica de cada usina h;
$C(d)$	Custo de operação do sistema;
ρ	Massa específica da água;
g	Aceleração da gravidade;
η_g	Coeficiente adimensional do rendimento do gerador;
η_T	Coeficiente adimensional do rendimento da turbina;
η	Coeficiente do rendimento gerador-turbina;
η_g	Variável da vazão incremental;
η_g	Variável da vazão incremental;
c_i	Matriz custo de geração;
$gt_{t,i}^{m\acute{a}x}$	Capacidade instalada por gerador térmico i no tempo t;
$gt_{t,i}^{m\acute{i}n}$	Restrição de geração mínima por gerador térmico i no tempo t;
D_t	Demanda de geração no tempo t;
λ_t	Variável dual associada ao preço da oferta de geração no tempo t;
$\psi_{h,t}$	Variável dual associada ao valor da água da usina h no tempo t;
$\pi_{h,t}$	Variável dual associada ao valor natural da água da usina h no tempo t;
$\sigma_{h,T}$	Variável dual associada ao custo futuro da água da usina h no tempo t;

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), quanto à produção e transmissão de energia elétrica, constitui-se pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) e sistemas isolados. O primeiro é composto por quatro subsistemas: Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte (N), conforme exposta na Figura 1.1. E o segundo é composto por sistemas na região amazônica - regiões dos estados de Acre, Amapá, Amazonas, Mato Grosso, Rondônia e Pará - e Fernando de Noronha, no estado de Pernambuco. O SIN é um sistema hidrotérmico constituído em sua maioria por usinas hidrelétricas, distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas, caracterizadas pela diversidade hidrológica entre si e interligadas por uma extensa rede de transmissão, possibilitando a transposição de bacias e gestão da energia gerada. Com isso atribui-se à incerteza das afluências futuras, da demanda e do preço dos combustíveis das termelétricas o viés estocástico do planejamento energético, que em conjunto com a não linearidade do modelo, o grande porte dos componentes e as restrições econômicas e ambientais integram os grandes desafios para a solução da operação do sistema.

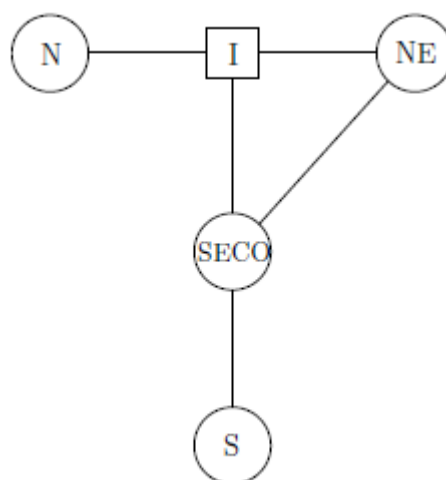


Figura 1.1 – Subsistemas do SIN
Fonte: (Fujisawa 2016)

O planejamento de Sistemas de Energia Elétrica divide-se em planejamento da expansão e da operação do sistema. O primeiro se concentra em estudos voltados para a instalação de novas unidades geradoras e da expansão de linhas de transmissão, objetivando o atendimento da demanda futura, atrelado à economia e confiabilidade do sistema. Já o viés da operação se concentra na otimização dos recursos de geração e transmissão disponíveis, diante de um cenário de redução de custos e de promoção da segurança do sistema.

No início do SIN investiu-se na inserção de usinas de reservatório de regularização, responsáveis por armazenar água nos períodos úmidos que seria usada nos período seco, promovendo regularização da vazão de água nos rios e nas usinas a jusante, e na interligação do país, por meio do sistema de transmissão. Essa interligação foi crucial para o Brasil, tendo em vista que a malha de transmissão funciona como uma “usina virtual”, responsável por fornecer energia elétrica provinda de usinas hidrelétricas em regiões com maior oferta de água para outras em cenário menos favorável de afluência, reduzindo assim o custo de geração. Houve também o aumento do parque gerador térmico próximo aos centros de carga, de forma que houvesse uma melhor complementação da geração hidráulica e promoção da segurança do sistema.

Contudo, atualmente observa-se uma redução da capacidade de regularização do SIN, em decorrência da redução da construção de usinas hidroelétricas com grandes reservatórios, que enfrentam impasses associados a recente implantação de políticas de meio ambiente e de recursos hídricos, à gestão de recursos naturais, além da necessidade de um maior capital para a implantação. Com isso, hoje o cenário atual é de maior dependência de períodos hidrológicos favoráveis, sendo, portanto, maior a relevância da previsão de afluências para as estratégicas e políticas de operação do SIN.

Os principais modelos de Planejamento Operacional do Sistema adotados no Operador Nacional do Sistema (ONS) são o NEWAVE e DECOMP, respectivamente para cenários de planejamento de longo/médio prazo e curto prazo, sendo executados mensalmente na reunião do Planejamento Mensal de Operação (PMO) com a presença os agentes do sistema. Esses modelos computacionais de otimização visam minimizar o custo total de operação, resultante do custo presente mais o custo futuro do despacho, de decisões operativas e da estocasticidade das afluências e demandas; e têm o horizonte de tempo como um determinante para o grau de incerteza e de detalhamento dos dados. Estes programas são resultados do desenvolvimento em conjunto do CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica), COPPE (Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e da colaboração essencial dos trabalhos acadêmicos de (Pereira e Pinto, 1985) e (Pereira,1989), que estruturaram a metodologia básica do Modelo NEWAVE adotado no setor elétrico brasileiro (SEB).

O planejamento constitui-se em uma sequência de tomadas de decisão operativas para a otimização do despacho energético. Na Figura 1.2 ilustram-se as decisões operativas quanto ao gerenciamento de água e do despacho de fontes complementares para o atendimento da demanda. A operação ótima é tida pela obtenção do menor custo nos períodos úmido e seco, sendo este princípio a base para o modelo de otimização construído nessa monografia.

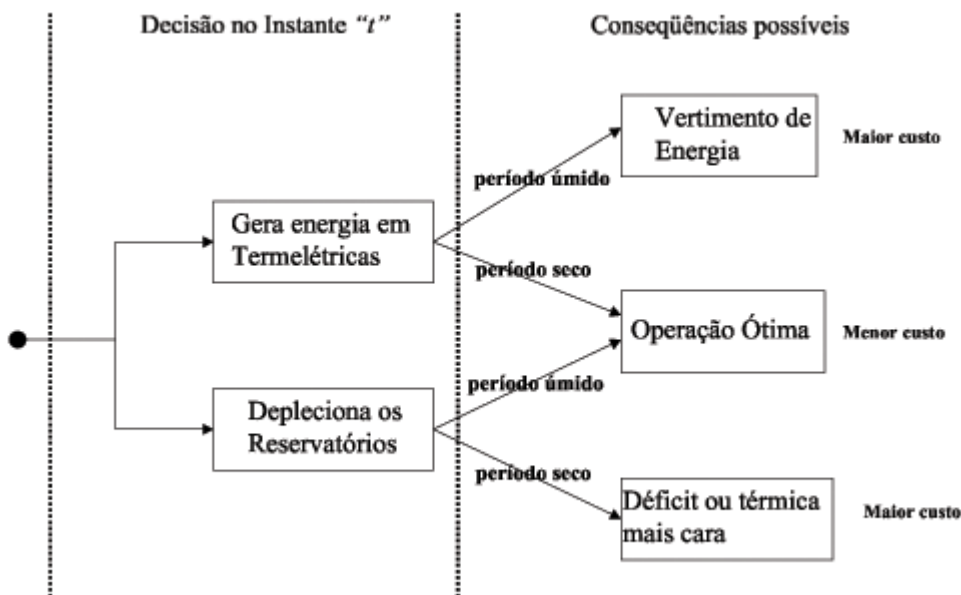


Figura 1.2 - Árvore de tomadas de decisão da operação do SEB.
Fonte: (Castro e Filho, 2005)

O NEWAVE utiliza programação dual estocástica (PDDE) de acaso-decisão e é a principal ferramenta de planejamento. Sendo estruturado para um horizonte de cinco anos, em que define mensalmente o atendimento da demanda, o despacho hidráulico e térmico dos subsistemas e os intercâmbios energéticos entre os subsistemas. O programa contorna a maldição da dimensionalidade (devido a grande extensão de restrições associadas) ao considerar o SIN como quatro subsistemas em conjunto com uma malha de transmissão e, ao utilizar a decomposição de (Benders,1962) para evitar a discretização das variáveis de estados de cada elemento do sistema (por meio de uma aproximação linear por partes), desta forma considera-se implicitamente a estocasticidade do processo numa programação dinâmica (PD) que deve ser processada por diversas vezes. A função objetivo em questão é a Função de Custo Futuro (FCF) e trata-se de minimizar o valor esperado do custo operacional do sistema, composto por duas parcelas, uma que reflete o custo presente do combustível das usinas térmicas e outra que reflete o custo futuro do não atendimento da demanda de energia em função da decisão de gerar diferentes parcelas de energia hidráulica e térmica num determinado estágio. (Lopes,2007)

Quanto à hidrologia aborda-se o conceito de reservatórios equivalentes, que correspondem ao conjunto das usinas hidrelétricas do sistema levando em consideração o armazenamento e a produção de cada um, sendo representados quanto à energia e não como reservatórios de água, o que justifica a consideração da Energia Natural Afluentes aos reservatórios como parâmetro de análise.

Já o DECOMP adota o horizonte de curto prazo de cinco semanas, sendo revisado semanalmente pelo ONS e responsável por definir as políticas de operação das usinas individualizadas e o custo marginal de operação (CMO) a partir das saídas no NEWAVE e de uma programação linear (PL). O CMO pode ser entendido como o custo por subsistema referente ao custo da térmica mais cara despachada ou ao custo futuro mais elevado da água, seu valor é utilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para a definição do preço de liquidação de diferenças (PLD) em \$/MWh. O modelo retorna também o valor da água em valor presente a partir do acoplamento com a FCF em função do estado de armazenamento dos reservatórios do SIN, utilizando os cenários de afluência gerados para o segundo mês de estudo (mês probabilístico) e tendo como referência as afluências determinísticas, já que há somente um único valor de probabilidade futura, previstas para o primeiro mês (mês determinístico), como definido em (Deus, 2008).

Em (Oliveira, 1993) define-se que o acoplamento entre os horizontes de longo e médio prazo é feito pela curva de custo esperado futuro da operação versus a energia armazenada nos reservatórios, em que pode-se estimar o valor da água no início do horizonte de longo prazo que coincide com o final do horizonte de médio prazo. Esta relação pode ser observada na Figura 1.3, em que quanto menor a energia armazenada maior é o custo associado, já que as outras fontes de geração deverão ser atuadas para suprir a carga e cada m^3 de água tem um papel mais relevante do despacho.

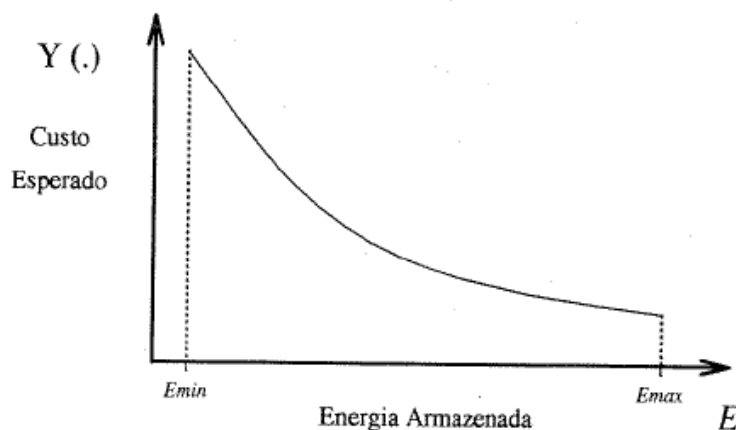


Figura 1.3 – Gráfico do custo esperado da operação versus energia armazenada no fim do horizonte de médio prazo

Fonte: (Oliveira,1993)

O valor da água foi um conceito abordado primeiramente em (Pereira, 1989), representando a valoração dos estoques de água presentes em forma de armazenamento nos reservatórios do SIN, um parâmetro determinante para a operação por indicar quando

despachar as fontes térmicas. Assim como o CMO, o valor é calculado por subsistema e permite indicar onde estão os recursos energéticos de menor custo em relação às outras usinas hidrelétricas e as usinas térmicas. Sendo interessante observar que preferencialmente só há o despacho térmico quando o custo variável unitário de Operação (CVU) dessas unidades for maior que o valor da água, um regime que indica como e quando os regimes futuros de afluência determinam os despachos futuros de atendimento da carga.

1.2 MOTIVAÇÃO

A modelagem matemática de otimização teve seus estudos iniciados na segunda metade do século XX com a Hidrologia Operacional, teoria da Análise de Sistemas na área de Recursos Hídricos. São modelos que apresentam um número alto de variáveis de decisão, equações não lineares e restrições tecnológicas. Um dos maiores avanços deu-se no âmbito dos Sistemas de Suporte a Decisão (SSD), responsáveis por integrar banco de dados e modelos matemáticos por meio de interfaces amigáveis e de uma capacidade maior dos processadores computacionais.

Por conta disso atualmente existem diversos softwares com rotinas de otimização que se propõem a solucionar, por meio de “solvers” e recursos de modelagem, sistemas não lineares até mesmo de grande porte, de forma eficiente e rápida.

(Labadie, 2004) realizou um trabalho bastante interessante ao fazer uma revisão atual dos trabalhos de (Yeh, 1985) e de (Wurbs, 1993) e contribuiu recentemente nas áreas de otimização estocástica implícita e explícita, do controle em tempo real com previsão e de métodos de programação heurística. O autor destaca em seus trabalhos a relevância da Programação Não Linear (PNL) para solução de sistemas hidrelétricos de reservatório no quesito operacional.

Além das entidades CEPEL e COPPE, destacam-se bastante o papel da Universidade de Campinas (UNICAMP) e da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), destacando-se o trabalho de (Cicogna, 2003) e (Marcato, 2002). Cicogna desenvolveu o sistema HydroLab da UNICAMP, um modelo de simulação da operação de usinas hidrelétricas individualizadas e seus reservatórios diante de diversos cenários utilizando a rede de arcos capacitados para resolução eficiente do problema de forma a auxiliar a programação da operação, operação em tempo real e a pós-operação do SIN. (Marcato, 2002) da PUC-RIO analisa o modelo de planejamento operacional, a metodologia do NEWAVE, que trabalha com os reservatórios equivalentes de energia. Ele propõe um modelo híbrido, operando os primeiros estágios com usinas individualizadas, passando posteriormente às usinas

equivalentes. As usinas individualizadas operam com produtividade constante e com nível constante no canal de fuga, e nesse caso, as aplicações feitas com o sistema brasileiro demonstraram que a representação de reservatório equivalente apresenta resultados semelhantes à representação de usinas individualizadas. (Lopes, 2007)

Outro ponto de vista de motivação do trabalho é obtido ao analisar a projeção de crescimento do mercado de energia do SIN em face ao crescimento da energia armazenável máxima para o horizonte decenal de 2014-2024 no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2024 representado na Figura 1.4. Em que um crescimento de 45% do mercado não é acompanhado pelo nível de armazenamos, visto que o número de usinas de acumulação entrando em operação é extremamente reduzido e representa apenas 2,6 GWmédios de aumento, refletindo uma dependência grande do regime de aflúências e um melhor gerenciamento do armazenamento ao longo do horizonte.

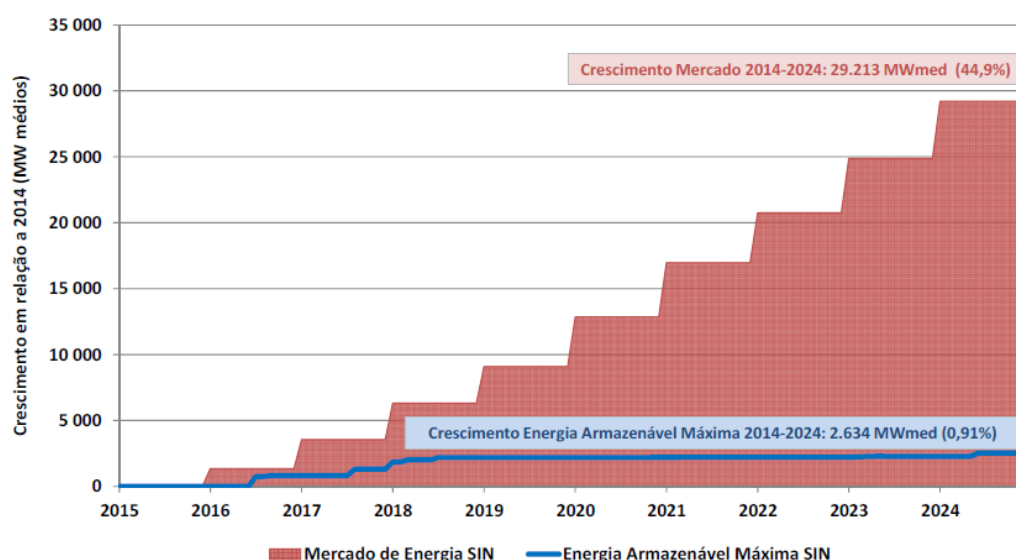


Figura 1.4 – Crescimento do mercado de energia do SIN x energia armazenável máxima

Fonte: (PDE, 2015)

Tendo em vista que novas fontes de energia vêm sendo inseridas na matriz energética brasileira, com diferentes perfis e características de geração não controláveis, a característica de estoque de água nos reservatórios assume uma importância cada vez maior, exigindo análise cuidadosa da variação do grau de dependência do SIN aos reservatórios e das políticas de operação, para o atendimento ao mercado de energia ao longo dos anos. Em que cenários de aflúncia reduzida e/ou de geração de outras fontes não controláveis, como eólicas, PCH, biomassas e solares, ocorrem abaixo da expectativa, a geração a partir de fontes controláveis, predominantemente UHE com reservatórios de regularização, é requisitada (PDE, 2015). Sendo de extrema relevância a existência de um planejamento energético para embasamento

de tomadas de decisões frente à energia armazenada no sistema, uso de termelétricas, custo e segurança imediato e futuro para o atendimento da demanda.

Tendo em vista os diversos estudos nesse campo é notória a relevância dos resultados obtidos nessa área, com isso nessa monografia buscou-se modelar um sistema hidrotérmico e identificar por meio de diferentes cenários como o despacho energético se realiza, tendo em vista a problemática da gestão entre o estoque existente de água nos reservatórios, a incerteza das afluições e o atendimento da carga. Toda a gestão de planejamento da operação adotado pelo ONS deve garantir a segurança do atendimento da carga, a modicidade tarifária e um SEB com papel social, como mediador dos interesses comuns entre a população e os produtores de energia, uniformidade dos privilégios dos agentes e a otimização dos custos operacionais.

A abordagem dessa monografia está focada no horizonte de planejamento de médio prazo, considerado nesse estudo como equivalente a um ano e discretizado por semanas, apresentando restrições de técnicas, operativas, ambientais e de transmissão. Após o modelo desenvolvido tornam-se possíveis vários enfoques, assumindo a diversidade de cenários hidrológicos, a incerteza associada aos elementos, podendo-se incluir o sistema de transmissão e distribuição, por exemplo.

1.3 OBJETIVOS

Os objetivos deste trabalho consistem na construção de um modelo de planejamento energético de médio prazo para sistemas hidrotérmicos por meio da utilização de uma programação não linear, modelando-se de forma individualizada as usinas hidrelétricas, incluindo-se suas especificações não lineares e restrições operativas. A fim de assim analisar o planejamento da gestão otimizada de produção da energia elétrica, observando a relevância do custo futuro de operação em conjunto com o custo imediato, para a construção de uma solução ótima.

Por otimização entende-se o despacho energético de menor custo diante das possibilidades de geração hidráulica e térmica, dentro de um cenário de incerteza, restrições operativas dos geradores, limites de capacidade térmica, atendimento das regras de comercialização de energia e do uso múltiplo da água. Gerenciando dessa forma os estoques de água nos reservatórios e promovendo confiabilidade no sistema, segurança operacional e modicidade tarifária.

1.4 JUSTIFICATIVA

Devido à característica do grande potencial hídrico do sistema elétrico brasileiro o aproveitamento energético dessa fonte de energia torna-se cada vez mais um desafio diante dos regimes hidrológicos do país, da capacidade instalada no SIN e da rede de transmissão e distribuição presentes. Uma geração que deverá ser associada ao regime complementar e distribuído de outras fontes energéticas, ao atendimento da capacidade de geração e às restrições não técnicas de controle ambiental e de uso consultivo da água pela população.

Ao observar os dados médios das Energias Naturais Afluentes (ENAs) dos subsistemas do SIN no período de 1931 a 2015 na Figura 1.5 é possível definir por período úmido os meses que apresentem valores de ENA acima da média anual e período seco para valores abaixo dela. Desta forma, verifica-se a complementaridade hidrológica entre o Sudeste/Centro-Oeste e Sul, em que a primeira apresenta períodos hidrológicos bem definidos e a segunda aproveita-se dos grandes valores de afluência no período úmido do subsistema SE/CO para importar energia e do período seco para exportar.

Contudo, diante do cenário atual de uma dependência maior diante dos cenários hidrológicos, a operação do sistema deve cada vez mais lidar melhor com o perfil estocástico das variáveis associadas, sobretudo a afluência e a demanda. Sendo, portanto, uma área de bastante interesse e relevância para estudos acadêmicos e empresariais, do ponto de vista de uma operação otimizada que vise o menor custo e a segurança do sistema.

Em (Deus, 2008) define-se muito bem as características de cada subsistema:

- Sudeste/Centro-Oeste: Grande mercado de demanda no País e importador de outros Subsistemas durante a maior parte do ano. Possui grande capacidade de armazenamento em múltiplos reservatórios
- Sul: Sistema hidrotérmico com grande variabilidade de armazenamento. Os sentidos dos intercâmbios com o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste são altamente dependentes de sua hidrologia.
- Nordeste: Importador ou exportador de energia conforme condições hidrológicas na região. Com a conclusão das expansões da malha de interligação com o Sudeste/Centro-Oeste, será um potencial exportador no período de ponta.
- Norte: Eminente exportador de energia. Fornece energia para o período de ponta por pelo menos nove meses do ano.

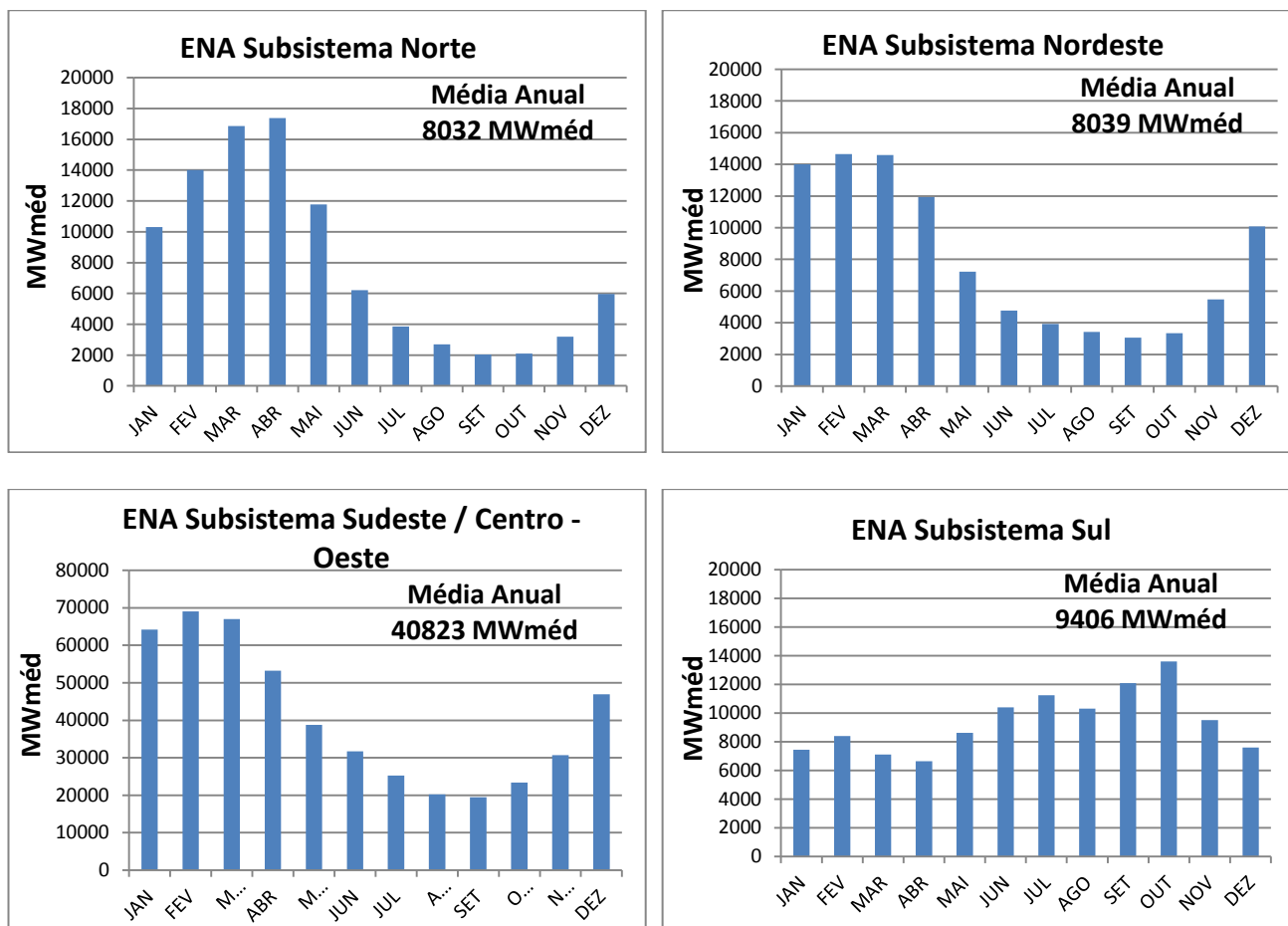


Figura 1.5 – ENAs dos Subsistemas do SIN de 1931 à 2015

Durante as últimas décadas vários estudos e modelos foram desenvolvidos para propor melhores soluções e aprimoramento de técnicas que lidassem melhor com as características únicas do SIN brasileiro. Embasando desta forma a justificativa desse trabalho, que se deve à construção de um modelo robusto para processo de planejamento da operação que apresente soluções ótimas diante da diversidade de cenários e que realize o melhor aproveitamento da afluência de água existente na bacia do Paranapanema complementado por um parque térmico para o atendimento da carga.

A abordagem pode ser entendida também como um estudo econômico acerca do melhor gerenciamento das fontes de energia disponíveis em comparação com os resultados do ONS, da necessidade de ampliação de fontes de geração devido à ocorrência de cortes de carga, além do gerenciamento para situações de calamidade ao atendimento da carga, limites e condições mínimas para estabilidade do sistema de transmissão.

1.5 CONTRIBUIÇÕES

Este trabalho contribui para o estudo sobre o planejamento energético de médio prazo considerando o processo de tomada de decisões para diversos cenários hidrológicos, estados de armazenamento da bacia e patamares e carga, e o objetivo de minimização do custo operacional do despacho. São apresentados modelos determinísticos que auxiliam no entendimento do funcionamento de um sistema hidrotérmico em cascata, das variáveis de decisão e do gerenciamento energético realizado nos diversos cenários operativos.

Após a modelagem completa do sistema hidrotérmico, realizou-se diversos estudos de caso com o intuito de avaliar o comportamento do modelo, a robustez da formulação e o respeito aos limites operativos estabelecidos. Dentre eles a variação dos patamares de carga do sistema, as diferenças de restrições mínimas de operação no horizonte de tempo, os regimes hidrológicos e a condição inicial de armazenamento dos reservatórios. A visão crítica a cerca do gerenciamento do sistema foi de extrema relevância para a construção de cenários que viabilizassem padrões interessantes de análise e operação do sistema.

Ao final, na busca de um padrão comparativo e de um enriquecimento das análises realizou-se a comparação das saídas do modelo com a operação realizada no ONS para o mesmo período e horizonte de tempo. Desta forma, avaliaram-se os resultados segundo uma visão estratégica de planejamento diante das restrições do SIN, completando a análise em relação à operação ótima.

1.6 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

No capítulo 2 é apresentada uma revisão conceitual a cerca dos conceitos fundamentais para o embasamento de análise e caracterização do problema de planejamento energético de médio prazo aplicado a um sistema hidrotérmico, bem como o explanamento das técnicas de programação utilizadas para a construção do modelo de otimização.

No capítulo 3 fez-se a formulação do modelo especificando-se o comportamento de cada unidade constituinte, de forma que o leitor possa se familiar com as especificidades do problema e do comportamento em conjunto do sistema diante dos casos de estudo.

No capítulo 4 são apresentados os testes e resultados diante de vários cenários e restrições aplicadas, tendo em vista a realização de estudos do comportamento do modelo diante da verificação da robustez e funcionamento correto do modelo objetivando o planejamento ótimo.

O capítulo 5 é dedicado para a conclusão, considerações finais e sugestões de trabalhos futuros.

2. REVISÃO CONCEITUAL

Dentro da divisão dos problemas de mercado e despacho em longo, médio e curto prazo, nesta monografia focou-se no planejamento energético cujo horizonte foi de médio prazo e envolveu assegurar uma política de operação econômica confiável. O sistema hidrotérmico brasileiro foi base para a construção do modelo em questão, um sistema dinâmico em que as tomadas de decisão no presente estão atreladas com decisões anteriores e impactam em posturas futuras quanto ao despacho energético. Outro ponto em questão é a configuração do SIN em cascata, de forma que exista o acoplamento operativo na gestão dos aproveitamentos hidráulicos em uma mesma bacia hidrográfica, comportamento oposto ao observado em parques termoelétricos.

Em (Oliveira, 1993) destaca-se que a não linearidade da função de geração hidroelétrica e da função de custo de complementação não hidráulica, fazem do problema de planejamento da operação um problema de otimização: dinâmico, interconectado, estocástico, não linear e de grande porte. Com isso, define-se que pelo planejamento de médio prazo abranger um horizonte com discretização mensal ou, de preferencia semanal, seu objetivo principal é a definição de cotas de produção semanais que cada usina deve cumprir no planejamento de curto prazo para que o sistema seja otimizado e respeite todos os aspectos energéticos existentes. Devendo ser considerada a representação individualizada das usinas respeitando o acoplamento hidráulico e as possíveis diversidades hidrológicas entre os rios. Sendo mais adequada para o planejamento de médio prazo a metodologia de otimização determinística do sistema hidrotérmico individualizado, baseado em previsão de vazões fornecida por modelos de Séries Temporais.

Nesta seção são apresentados conceitos para familiarizar o leitor a cerca das terminologias utilizadas ao longo do desenvolvimento, e a formulação teórica dos princípios utilizados para a modelagem do problema e estruturação computacional do mesmo.

2.1 MODELAGEM MATEMÁTICA

Segundo (Rider,2006):

A resolução de todo problema de engenharia compreende a implementação de dois processos consecutivos: a modelagem matemática e a técnica de solução escolhida para resolver esse modelo matemático. A modelagem matemática, além de representar adequadamente o problema real, deve permitir sua resolução por meio de técnicas de solução disponíveis. Normalmente, à medida que se implementam melhorias no modelo matemático do problema real, a técnica de solução se torna mais complexa. Assim, deve existir um compromisso entre a modelagem matemática adotada e a técnica de solução escolhida para que se possam utilizar recursos computacionais aceitáveis, isto é, dentro dos limites do computador.

Diante de várias abordagens e poucos modelos disponíveis para tratar de planejamento energético de médio prazo buscou-se adotar a inovação e integrar o modelo dentro do Sistema de Suporte a Decisão (SSDs) por meio da linguagem computacional de otimização *General Algebraic Modelling System – GAMS/CPLEX* (© 2008, GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA), promovendo a implementação de um estudo crítico.

As problemáticas de gestão do volume útil nos reservatórios e das afluências no sistema com vista ao atendimento da demanda sintetizam a operação do SIN. Devido à extensão do SIN e às características operativas e de geração, modelos que objetivam dimensionar o sistema de potência e analisar o planejamento energético devem ser de grande porte e robustos.

A construção de modelos se deu durante as últimas décadas por estudos de vários acadêmicos, e apresentou grande avanço com o desenvolvimento de processadores e ferramentas computacionais. Dentre as várias abordagens de programação e técnicas de otimização existentes, escolheu-se abordar a programação não linear (*Non Linear Programming - NLP*), pertencente à área de otimização estocástica explícita. Definindo-se para tanto o cenário final de volume útil armazenado como objetivo da otimização no programa, uma abordagem que permite a continuidade da operação após o final do horizonte de planejamento.

2.1.1 CONDIÇÕES DE OTIMALIDADE DE KARUSH – KUHN - TUCKER

As condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker também são conhecidas como condições de KKT e são ferramentas importantes pelas quais se obtém a solução ótima de problemas de programação não linear. Para que um problema de programação matemática seja caracterizado como de programação não-linear, ele deve apresentar uma função objetivo não linear, ou pelo menos uma das restrições caracterizada por uma função não linear.

Seja um problema de otimização não linear definido em (Kuhn e Tucker, 1951) como:

$$\text{Min } z = f(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (2.1)$$

s.a:

$$g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0 \quad \text{para todo } i = 1, \dots, m \quad (u_i) \quad (2.2)$$

Onde $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ e $g_i(x_1, x_2, \dots, x_n)$ são funções diferenciáveis em cada uma das variáveis x_j , para todo $j = 1, \dots, n$, e seja u_i um escalar associado a restrição $g_i(x_1, x_2, \dots, x_n)$. Então $x^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)$ pode ser uma solução ótima para o problema de programação não-linear acima, somente se existem m números u_1, u_2, \dots, u_m (conhecidos por multiplicadores de Lagrange) que satisfaçam todas as seguintes condições:

$$\nabla f(x^*) + \sum_{i=1}^m u_i \cdot \nabla g_i(x^*) = 0 \quad (2.3)$$

$$u_i \cdot g_i(x^*) = 0 \quad \forall i = 1, \dots, m \quad (2.4)$$

$$u_i \geq 0 \quad \forall i = 1, \dots, m \quad (2.5)$$

$$g_i(x^*) \leq 0 \quad \forall i = 1, \dots, m \quad (2.6)$$

Que significam que f e g devem ser diferenciáveis, deve haver condições de folgas complementares, restrições nos sinais dos multiplicadores de Lagrange e restrições primais, em que a condição 2.3 referente às equações no gradiente garante que qualquer x para o qual existe um u_i que satisfaça as condições de KKT, de forma que seja um ótimo local.

2.1.2 MODELO DETERMINÍSTICO

O modelo completo de otimização do planejamento de médio prazo de sistemas hidrotérmicos com usinas isoladas foi formulado segundo as equações abaixo, uma adaptação da modelagem utilizada em (Fujisawa, 2016). Em seguida temos as especificações dos conjuntos, variáveis, índices e conjuntos utilizados.

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \sum_{p=1}^P C_i(gt_{t,i,p}) \quad (2.7)$$

s.a:

$$v_{t-1,h} + U \left(y_{t,h} + \sum_{h' \in \beta} r_{t,h'} - r_{t,h} \right) = v_{t,h} \quad \begin{array}{l} \forall t, h \\ \perp \psi_{h,t} \end{array} \quad (2.8)$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I gt_{t,i} + gh_{t,h}(q_{t,h}) = D_t \quad \begin{array}{l} \forall t, h \\ \perp \lambda_t \end{array} \quad (2.9)$$

$$gh_{t,h}(q_{t,h}) = k_{esp_h} \cdot QB(q_{t,h}, v_{t,h}) \cdot q_{t,h} \quad \forall t, h \quad (2.10)$$

$$QB(q_{t,h}, v_{t,h}) = NM(v_{t,h}) - NJ(r_{t,h}) \quad \forall t, h \quad (2.11)$$

$$r_{t,h} = q_{t,h} + s_{t,h} \quad \forall t, h \quad (2.12)$$

$$v_h^{min} \leq v_{t,h} \leq v_h^{max} \quad \forall t, h \quad (2.13)$$

$$s_h^{min} \leq s_{t,h} \leq s_h^{max} \quad \forall t, h \quad (2.14)$$

$$q_h^{min} \leq q_{t,h} \leq q_h^{max} \quad \forall t, h \quad (2.15)$$

$$gt_{t,i}^{min} \leq gt_{t,i} \leq gt_{t,i}^{max} \quad \forall t, i \quad (2.16)$$

$$C_i(gt_{t,i}) = C_{0i} + a_i \cdot gt_{t,i} + \frac{1}{2} \cdot b_i \cdot gt_{t,i}^2 \quad \forall t, i \quad (2.17)$$

t	Índice de intervalos de tempo semanais
T	Número total de intervalos de tempo
i	Índice de usinas térmicas

I	Número total de usinas térmicas
p	Índice do patamar de carga
P	Número total de patamares de carga
h	Índice de usinas hidrelétricas
H	Número total de usinas hidrelétricas
β	Conjunto de usinas hidrelétricas a montante da usina h
D_t	Demanda de carga a ser atendida em cada intervalo t
min	Índice do limite mínimo das variáveis
max	Índice do limite máximo das variáveis
C_i	Função de custo da geração térmica
gh	Função de produção hidráulica
gt	Variável da geração térmica
v	Variável do volume armazenado ao final do intervalo
q	Variável da vazão turbinada
s	Variável da vazão vertida
r	Variável da vazão defluente, representada pela soma vazão turbinada q e vazão vertida s
y	Variável da vazão incremental
U	Constante de conversão da vazão em volume
$[Co, a, b]$	Constantes da função de custo
NM	Nível montante da usina (polinômio de quarta ordem)
NJ	Nível Jusante da usina (polinômio de quarta ordem)
QB	Queda Bruta do sistema, equivalente a diferença entre o nível montante e jusante da usina no mesmo intervalo de tempo.
k_{esp}	Constante de produtividade específica de cada usina
$\psi_{h,t}$	Variável Dual que modela o valor da água
λ_t	Variável Dual que modela o preço da energia (CMO)

2.2 CONCEITUAÇÃO DE SISTEMAS

Em um sistema hidrotérmico as usinas hidrelétricas e termelétricas são responsáveis pela geração de energia, a qual deve ser fornecida a uma rede de transmissão que atenderá os centros de carga, e que contará com a presença de uma rede de distribuição para chegar aos consumidores. De forma a entender melhor a estrutura de geração, conceitua-se a seguir os sistemas que a compõem.

2.2.1 SISTEMA TÉRMICO

O sistema térmico é representado no estudo de planejamento energético por meio de suas características e restrições operativas, tendo em vista que existem inflexibilidades dessa fonte com relação à geração e estabilidade do sistema de transmissão. As decisões operativas desse sistema se devem ao consumo de combustíveis não renováveis para a produção de energia e aos custos envolvidos desse despacho, sendo limitada a geração mínima e a potencia total instalada de cada usina.

As várias unidades de Usinas Térmicas podem ser entendidas como uma usina equivalente pela construção de uma curva de custo crescente, ao se ordenar as usinas pelo custo mais baixo até o mais alto. (Lopes, 2007)

O custo de geração de unidades termoelétricas é uma função convexa e crescente, de forma que as unidades convencionais que serão adotadas nessa monografia podem ser bem aproximadas por polinômios de segundo grau por meio da redução quadrática por partes (El – Hawary, 1979). A solução ótima do problema de despacho econômico para um sistema térmico consiste em se igualar o custo marginal de operação das unidades térmicas, utilizando-se das condições de Karush-Kuhn-Tucker como garantia de otimalidade, em que o multiplicador de Lagrange, λ , para a restrição de atendimento da demanda sob a minimização do custo de operação do sistema deve ser tal que:

$$C(d) = \min \sum_{i=1}^N C_i(gt_{i,t}) \quad (2.18)$$

$$\frac{\partial C(d)}{\partial gt_{i,t}} = \lambda_t, \quad \text{se } gt_{i,t}^{min} \leq gt_{i,t} \leq gt_{i,t}^{max} \quad \forall t, i \quad (2.19)$$

$$\frac{\partial C(d)}{\partial gt_{i,t}} \geq \lambda_t, \quad \text{se } gt_{i,t} = gt_{i,t}^{min} \quad \forall t, i \quad (2.20)$$

$$\frac{\partial C(d)}{\partial gt_{i,t}} \leq \lambda_t, \quad \text{se } gt_{i,t} = gt_{i,t}^{max} \quad \forall t, i \quad (2.21)$$

2.2.2 USINAS HIDRELÉTRICAS

As usinas hidrelétricas podem ser classificadas quanto ao potencial de energia disponível, ao nível de queda e a característica de produção de energia. São consideradas usinas pequenas (PCH'S) as de capacidade entre 1MW e 30MW, e usinas de Médias a Grandes as UHE's acima de 30MW. Já com relação a queda temos usinas de baixa, média e alta queda, em que os desníveis são de menos de 15m, entre 15m e 50m, e acima de 50m, respectivamente.

Por fim, com relação a produção de energia e ao porte da capacidade de armazenamento as UHE's são classificadas em Usinas a Fio d'Água e Usinas de Acumulação (ou Regularização), associadas conjuntamente a duração de intervalo de tempo do estudo. Ao se tratar de um horizonte de curto prazo, cujos intervalos de tempo são horários ou diários, todas as usinas possuem capacidade de armazenamento de água o que implica em um controle de produção. Contudo ao se abordar um horizonte de médio/longo prazo (meses ou anos), somente as usinas de acumulação possuem a capacidade de regularizar seu reservatório e assim fornecer uma energia constante, por meio da atenuação de fatores como as vazões afluentes, volume e fluxo do canal de fuga constante. Já as Usinas Fio d'água possuem uma pequena capacidade de acumulação d'água e por conseguinte possuem produção de energia inconstante e dependente da oscilação da vazão afluente do rio.

Ressalta-se que a variação no nível jusante de ambas as usinas hidrelétricas acima citadas possuem uma expressiva variação do nível do canal de fuga, o que implica na variação do nível de queda e consequentemente da variação da produtividade. Contudo, são as usinas de acumulação que mais sofrem decisão operativa e acabam por refletir diretamente na produção de usinas fio d'água de jusante.

2.2.2.1 OPERAÇÃO HIDRÁULICA DOS RESERVATÓRIOS

A Figura 2.1 ilustra as principais estruturas que constituem as usinas hidrelétricas:



Figura 2.1 – Estruturas das Usinas Hidrelétricas

A barragem é responsável por possibilitar a formação do reservatório, já a casa de força é onde estão localizados os conjuntos turbina-gerador que aproveitam a conversão da energia potencial da água em energia cinética, produzindo uma corrente elétrica. O vertedouro é a estrutura que permite a passagem direta da água sem passar pelas turbinas, ou seja, sem que haja aproveitamento do potencial energético, uma energia perdida do ponto de vista elétrico. E por fim o canal de fuga é soma da água proveniente do vertedouro, das turbinas e das estruturas extravasoras da usina.

Para caracterizar aproveitamentos hidrelétricos precisamos ter em mente a estrutura da usina, bem como definições de vazão, níveis e volume. O volume da água que escoar num curso de água numa unidade de tempo é usualmente medido em m^3/s e chamado de vazão, que pode ser classificada como natural, incremental, derivada e regularizada. A vazão natural é a que ocorreria caso não houvesse aproveitamentos energéticos no rio, conforme o (Submódulo 23.5 do ONS, 2017) sobre os critérios para estudos hidrológicos, essa vazão é reconstituída a partir da soma da vazão natural dos reservatórios a montante do aproveitamento propagada em condição natural (m^3/s) com a vazão natural incremental consistida entre duas seções transversais de um trecho do rio, com vistas à eliminação ou minimização da ocorrência e da magnitude de valores negativos e à suavização das grandes oscilações de vazões incompatíveis com a natureza da bacia. Os dois últimos conceitos são referentes à vazão derivada ou desviada de um rio ou reservatório pra suprir outro reservatório, e a vazão regularizada diz respeito a vazão proveniente da operação de reservatórios a montante do aproveitamento, que ao gerir o armazenamento de água, regulam

também a vazão defluente, soma da vazão turbinada com a vazão vertida, a montante para um reservatório a jusante.

Quanto ao interesse no planejamento operacional existem dois agrupamentos de níveis, os níveis de montante e de jusante, ilustrados na Figura 2.2. Os níveis de montante caracterizam o armazenamento existente no reservatório, em que o mínimo operacional e o máximo normal determinam o volume útil para operação regular das unidades geradoras, o nível de volume de espera é pensado em se considerando o tempo de viagem da afluência a montante, auxiliando o planejamento a conceber as melhores tomadas de decisões, por fim o nível montante máximo *maximorum* é o nível máximo que o reservatório pode atingir sem que haja afogamento da usina em situações de cheias extremas, resultado das considerações adotadas em projeto quanto à enchente decamilenar e a estrutura do vertedouro. Já os níveis de jusante caracterizam o canal de fuga, que recebe a soma das vazões vertida e turbinada, delimitando a restrição mínima que deve ser atendida levando em consideração os aproveitamentos a jusante das usinas, a cavitação das máquinas e o uso consultivo da água, e a restrição máxima que considera os limites operativos da usina, a restituição do canal e novamente as comunidades, usinas e restrições ambientais estabelecidas.

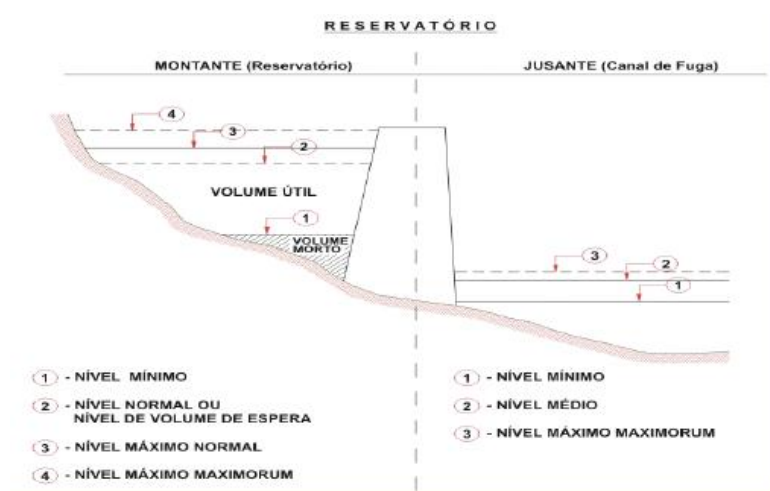


Figura 2.2 – Grupos dos níveis Montante e Jusante das usinas hidrelétricas

Fonte: ONS

Para caracterizar o comportamento das variáveis utilizadas na operação dos aproveitamentos hídricos define-se um conjunto de curvas características cujas principais são as curvas Cota-Área-Volume e a curva Vazão Defluente-Nível do Canal de Fuga. O primeiro conjunto são curvas de polinômios de quarta ordem que relacionam a cota, ou nível do reservatório, com a área de água inundada e o volume armazenado, já o segundo conjunto relaciona o nível de água no canal de fuga com a vazão defluente. Ambas são restritas aos

limites operativos e não técnicos para cada usina, sendo modeladas segundo as equações a seguir.

$$\text{Cota} = k_{0h} + k_{1h} \cdot v_h + k_{2h} \cdot v_h^2 + k_{3h} \cdot v_h^3 + k_{4h} \cdot v_h^4 \quad (2.22)$$

$$\text{Área} = A_{0h} + A_{1h} \cdot v_h + A_{2h} \cdot v_h^2 + A_{3h} \cdot v_h^3 + A_{4h} \cdot v_h^4 \quad (2.23)$$

$$\text{Nível do Canal de Fuga} = J_{0h} + J_{1h} \cdot r_h + J_{2h} \cdot r_h^2 + J_{3h} \cdot r_h^3 + J_{4h} \cdot r_h^4 \quad (2.24)$$

2.2.3 BALANÇO HÍDRICO

O Balanço Hídrico trata-se de uma restrição de conservação de água no sistema, em que o fluxo de água comporta-se de forma similar ao fluxo de correntes na primeira lei de Kirchhoff, conhecida como a lei das correntes, visto que a soma dos fluxos positivos e negativos em determinado nó é igual à zero, respeitando a conservação total de cargas no sistema.

Toda a água que chega ao reservatório da usina h é entendida como a soma do volume de água do reservatório na usina h no instante anterior ($t - 1$), representado por $v_{t-1,h}$, com a vazão afluente incremental $y_{t,h}$ e a soma das vazões defluentes de todas as usinas a montante h, essas últimas multiplicadas pela constante U que converte a vazão em volume.

A água que sai é representada por dois termos, a vazão defluente da própria usina h multiplicada por U e o volume final do intervalo atual, $v_{t,h}$, que será a entrada para o intervalo de tempo seguinte. O equacionamento desse comportamento é tido na equação abaixo:

$$v_{t,h2} = v_{t-1,h2} + U \cdot (r_{t,h1} + y_{t,h2} - r_{t,h2}) \quad (2.25)$$

Abaixo podemos verificar o retrato desse balanço para uma usina hidrelétrica, evidenciando a interligação no tempo por meio do volume armazenado v para cada hidrelétrica h.

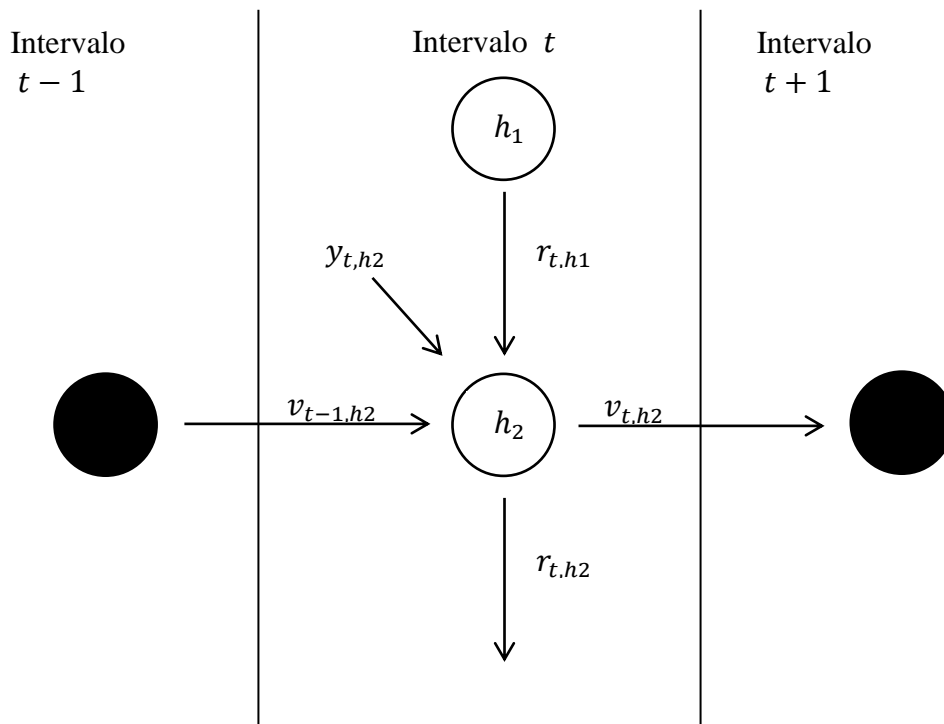


Figura 2.3 – Representação do balanço hídrico de aproveitamento hidroenergéticos

(Oliveira, 1993) traz uma perspectiva interessante acerca da problemática da operação de médio prazo ao entender essa representação do sistema como um modelo do fluxo em rede não linear com arcos capacitados. De forma que cada nó dessa rede represente uma usina hidrelétrica num intervalo de tempo, os arcos representam o volume de água armazenado nos reservatórios e a defluência das usinas nos vários intervalos, fechando o balanço com a vazão incremental de cada usina.

2.2.4 EFEITO QUEDA

O efeito queda consiste na influência da queda de água na operação das usinas hidrelétricas. Essa queda de água consiste na diferença entre o nível de montante e jusante, cotas que são definidas por meio de polinômios de Cota-Volume e Nível do Canal de Fuga – Vazão Defluente. Em que quanto maior a diferença entre as cotas, maior é a produtividade da usina, consequência da maior energia potencial acumulada do sistema que produzirá uma maior conversão energética nas turbinas hidráulicas dos aproveitamentos em consequência da maior queda de água existente.

Este efeito é levado em consideração no planejamento de sistemas hidrotérmicos por seu alto impacto e não pode ser ignorado no modelo, tendo em vista que a escolha de se acumular

água é uma tomada de decisão da operação do sistema, que tem impacto sob todo o horizonte de planejamento.

2.2.5 PRODUÇÃO HIDRÁULICA

A função de produção hidráulica gh em alinhamento com as restrições operativas depende das variáveis hidráulicas não lineares (v, q, s) , resultantes dos níveis de montante e jusante, do rendimento das turbinas e dos limites de vazão turbinada. A geração hídrica é resultado do aproveitamento da energia potencial e da altura de queda da água, podendo ser modelada segundo a equação 2.26:

$$gh = \rho \cdot g \cdot \eta_g \cdot \eta_T \cdot [NM(v) - NJ(q, v) - Np] \cdot q \quad (2.26)$$

gh	Potência hidráulica obtida a partir do potencial hidráulico [MW]
ρ	Massa específica da água [g/cm^3]
g	Aceleração da gravidade [m^3/s]
η_g	Coefficiente adimensional de rendimento do gerador
η_T	Coefficiente adimensional de rendimento da turbina
NM	Nível montante da usina hidrelétrica resultante do polinômio de quarto grau de Cota-Volume [m]
NJ	Nível jusante da usina hidrelétrica resultante do polinômio de quarto grau de Nivel Canal de Fuga-Vazão defluente [m]
Np	Redução entre os níveis de montante e jusante devido às perdas de carga hidráulica.[m]
q	Vazão turbinada [m^3/s]

Durante a conversão da energia potencial da água ocorrem perdas na turbina e no gerador, a primeira ocorrendo durante o rotacionamento do eixo da turbina pela massa de água e a segunda no processo de conversão devido às características intrínsecas da máquina. Segundo (Cicogna, 2009) o rendimento da turbina pode ser expresso como uma função da altura de queda e da potência, em alguns casos, nota-se a vazão turbinada em substituição à potência. Devido a seu formato, a função de rendimento da turbina é conhecida como curva-colina,

conforme mostrado na Figura 2.4, em que os fabricantes apresentam os dados de rendimento usando as curvas de nível e limites operativos máximos e mínimos.

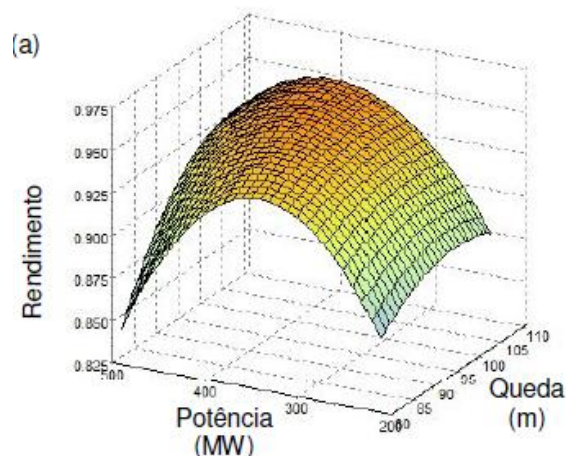


Figura 2.4 – Curva Cota-Colina

Fonte: (Cigcona, 2009)

De forma a estabelecer um melhor parâmetro agrupa-se essas perdas pela razão entre elas, chamada de η , ou seja, $\frac{\eta_r}{\eta_g}$ e define-se a diferença entre os níveis de montante e jusante como a queda bruta, QB, uma função que continua a depender do volume armazenado e da vazão turbinada, obtendo a equação 2.28.

$$gh = \kappa \cdot \eta \cdot QB \cdot q \quad (2.28)$$

Assim como no trabalho de (Fujisawa, 2016), nesta monografia considerou-se o rendimento turbina/gerador constante e igual a η , valor médio, em conformidade com a modelagem adotada pelo setor elétrico. Sendo assim o produto $(\kappa \cdot \eta)$ é considerado uma constante e chamado de produtividade específica da usina, $k_{esp,h}$, cuja unidade se dá em [MW/m³/s/m], logo a equação produção hidráulica é escrita da seguinte forma:

$$gh = k_{esp,h} \cdot QB \cdot q \quad (2.29)$$

Modelagem não linear que correlaciona o volume armazenado e a vazão defluente com as limites operativas da usina. E que em (Soares, 1991) apresenta as seguintes características:

- A função é crescente em relação à defluência para defluência menor que a turbinagem máxima (aumento da turbinagem)
- A função é constante ou levemente decrescente em relação à defluência para valores de defluência maiores que a turbinagem máxima (devido a influencia do vertimento no canal de fuga (perda de altura de queda);

- A função é não diferencial no ponto de defluência=turbinagem máxima (limite de turbinagem)
- A produtividade das usinas aumenta com o volume armazenado no reservatório (aumenta a queda)

2.3 FERRAMENTA COMPUTACIONAL GAMS

Neste trabalho foram desenvolvidos modelos que utilizam a programação não linear (PNL), sendo utilizada a ferramenta computacional GAMS. O primeiro software a combinar linguagem de álgebra matemática com conceitos tradicionais de programação de computadores, possibilitando a descrição eficiente de problemas de otimização atrelados à metodologia algébrica de decomposição.

As opções para modelagem do sistema abrangem problemas lineares (*Linear Programming – LP*), não lineares (*Non Linear Programming – NLP*) e inteiro misto (*Mixed Integer Programming – MIP*). Problemas estes que recebem como entradas conjuntos, parâmetros, variáveis contínuas e discretas e equações em forma de listas ou tabelas, podendo fazer uso da importação de planilhas em Excel.

Sendo assim, a utilização desse software permite que o usuário se preocupe apenas com a modelagem correta do problema, em que é necessário definir suas funções objetivo, de acordo com o foco na minimização ou maximização. Ressalta-se que o GAMS permite a associação com programas como o Excel e o MATLAB, para facilitar a entrada e saída de dados do modelo, bem como o trabalho com outras ferramentas e o acoplamento técnico.

Devido às inúmeras vantagens explanadas acima, essa ferramenta foi escolhida para modelar o sistema hidrotérmico em questão e utilizada em todos os testes e estudos de caso apresentados nas próximas sessões, atendendo os objetivos do trabalho.

3. FORMULAÇÃO DO MODELO

A formulação apresentada a seguir consiste na modelagem matemática do sistema térmico isolado e em conjunto com a usina fio d'água e com as usinas de reservatório UHE Chavantes e UHE Capivara, para o atendimento de uma carga de 500 MW. Todos os sistemas são submetidos ao programa de otimização do planejamento em médio prazo, em que serão analisados os resultados obtidos para o período diante de um mesmo nível de carga e do atendimento dos limites operativos específicos de cada sistema.

3.1 DADOS DE ENTRADA

O SEB apresenta um grande número de bacias, como por exemplo, a Bacia do Rio Paraná, constituída pelos rios: Araguari, Paranaíba, Grande, Pardo, Tietê, Paranapanema e Paraná. As usinas hidrelétricas utilizadas nesse estudo foram as UHE's Chavantes, Capivara e Taquaruçu, todas estão localizadas na bacia do Paranapanema, sub-bacia dos rios Paraná e Paraguai, que corre para o interior do país e forma divisa entre São Paulo e Paraná, podem ser vistas na Figura 3.1.

Os aproveitamentos possuem diferenças quanto à tipologia, fio d'água ou acumulação, à potência instalada, ao regime de aflúências e limites de turbinagem, juntos somam 11 usinas instaladas e 2716MW instalados.

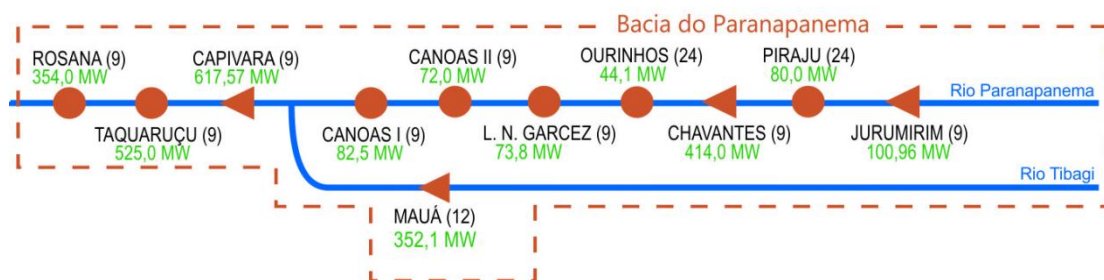


Figura 3.1 – Representação no SIN da Bacia do Paranapanema.

A Figura 3.2 exemplifica a ENA dessa bacia, em que se pode observar o regime hidrológico e a relevância no SIN quanto à quantidade de água afluyente e, portanto a potência de geração hídrica. Pertencente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste de característica bem definida quanto ao período seco (maio a novembro) e ao período úmido (dezembro a abril), a bacia do Paranapanema apresenta características específicas. Em (Soares, 2000) estabelece-se que uma das características marcantes deste sistema é que as primeiras cinco usinas a montante apresentam regime hidrológico com características da região sudeste, enquanto as

três usinas de jusante apresentam ciclo hidrológico com características do sistema sul. Além disso, há uma grande vazão incremental entre as usinas de Canoas I e Capivara, fazendo com que a última, apesar de ser uma usina de jusante, também trabalhe na regularização das vazões afluentes.

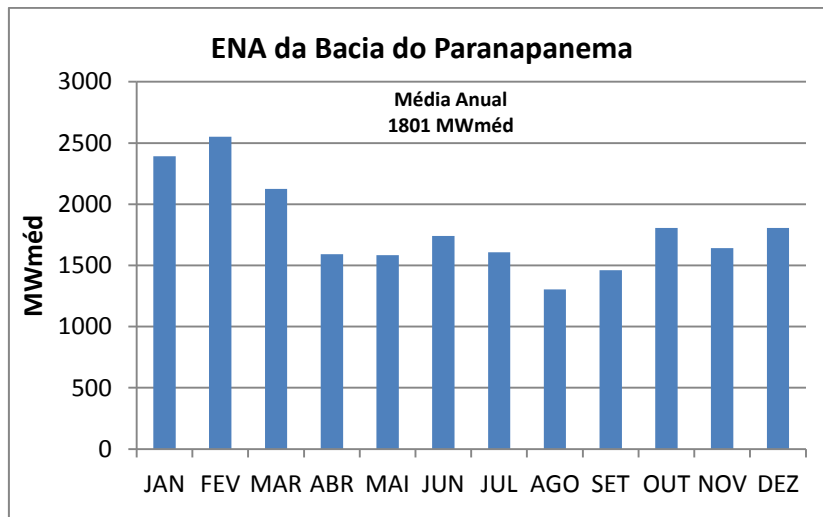


Figura 3.2 – ENA da Bacia do Paranapanema

Quanto às afluições realizou-se um levantamento sob os valores de afluição semanais consistidos pelo ONS para as usinas em estudo, e ajustou-se para o horizonte de tempo de médio prazo, discretizado em semanas e com início em Maio e fim no mês de Abril do ano consecutivo.

Para o estudo de caso fez-se uso da normatização da série segundo um horizonte semanal, criando-se séries mínimas, médias e máximas para cada aproveitamento. Observa-se que essas usinas não possuem grandes variações como as apresentadas anteriormente, e podem ser entendidas como limites inferiores e superiores para a variação estocástica observada até então. As séries históricas podem ser visualizadas comparativamente com suas respectivas normatizações nas Figuras 3.3, 3.4 e 3.5.

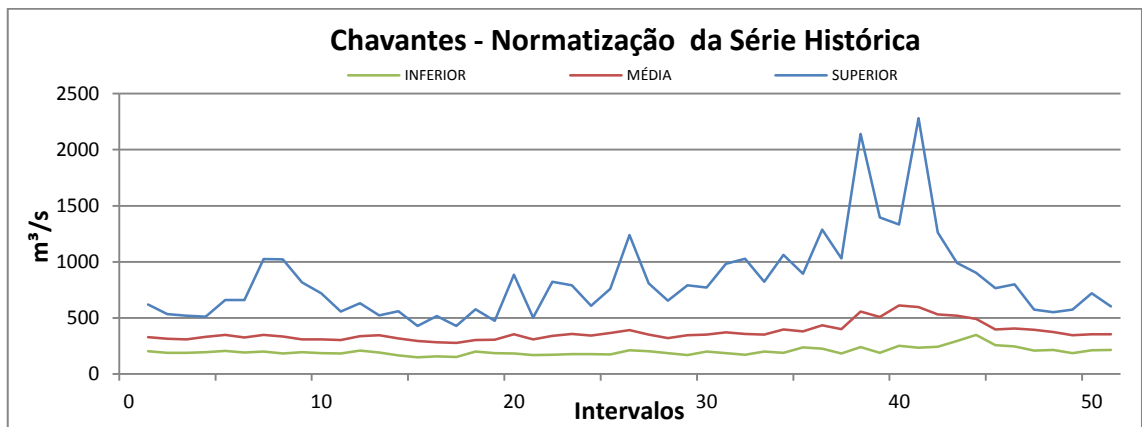
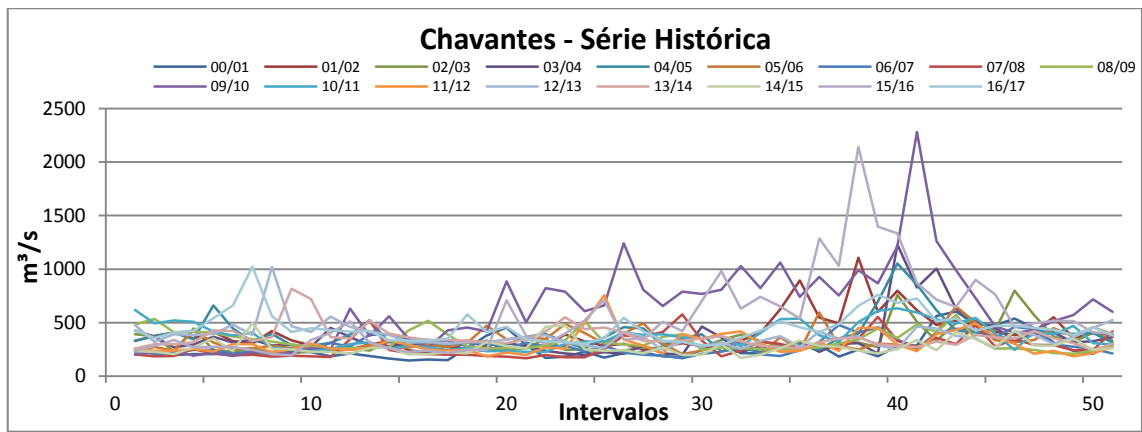


Figura 3.3 – Dados Históricos e Normalizados das aflúências da UHE Chavantes

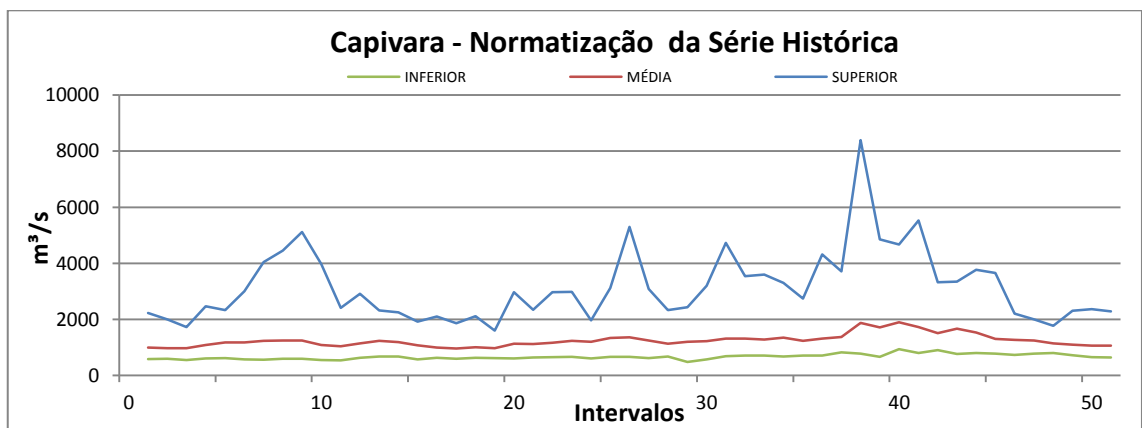
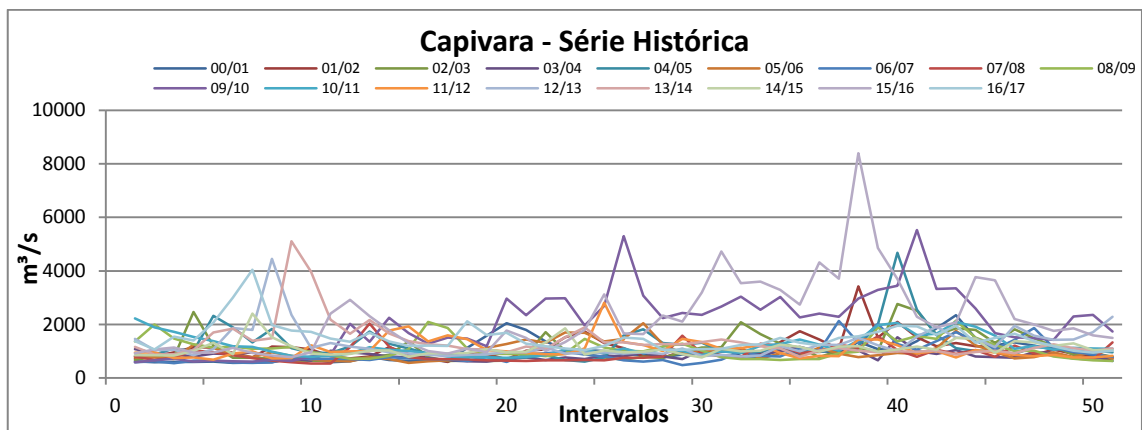


Figura 3.4 – Dados Históricos e Normalizados das aflúências da UHE Capivara.

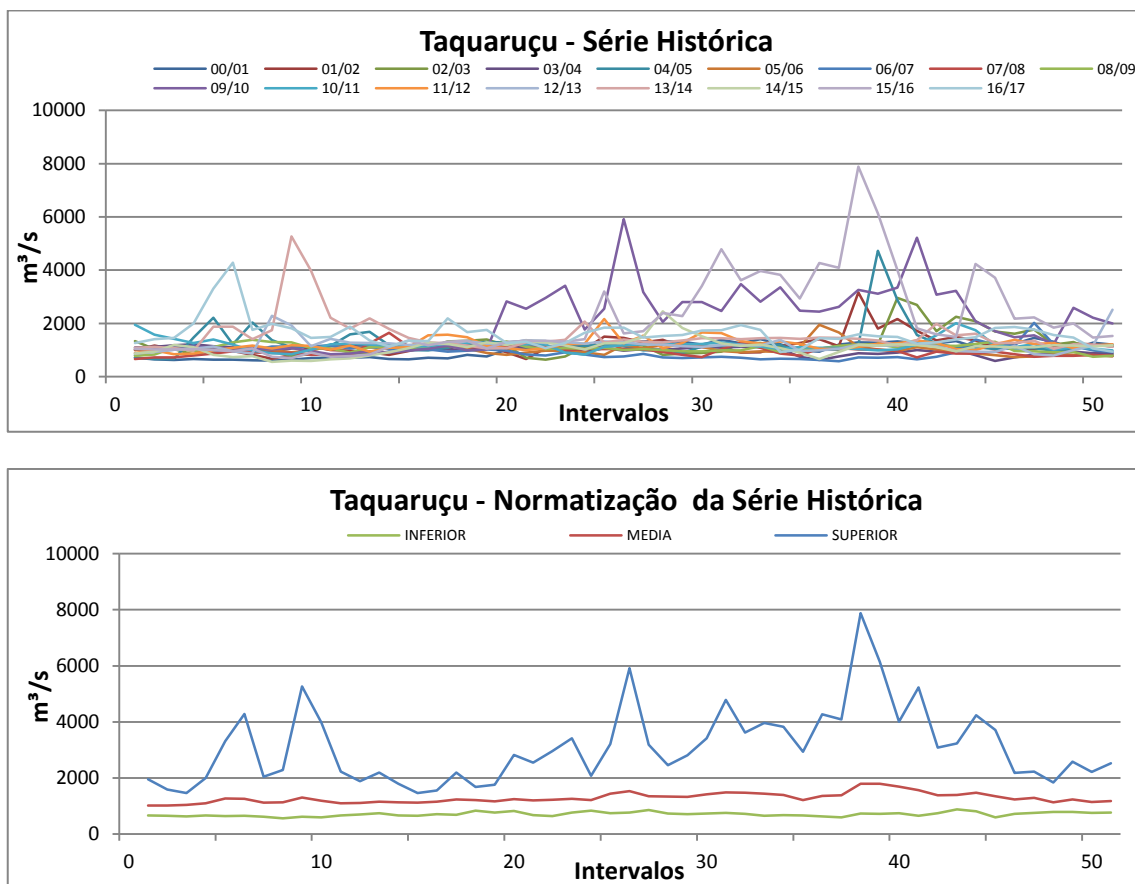


Figura 3.5 – Dados Históricos e Normalizados das afluições da UHE Taquaruçu.

Nesta monografia considerou-se a influência das vazões laterais e incrementais no sistema. Como mencionado anteriormente, a usina Capivara apresenta grande contribuição de vazões laterais e ainda tem a incremental provinda do rio Tabagi, que a partir do ano de 2012 teve a usina de Mauá implementada, atualmente intitulada de Governador Jayme Canet Júnior. Contudo, não se considerou a interferência dessa construção nos dados devido a maior contribuição ser provinda de vazões laterais. Já para a usina de Taquaruçu temos valores pequenos de incremental frente aos já citados para o aproveitamento a montante, porém mesmo ínfimo esse valor foi considerado, dando maior realidade e margem de operação para o sistema. As figuras abaixo exemplificam graficamente os dados comentados.

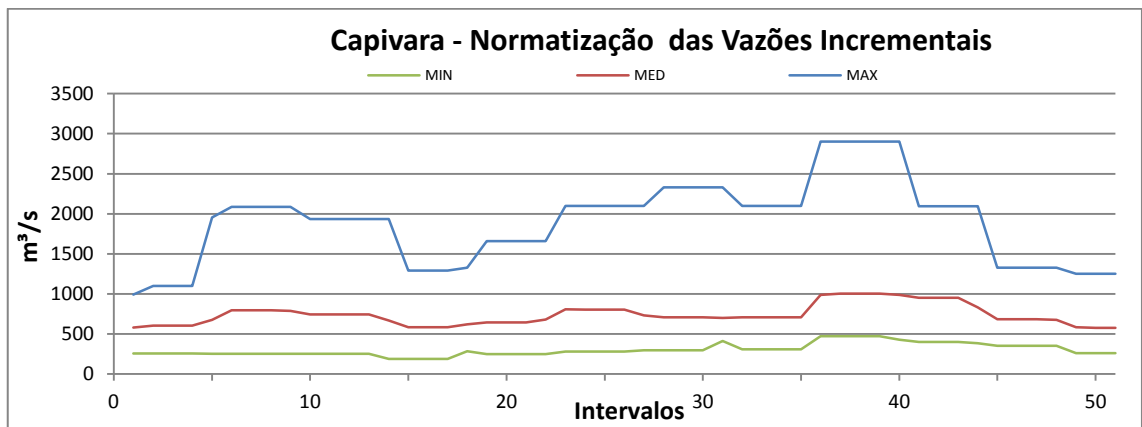
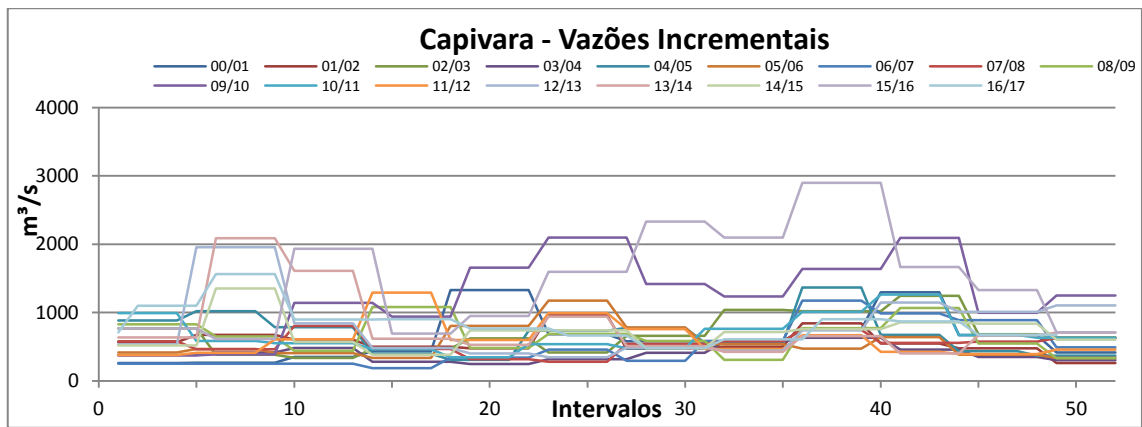


Figura 3.6 – Vazões Incrementais Históricas e Normalizadas da UHE Capivara

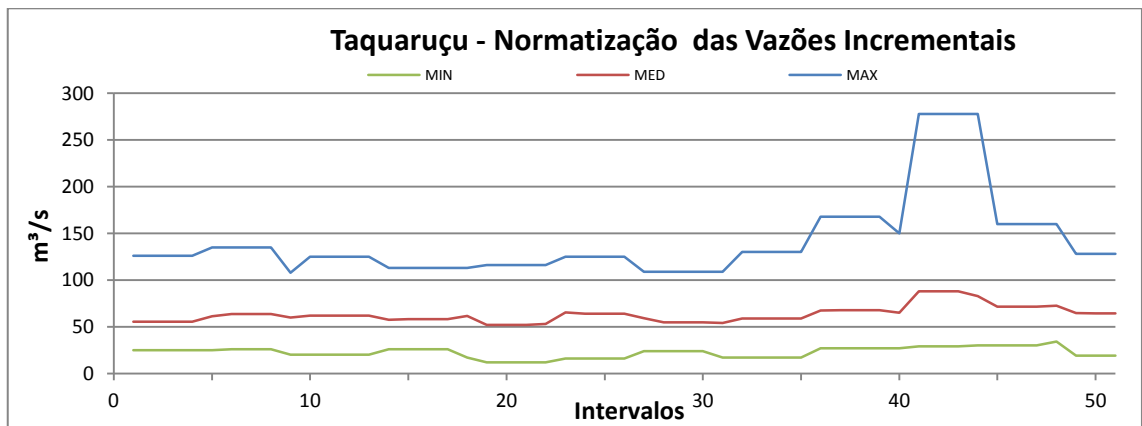
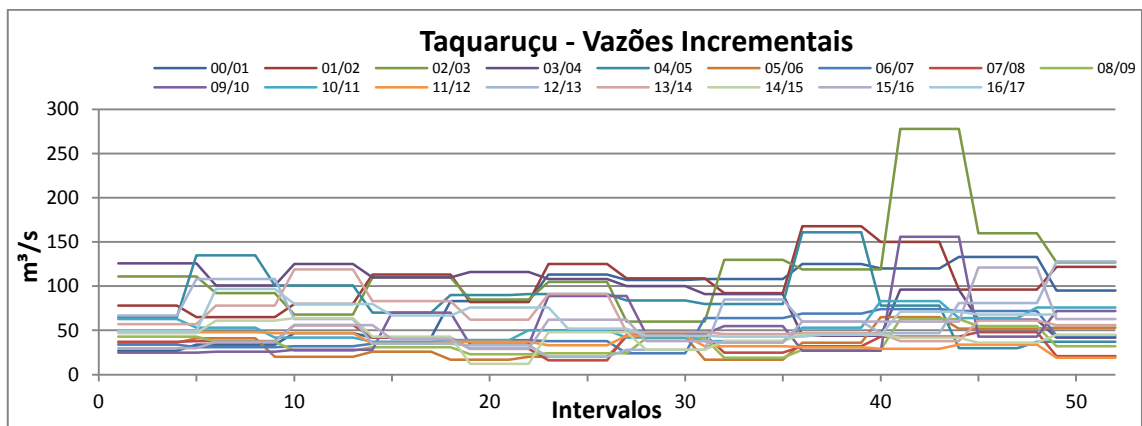


Figura 3.7 – Vazões Incrementais Históricas e Normalizadas da UHE Taquaruçu

Os limites operativos dessas usinas hidrelétricas podem ser verificados pelos polinômios de quarto grau modelados segundo as equações 2.22, 2.23 e 2.24 e apresentam-se especificados na descrição no sistema e no anexo desta monografia.

3.2 SISTEMA TÉRMICO

O modelo constituído apenas por usinas térmicas é o que possui o planejamento energético mais simples. Baseia-se na minimização dos custos de geração sujeito ao atendimento da carga demanda e aos limites de capacidade de cada unidade.

O sistema de estudo é composto por quatro UTE's, foi retirado de (Li, 2002) e adaptado para o modelo em questão. A seguir verificamos o formato da função de custo adotado para unidades térmicas e o valor de cada coeficiente, que conjuntamente com as restrições de operação delimitam o despacho energético.

$$C_i = C_0 + a \cdot Pg_i + \frac{1}{2} \cdot b \cdot Pg_i^2 \quad (3.1)$$

Usina:	C0	a	b	Mínimo [MW]	Máximo [MW]
UTE 1	1169,88	2,6998	0,00753	0,00	335
UTE 2	636,46	3,826	0,0089	0,00	260
UTE 3	669,12	7,9215	0,0000017	0,00	440
UTE 4	50000	1000	10	0,00	10000

Tabela 3.1 – Limites operativos do sistema térmico

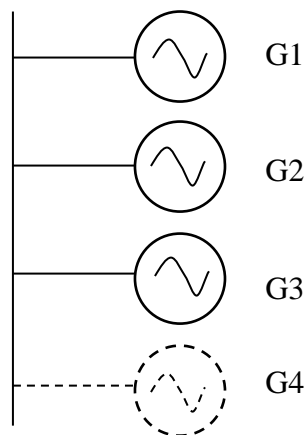


Figura 3.8 – Sistema Térmico em estudo

As Figuras 3.9 e 3.10 representam respectivamente as funções de custo e o custo incremental sujeitos às restrições descritas anteriormente, sendo perceptível o intervalo de carga em que é possível atender geração, bem como a preferência de despacho pelo operador. Tendo em vista que a derivada da função de custo das unidades térmicas pode ser entendida como custo incremental da geração, ou seja, o custo de gerar cada 1MW a mais, deve-se priorizar o despacho de certas unidades em detrimento de outras para o atendimento das restrições do sistema e do objetivo do problema.

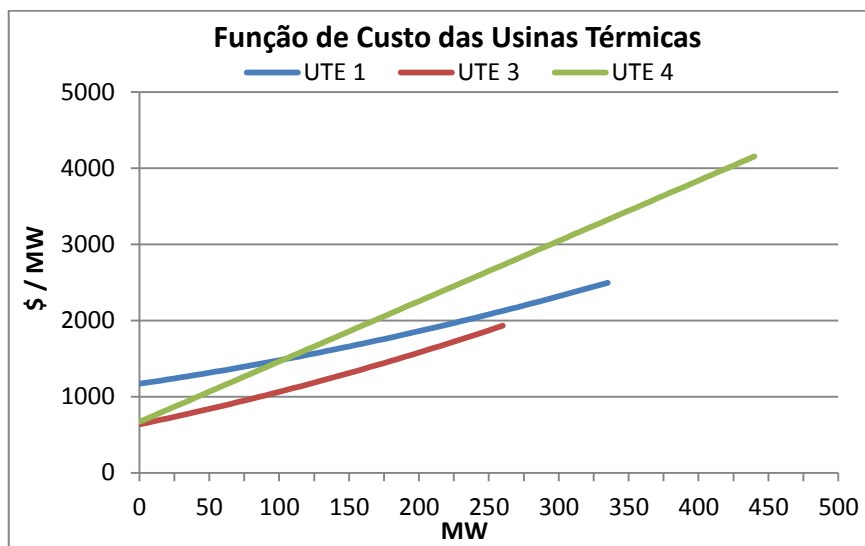


Figura 3.9 – Função de Custo das Usinas Térmicas

Observa-se que apesar de ser uma função quadrática a função de custo apresenta visualmente características mais de 1ª ordem. Isso acontece porque os coeficientes de 2ª ordem das térmicas escolhidas são próximos de zero. Outro ponto interessante de observação é que todas as curvas partem da origem, o que possibilitará uma melhor comparação da influência da UTE no despacho otimizado, no preço da energia e na complementação para o atendimento da demanda. Desta forma, o custo inicial modelado será entendido como um custo fixo referente à manutenção das usinas.

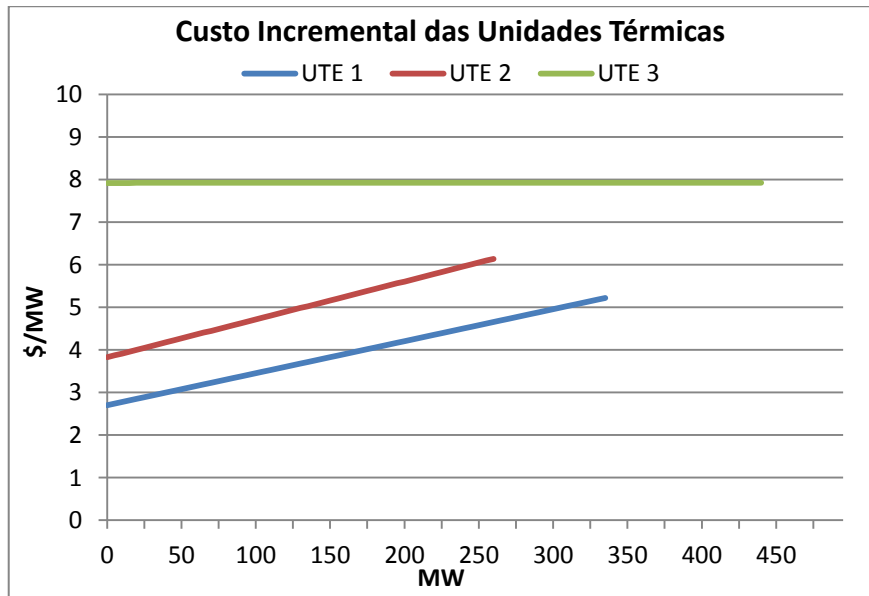


Figura 3.10 – Função de Custo Incremental das Unidades Térmicas

Observa-se que a UTE 3 apresenta durante todo o seu intervalo de geração um custo incremental constante, isso ocorre devido ao coeficiente $b(3)$ que é praticamente zero.

A quarta térmica trata-se de uma usina térmica virtual por ter seus coeficientes de ordem bem superior que o restante do sistema proporcionando um custo de geração altíssimo. Esse comportamento faz com que esta unidade só seja despachada em um caso de corte de carga, em que o sistema não consiga atender a demanda por si só. Ao se modelar esse comportamento estabeleceu-se um limite superior de geração para esta usina de 10000MW, visto que a complementação da carga deve ser completa durante todo o horizonte de tempo. Nas figuras acima não plotou-se a usina virtual por questão de proporcionalidade e de melhor visualização das unidades efetivas do sistema.

O problema a ser otimizado segue a formulação a seguir e objetiva a minimização dos custos de geração de forma que se garanta o atendimento da demanda.

$$\min \sum_{t=1}^{52} \sum_{i=1}^3 C_i(gt_{i,t}) \quad (3.2)$$

$$\text{sujeito a } \sum_{i=1}^3 gt_{i,t} = D_t \quad \forall t, i \quad (3.3)$$

$$gt_{i,t}^{\text{Min}} \leq gt_{i,t} \leq gt_{i,t}^{\text{Max}} \quad \forall t, i \quad (3.4)$$

Onde c_i e $gt_{i,t}$ são o custo de geração térmica da usina térmica $i, \dots, 4$ no intervalo de tempo t , respectivamente, sendo D_t a demanda do sistema.

Como este problema possui as variáveis de decisão desacopladas no tempo definimos subproblemas de decisão ótima para cada intervalo de tempo t e assim a Lagrangeana apresenta a seguinte estrutura:

$$L(g, \lambda) = \sum_{i=1}^3 C_i(gt_{i,t}) + \lambda_t (D_t - \sum_{i=1}^3 gt_{i,t}) \quad \forall t, i \quad (3.5)$$

As condições de otimalidade e de factibilidade de primeira ordem são:

$$\Delta_g L = 0 \quad \rightarrow \quad \frac{dc_i}{dg_{i,t}} - \lambda_t = 0 \quad \forall t, i \quad (3.6)$$

$$\Delta_\lambda L = 0 \quad \rightarrow \quad D_t - \sum_{i=1}^3 g_{i,t} = 0 \quad \forall t, i \quad (3.7)$$

O custo marginal de operação (CMO) do sistema é dado pela variável dual λ_t em \$/MWh, visto que uma geração $gt(t)$ ocorre no intervalo de tempo t de 1 semana, que corresponde a 168horas.

Na Figura 3.11 se tem o CMO do sistema em questão para a demanda constante de 500MW, cujo comportamento é constante ao longo do horizonte e seu valor é de 5,2945 \$/MWh.

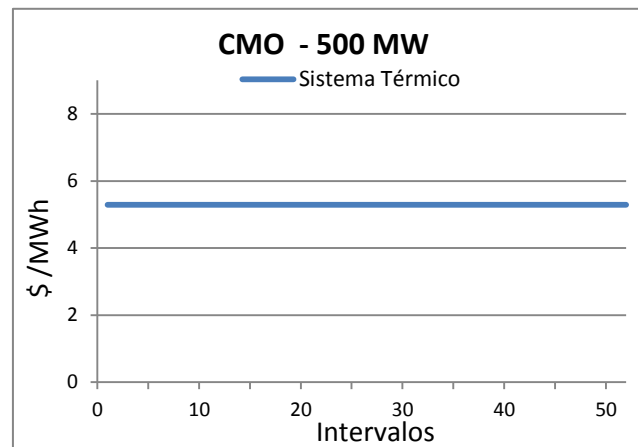


Figura 3.11 – Despacho Econômico do Sistema Térmico

3.3 SISTEMA TÉRMICO + UHE FIO D'ÁGUA

Inserindo-se a Usina Fio D'água temos que o sistema térmico atenderá a demanda complementar advinda da subtração com a geração hídrica, que por sua vez foi modelada sem que haja custo de geração. Como visto anteriormente a usina fio d'água não apresenta uma grande variação volume de reservatório e tem geração dependente do regime de vazão afluente.

A usina escolhida neste estudo foi a UHE de Taquaruçu, localizada a jusante da UHE Capivara e a segunda maior do Rio Paranapanema em capacidade de geração, sendo composta por cinco turbinas, com potencia total de 525 MW e responsável por controlar a vazão do rio por meio de nove comportas com uma descarga máxima de 18,1 mil m³/s de água.

A formulação adotada é a seguinte:

$$\sum_{t=1}^{52} g_{t,i} + g_{h,t} = D_t \quad \forall t \quad (3.8)$$

Dentro das restrições de nível, volume e turbinagem, entende-se que o funcionamento da Usina Fio d'água tende a igualar a vazão turbinada com a vazão afluente, já que a capacidade de armazenamento é bem reduzida.

Em (Fujisawa, 2016) modela-se idealmente uma usina hidrelétrica de fio d'água assumindo uma capacidade nula de armazenamento e ignorando os limites de turbinagem, de forma que nunca haveria vertimento nessa usina, logo, toda a vazão afluente é turbinada ($q_{h,t} = w_{h,t}$). Dessa forma o problema não tem interligação no tempo entre as decisões ótimas e o balanço hídrico consistiria na equação 3.11 que estaria presente no modelo da seguinte forma:

$$\min \sum_{t=1}^{52} \sum_{i=1}^3 C_i(g_{t,i,t}) \quad (3.9)$$

$$\text{sujeito a } \sum_{t=1}^I g_{t,i} + g_{h,t}(q_{h,t}) = D_t \quad \forall t \quad (3.10)$$

$$q_{h,t} = w_{h,t} \quad \forall t \quad (3.11)$$

$$L(g, q, \psi) = \sum_{t=1}^I c_i(g_{i,t}) + \lambda_t(D_t - \sum_{t=1}^I g_{i,t} - g_{h,t}) + \psi_{h,t}(q_{h,t} - w_{h,t}) \quad (3.12)$$

Condições de otimalidade de primeira ordem:

$$\nabla_{\mathbf{g}}L \rightarrow \frac{dc_i}{dg_{i,t}} - \lambda_t = 0 \quad \forall t, i \quad (3.13)$$

$$\nabla_{\mathbf{g}}L \rightarrow -\lambda_t \frac{dgh_{h,t}}{dq_{h,t}} + \psi_{h,t} = 0 \quad \forall t, h \quad (3.14)$$

As condições de factibilidade são:

$$\sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T gt_{t,i} + gh_{t,h}(q_{h,t}) = D_t \quad \forall t, i \quad (3.15)$$

$$q_{h,t} = w_{h,t} \quad \forall t, h \quad (3.16)$$

Neste caso o valor marginal da água é dado por

$$\psi_{h,t} = \lambda_t \frac{dgh_{h,t}}{dq_{h,t}} \quad \left[\frac{\$}{m^3} \right] \quad \forall t, h \quad (3.17)$$

, ou seja, o valor (marginal) da água é dado pelo produto do custo marginal de operação do sistema [\$/MWh] pela produtividade específica da usina [MW/m³/h].

Como neste sistema a usina de Taquaruçu está operando isoladamente no sistema, toda a afluência é considerada vazão natural afluyente, desta forma o valor da agua pode ser entendido como valor “natural” da água.

$$\pi_{h,t} = \lambda_t \left. \frac{dgh_{h,t}}{dq_{h,t}} \right|_{q_{h,t}=w_{h,t}} \quad \forall t, h \quad (3.18)$$

Porém na realidade usinas de fio d’água apresentam uma pequena folga para a variação do volume, restrições de turbinagem e, portanto a possibilidade de haver vertimento. Sob o viés de apresentar um modelo mais próximo do real, essas restrições foram levadas em consideração no modelo e a formulação do problema foi adaptada. Modificou-se o balanço hídrico do sistema alterando-se a equação 3.11 pela equação 3.19.

$$v_{h,t} = v_{h,t-1} - U (w_{h,t} - q_{j,t}) \quad \forall t, h \quad (3.19)$$

É interessante observar que o modelo se comportou idealmente, no gráfico do volume vemos que no primeiro instante a turbinagem foi um pouco menor do que a afluência de forma que o volume do reservatório aumente até o seu limite máximo e assim permaneça

durante todo o horizonte de tempo. Com o volume máximo, a queda de água é máxima, o que possibilita o maior aproveitamento hidráulico e faz com que a usina possa turbinar toda a afluência, dentro de seus limites operativos, e que nenhuma água seja perdida no sistema. Deve-se ter em mente que o modelo computacional conhece toda a série de afluência e sabe a mesma não restringe os limites de turbinagem instalados, viabilizando, portanto manter o volume no máximo operativo durante a maior parte do intervalo de estudo.

As restrições mencionadas acima foram colocadas no modelo por meio do polinômio de Cota - Volume e do CotaJusante - VazãoDefluente, funções de quarto grau que ao delimitam a cota de nível montante e nível jusante por meio das restrições operativas do volume e da vazão defluente, sendo essa última resultado da soma da vazão turbinada com a vazão vertida.

Realizando-se o caso base para este sistema obtemos como resposta os gráficos abaixo. É nítida a semelhança entre o comportamento da vazão turbinada com relação à vazão afluente, o que se reflete no volume do reservatório da usina, já que este permanece praticamente constante, caracterizando assim o comportamento padrão de usinas fio d'água.

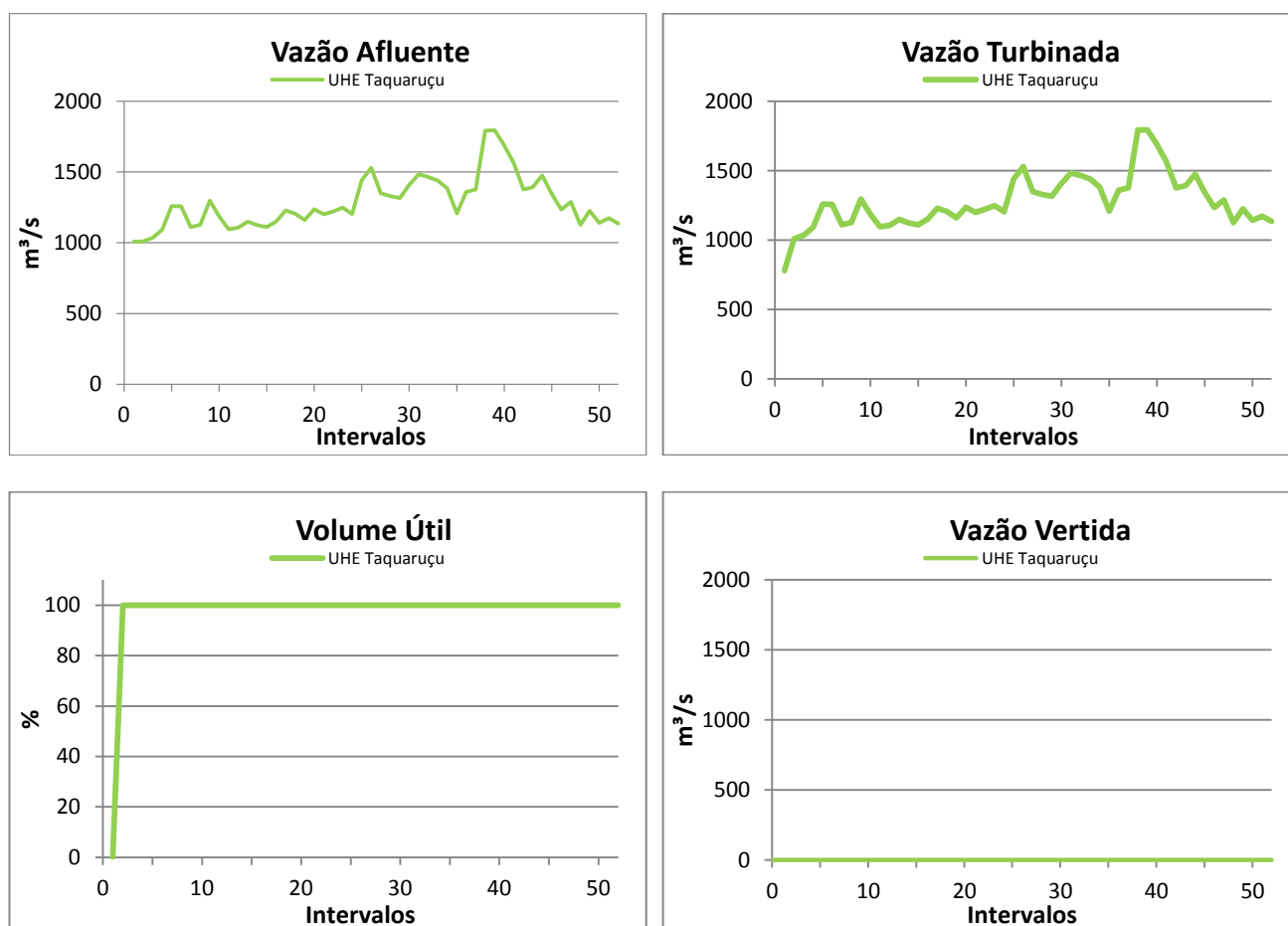


Figura 3.12 - Operação da UHE Fio D'água + Sistema Térmico

Observando agora o despacho do sistema para o atendimento da demanda temos a complementariedade entre a geração hidráulica e a geração térmica. Comportamento ideal, tendo em vista que energia advinda da fonte hídrica não apresenta custo de geração modelado, logo, a solução ótima visa preferência a essa fonte dentro dos limites estabelecidos e da continuidade do atendimento em todo o horizonte de tempo.

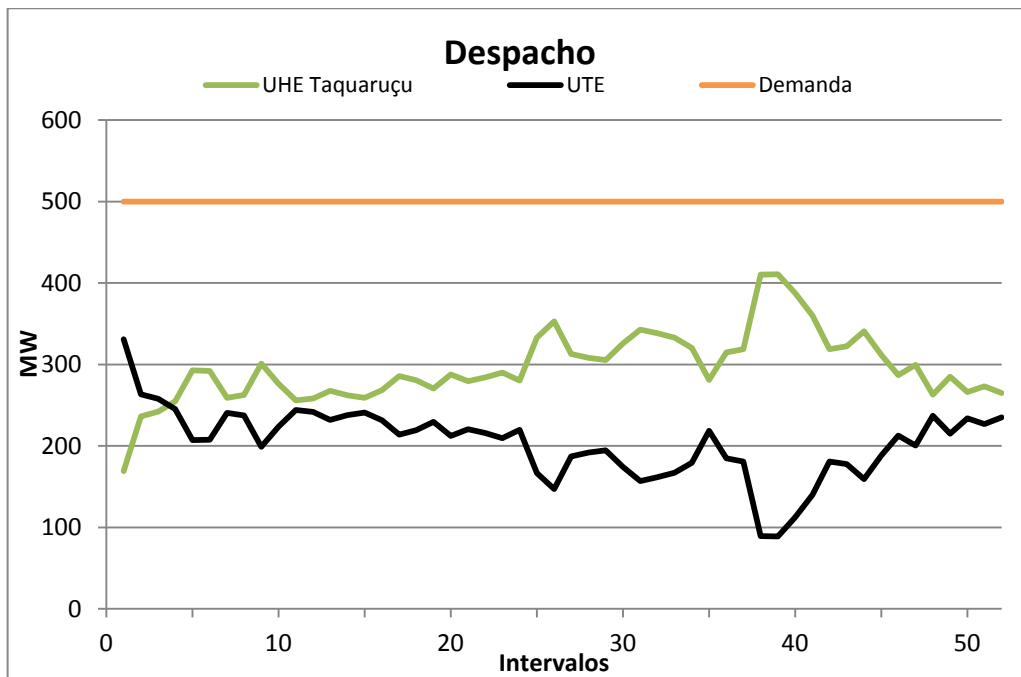


Figura 3.13 - Despacho de Geração do Sistema Térmico + Usina Fio D'água

O custo marginal de operação sendo consequência do despacho das usinas termelétricas apresenta um comportamento oscilatório em função da variação de geração, contudo o delta do intervalo é relativamente pequeno. Esse comportamento sazonal é refletido também no valor da água e pode ser entendido como consequência da variação da vazão afluyente natural que se reflete na vazão turbinada, no volume e na geração hidráulica e térmica em cada intervalo.

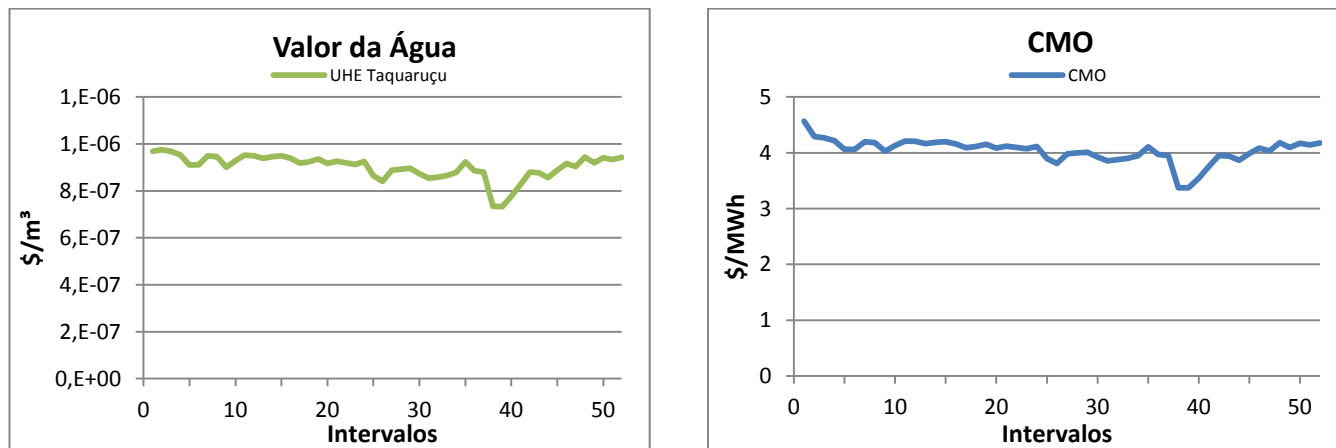


Figura 3.14 – Despacho Econômico do Sistema Térmico com UHE Fio D'água.

3.4 SISTEMA TÉRMICO + UHE RESERVATÓRIO

Neste tópico será estudado o comportamento do sistema puramente térmico operando conjuntamente com a usina de reservatório UHE Chavantes e UHE Capivara. A primeira possui 414 MW de potencia instalada com quatro máquinas em operação, uma barragem que possibilita o armazenamento de 8,8 bilhões de m³ de água, sendo responsável por regularizar grande parte da vazão média do Rio Paranapanema, ajudando, sobretudo no controle de cheias. Já a UHE Capivara é a maior usina do Rio Paranapanema, possui 640 MW de potência instalada, quatro máquinas instaladas e o maior reservatório ao longo do rio, com mais de 609km² de área e 10,5 bilhões de m³ represados. (CTG BRASIL, 2017)

Como mencionado anteriormente neste sistema verificaremos a produtividade do sistema é influenciada pelo efeito queda. A equação abaixo modela a geração hidráulica, de forma que é evidente a dependência do sistema com relação ao valor da vazão turbinada e do volume do reservatório, bem como de características intrínsecas da usina, como a produtibilidade específica $k_{esp,h}$.

$$gh_{h,t}(q_{h,t}, v_{h,t}) = k_{esp,h} \cdot QB(q_{h,t}, v_{h,t}) \cdot q_{h,t} \quad \forall t, h \quad (3.20)$$

A equação de balanço hídrico agora é modelada com relação ao volume armazenado, em que a partir de um volume inicial, $v_{h,0}$ e das afluições e defluências da usina nos intervalos posteriores.

$$v_{h,t} = v_{j,0} + U * \left(\sum_{\tau=1}^t w_{h,\tau} \sum_{\tau=1}^t q_{h,\tau} \right) \quad \forall t \quad (3.21)$$

A formulação completa do modelo será:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I C_i(gt_{i,t}) \quad \forall t, i \quad (3.22)$$

$$\text{sujeito a} \sum_{i=1}^I gt_{i,t} + gh_{h,t}(q_{h,t}, v_{h,t}) = D_t \quad \forall t, h \quad (3.23)$$

$$v_{h,T} = v_{h,0} + U \cdot \left(\sum_{t=1}^T w_{h,\tau} \sum_{t=1}^T q_{h,\tau} \right) \quad \forall t, h \quad (3.24)$$

A Lagrangeana abaixo é escrita assumindo-se que os limites de armazenamento e turbinagem não estão ativos.

$$\begin{aligned}
L(\mathbf{g}, \mathbf{q}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\sigma}) = & \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I c_i(\mathbf{g}_{i,t}) \\
& + \sum_{t=1}^T \lambda_t \left(D_t - \sum_{i=1}^I \mathbf{g}_{i,t} \right. \\
& \left. - \mathbf{g}_{h,t}(\mathbf{q}_{h,t}, v_{h,t}) \right) \quad \forall t, i, h \quad (3.25)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \sigma_{h,T} \cdot \left(v_{h,T} - v_{h,0} - U \cdot \left(\sum_{t=1}^T w_{h,t} - \sum_{t=1}^T q_{h,t} \right) \right) \\
\nabla_{\mathbf{g}} L = 0 \rightarrow & \frac{dc_i}{d\mathbf{g}_{i,t}} - \lambda_t = 0 \quad (3.26)
\end{aligned}$$

$$\nabla_{\mathbf{q}} L = 0 \rightarrow -\lambda_t \cdot \frac{d\mathbf{g}_{h,t}}{dv_{h,t}} - \sum_{\tau=t+1}^T \left(\lambda_{\tau} \cdot \frac{\partial \mathbf{g}_{h,t}}{\partial v_{h,\tau}} \frac{\partial v_{h,\tau}}{\partial q_{h,t}} \right) + \sigma_{h,T} \cdot U = 0 \quad (3.27)$$

$$\lambda_t \cdot \frac{d\mathbf{g}_{h,t}}{dv_{h,t}} = \sum_{\tau=t+1}^T \left(\lambda_{\tau} \cdot \frac{\partial \mathbf{g}_{h,t}}{\partial v_{h,\tau}} \frac{\partial v_{h,\tau}}{\partial q_{h,t}} \right) + \sigma_{h,T} \cdot U \quad (3.28)$$

$$= \sum_{\tau=t+1}^T \left(\lambda_{\tau} \cdot \frac{\partial \mathbf{g}_{h,t}}{\partial v_{h,\tau}} \right) \cdot U + \sigma_{h,T} \cdot U = \psi'_{h,t} \quad (3.29)$$

Nas equações acima $\psi'_{h,t}$ corresponde ao valor marginal da água para a usina h no intervalo t, e $\sigma_{h,T}$ corresponde ao custo futuro da água, ou seja, o valor marginal do volume armazenado final. O produto do custo futuro pela constante de conversão de vazão em volume é um valor constante que somado ao produto de λ_t pela derivada parcial da geração com relação ao volume armazenado para todos os intervalos precedentes tem a mesma forma que o valor marginal da água visto para a modelagem da usina fio d'água, por isso adotou-se o mesmo nome para esse termo.

É perceptível assim a influência da vazão turbinada nos intervalos seguintes do modelo, tendo em vista que a dependência da geração hidráulica da turbinagem em relação ao volume armazenado por ser vista na derivada parcial. E assim a derivada parcial exemplifica a dependência da geração em relação à turbinagem, impactando em todos os instantes (t + 1, ..., T) no volume armazenado.

A Figura 3.15 refere-se a comparação do comportamento das usinas de reservatório operando isoladamente em conjunção com o sistema térmico. Observam-se as vazões afluentes para cada conjunto são as vazões naturais das usinas, desta forma elas são

consideradas usinas de cabeceira e não tem seu comportamento influenciado pela estrutura da cascata.

Comparando-se os valores da vazão turbinada com a afluyente, temos que o turbinamento menor no início do intervalo é o responsável por aumentar a porcentagem de volume útil no reservatório, um planejamento ótimo que atua nos instantes de maior impacto na produtividade dentre todo o horizonte de tempo. A UHE Capivara apresenta valores superiores de vazão afluyente, uma capacidade maior instalada e uma demanda igual de 500MW para atender em conjunto com as unidades térmicas, tem-se que a geração hídrica consegue logo no início reverter a complementação térmica nos instantes iniciais do período seco, alcançando na 20ª semana o atendimento completo da demanda. Para a UHE Chavantes ocorre um comportamento semelhante, contudo, devido às restrições operativas e a quantidade de água disponível no sistema essa usina não consegue suprir a totalidade da carga a partir de sua geração e assume a maior parcela da geração apenas após a 30ª semana.

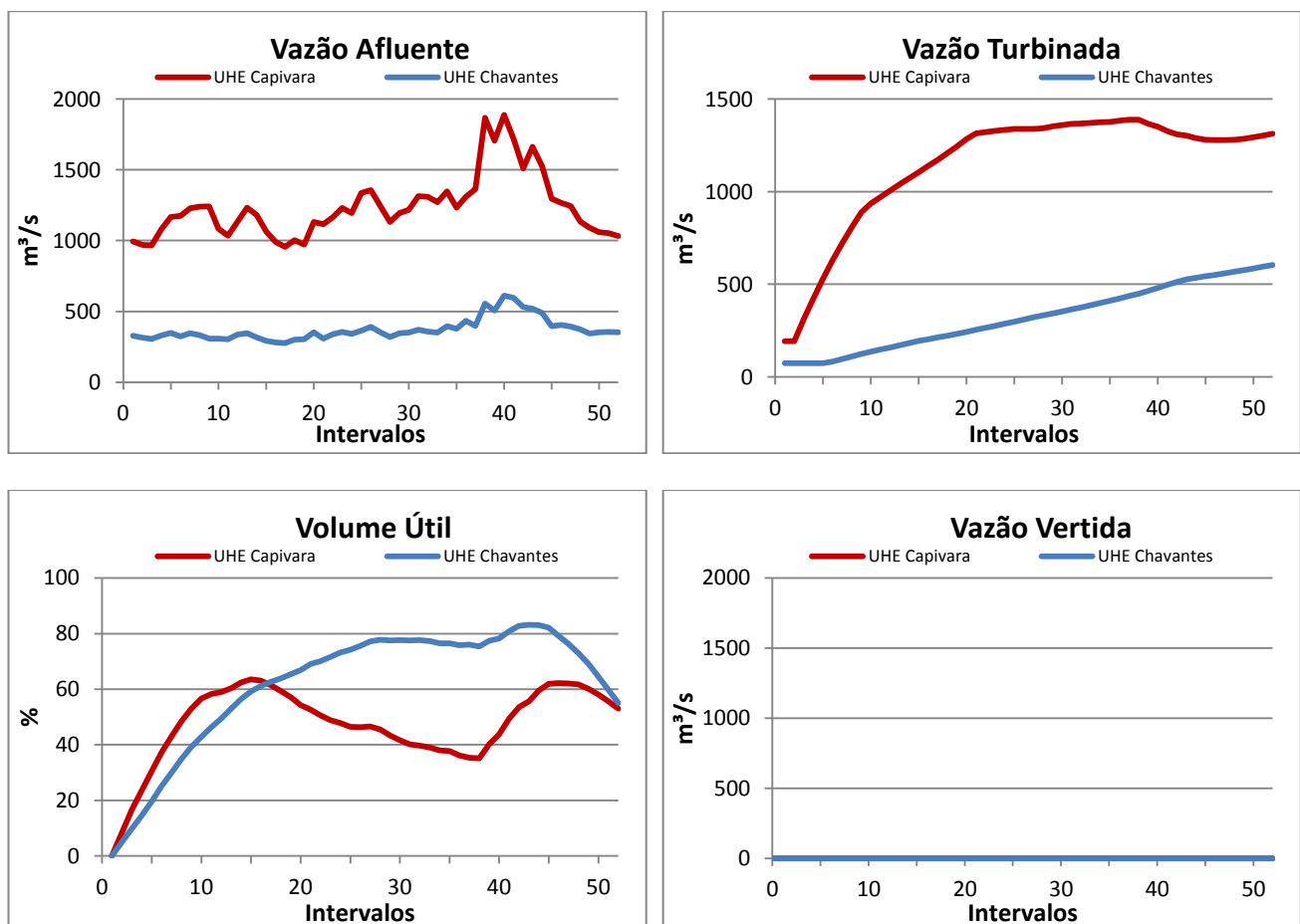


Figura 3.15 – Operação do Sistema Térmico com as Usinas de Reservatório de Chavantes e Capivara isoladamente

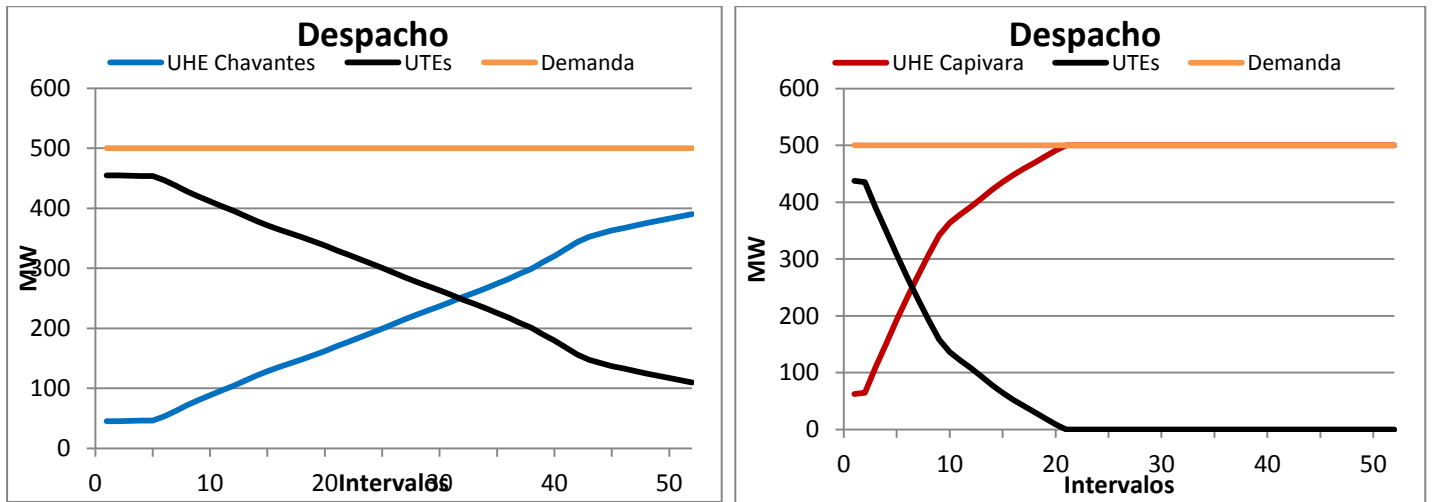


Figura 3.16 – Despacho de Geração do Sistema Térmico Acoplado com as Usinas de Reservatório

Sob o olhar econômico do sistema, tem-se que o CMO's das usinas não apresentam mais o comportamento sazonal característico das usinas fio d'água, consequência do armazenamento no volume útil.

Chavantes, por ser a usina de menor capacidade, receber menos água e por consequência ter uma geração hidráulica menor durante o horizonte de tempo é a que apresenta maior custo marginal de operação, devido a maior representatividade térmica no despacho, e também maior valor da água, já que cada m³ recebido representa um MW produzido mais impactante na geração.

Situação oposta a que ocorre para a UHE Capivara, que por possuir uma maior oferta de água e capacidade para turbiná-la e armazená-la irá, portanto ter uma menor contribuição térmica e um valor de água menor.

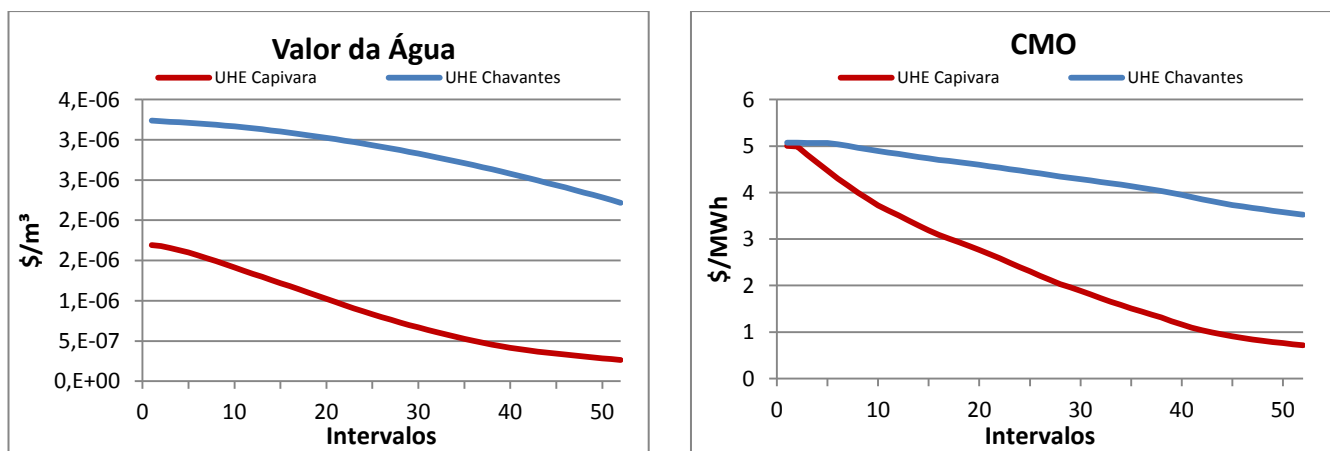


Figura 3.17 – Despacho Econômico do Sistema Térmico Acoplado com as Usinas de Reservatório

3.5 CASCATA COMPLETA

A estrutura apresentada nessa seção é a que será submetida a diversos estudos de caso mais a frente. A cascata é composta pelo sistema térmico, a usina fio d'água de Taquaruçu e as usinas de reservatório de Chavantes e Capivara conforme a Figura 3.18.

Seguindo a lógica dos estudos anteriores, submeteu-se a cascata para uma demanda de 500MW em que a UHE Chavantes é considerada usina de cabeceira e tem como entrada a vazão afluyente natural, para os aproveitamentos a jusante são consideradas as afluências incrementais, providas, sobretudo de vazões laterais e a afluência natural do Rio Tabagi que desemborca a montante da UHE Capivara.

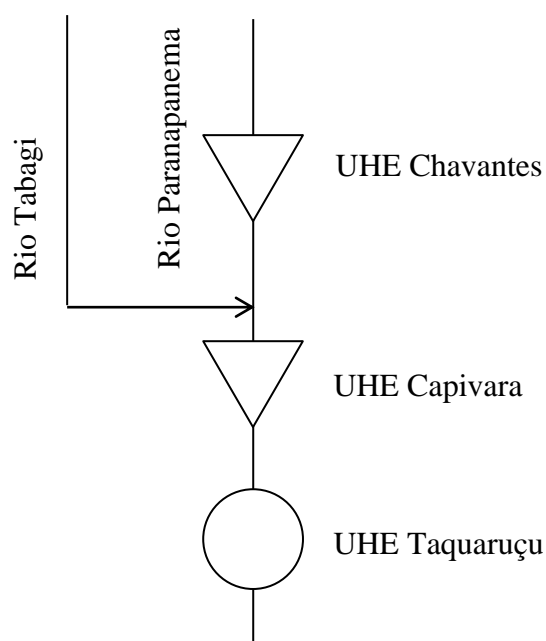


Figura 3.18 – Cascata do Sistema Hidrotérmico em Estudo

A Figura 3.19 mostra como se comportou a operação do sistema. A primeira observação a se fazer é com relação aos picos existentes na série de afluência das usinas Capivara e Taquaruçu, divergindo um pouco do comportamento da série de vazão natural, esses picos são responsáveis por todo o comportamento de vazão turbinada, volume e vazões vertidas subsequentes.

Observando a vazão turbinada observamos um comportamento espelhado da usina de Capivara em relação à Taquaruçu, em que por ser uma usina Fio D'água essa última apresenta comportamento de turbinagem semelhante à afluência. Quando há quedas na vazão turbinada de Capivara há simultaneamente picos de vazão vertida, justificando, portanto o aumento de água que chega a Taquaruçu.

A presença dos picos é justificada, sobretudo ao se observar o volume do sistema, tem-se que ao atingir uma maior porcentagem de volume útil, as usinas aproveitam a água

armazenada e aumentam a turbinagem e por consequência a geração nos períodos críticos, sempre de forma balanceada e sem permitir que todos os reservatórios deplecionem ao mesmo tempo. Chavantes apresenta três picos de geração em torno dos 350MW, todos só ocorreram devido ao grande armazenamento que foi programado em períodos anteriores. Capivara apresenta um forte comportamento de regularização, em que por meio de sua vazão defluente gerencia a enorme quantidade de água afluenta na usina a jusante, de forma que essa possa gerar ao máximo sem que haja muitas repetições de vazões vertidas em grande escala e sem aproveitamento para o final da cascata.

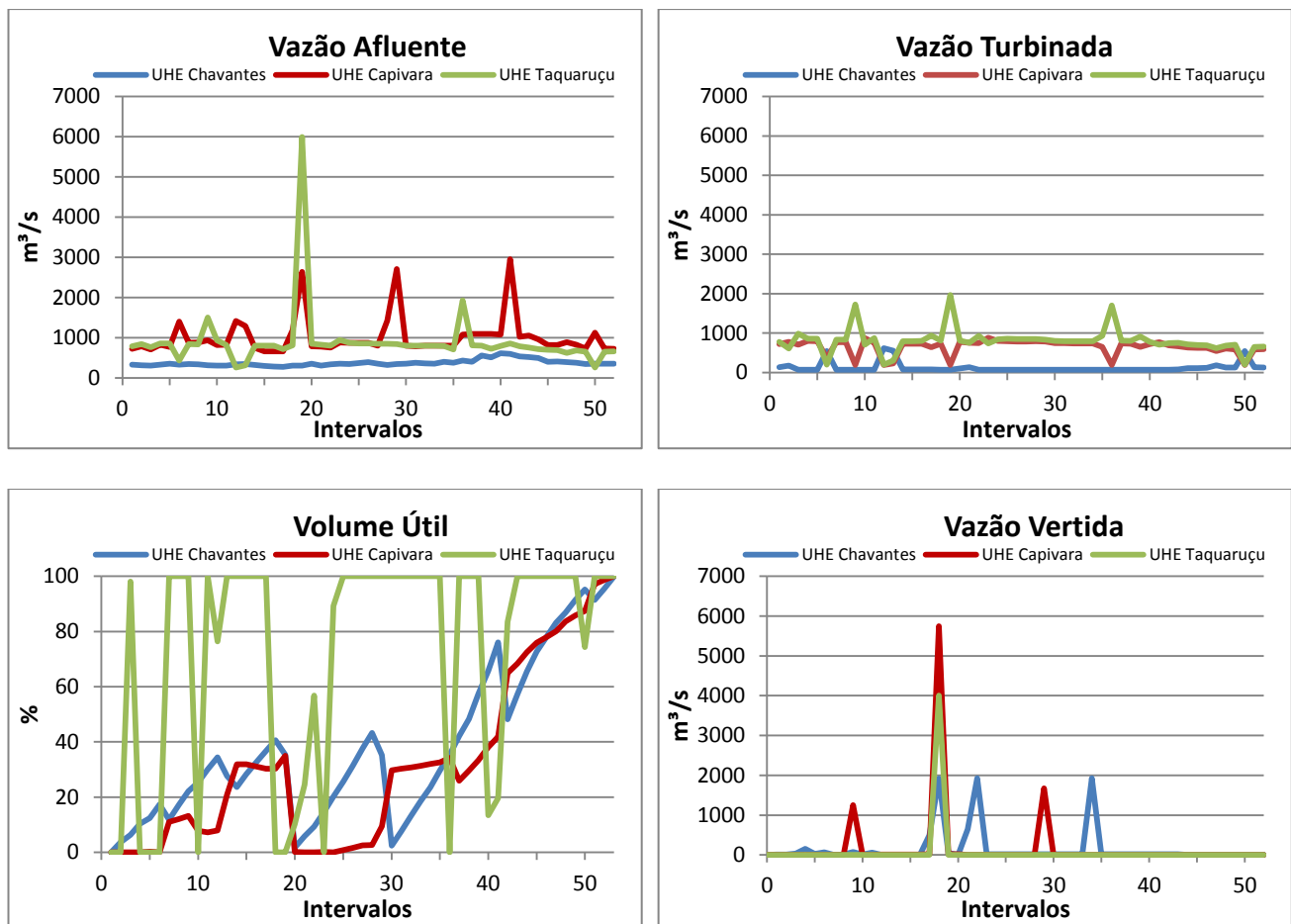


Figura 3.19 – Operação do Sistema Térmico com a Cascata.

Observando o despacho de geração na Figura 3.20 temos que as três usinas hidrelétricas conseguiram atender conjuntamente a demanda sem a necessidade de térmicas. A existência de picos de vazão turbinada e vazão vertida culminam em picos de geração ao longo do horizonte de tempo. O comportamento entre as UHE's Capivara e Chavantes exemplifica como a escolha de verter água na usina mais a montante supre a queda de geração, escolhendo gerar na usina mais a jusante, o que justifica os picos espelhados no despacho energético. Deve-se focar para os intervalos em que houve queda de geração nos aproveitamentos de

UHE Capivara e Taquaruçu e a usina de cabeceira, UHE Chavantes, foi a responsável por suprir a carga com picos de geração, situação viabilizada pela turbinagem mínima nas semanas anteriores, permitindo assim o acúmulo de volume útil e assim um ganho de produtividade devido ao efeito queda.

De forma geral, observou-se que a carga de 500MW num regime de afluência média foi entendida como uma curva de carga com demanda baixa para o conjunto, visto que a complementação térmica foi nula. Por conta disso foram realizados na seção posterior estudos paramétricos diante de três patamares de demanda, permitindo análises de comportamento de despacho energético e preço.

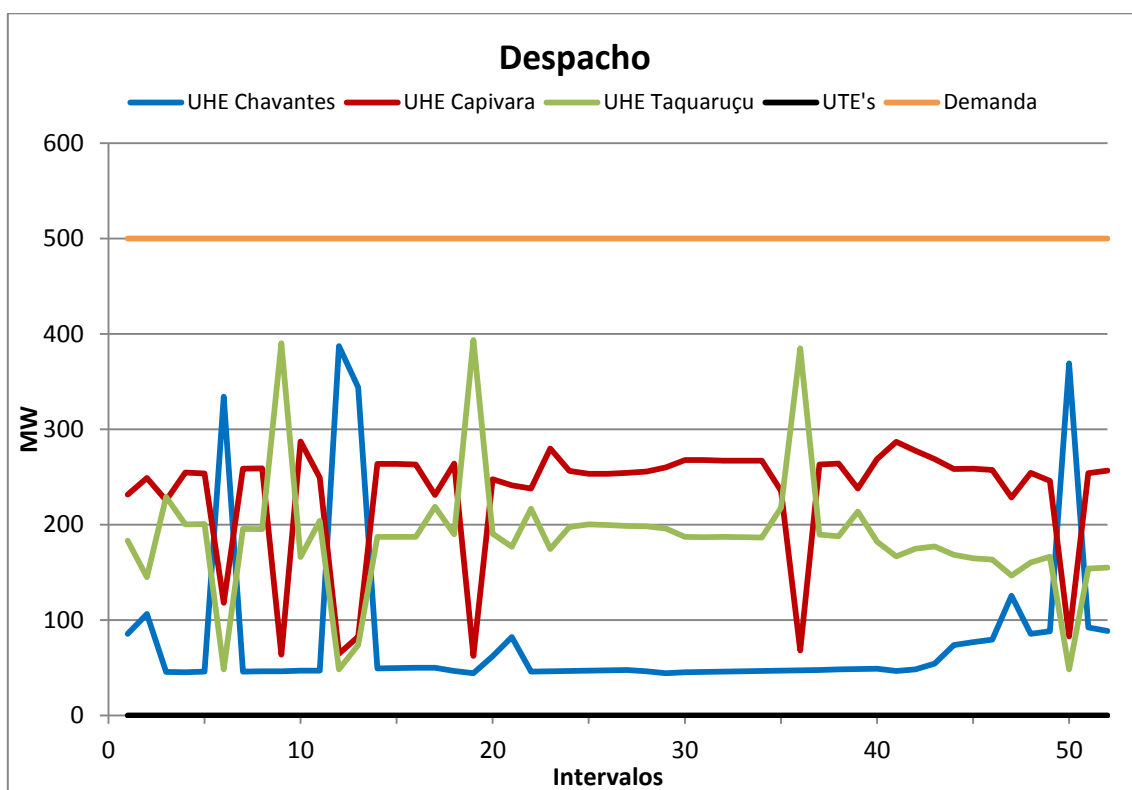


Figura 3.20 - Despacho de Geração do Sistema Térmico + Cascata

Já com relação ao despacho econômico do sistema temos um custo de operação nulo, visto que não houve geração térmica para o sistema, e o valor de água também nulo devido a uma oferta grande de água em face da demanda de geração hídrica, não implicando em custos por m³.

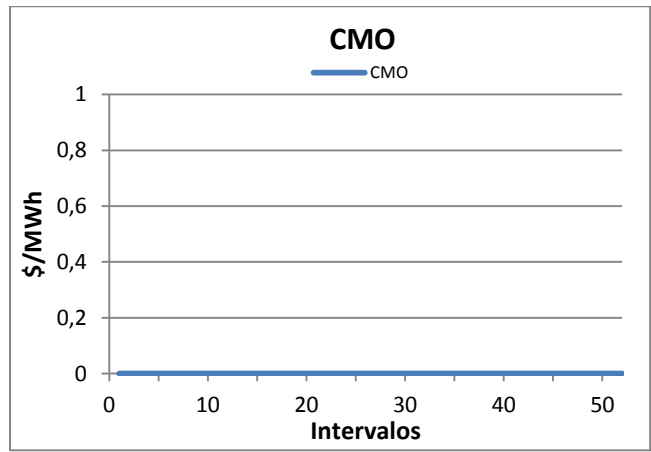
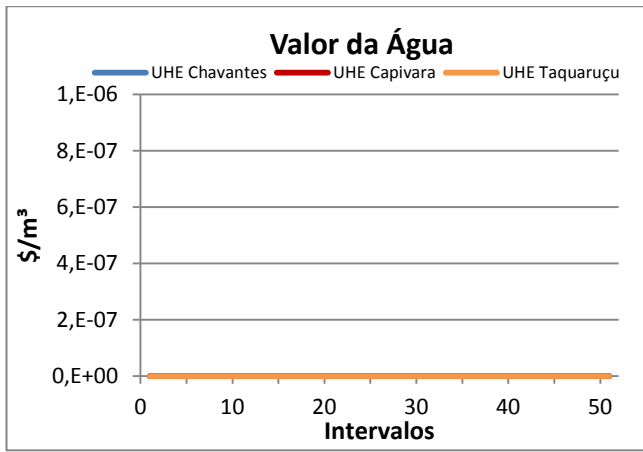


Figura 3.21 – Despacho Econômico do Sistema Térmico Acoplado com a Cascata

4. TESTES E RESULTADOS

O principal objetivo desta seção é verificar o comportamento do modelo submetido a diferentes cenários que verifiquem a robustez e otimalidade do sistema. Os casos foram escolhidos de modo a se aproximar das problemáticas do planejamento, implicando estudar o comportamento do modelo do ponto de vista econômico e técnico, acerca das operações necessárias para a adequação do problema de otimização do planejamento.

Num primeiro instante é feita a análise técnica do atendimento aos limites operacionais e o comportamento durante o horizonte de tempo de um ano discretizado em 52 semanas baseado nas variáveis de afluência, vazão turbinada, volume útil e vazão vertida, todas relacionadas à operação do sistema. Posteriormente analisa-se o despacho de geração, observando a complementaridade dos aproveitamentos em vista do atendimento da carga. Por fim, realiza-se análise econômica, em que o CMO e o VA são discutidos como ferramentas para o auxílio do planejamento de médio prazo. Caso haja outras análises a serem comentadas, as mesmas serão mais bem detalhadas no decorrer das sessões.

4.1 DEFINIÇÃO DOS CASOS

O sistema utilizado nas simulações para ajudar na análise e descrição do modelo é composto por três geradores térmicos e três usinas hidrelétricas, sendo as UHE's de Chavantes e Capivara de acumulação e a UHE de Taquaruçu de fio d'água. Dados de parâmetros descrevem a faixa operativa (capacidade máxima e mínima de cada gerador), potência mínima a ser gerada (por interesse do operador), custo de geração por unidade geradora e período, demanda (ou carga) por período do sistema a ser atendido. As informações acima serão as mesmas em todos os exemplos a seguir, salvo quando dito o contrário para viabilidade de um estudo específico.

Com o modelo da cascata concluído realizou-se uma série de estudo de casos para diferentes cenários e alterações paramétricas. A ideia neste capítulo é submeter o modelo a diferentes cenários críticos de operação com o intuito de verificar a robustez e o comportamento de otimização da resposta ótima encontrada.

Ao adotar-se a carga de 500MW utilizada para explanar a formulação do modelo observou-se que se trata de uma demanda leve de carga para o sistema durante o horizonte de tempo diante de uma afluência média. Com isso estipulou-se três curvas de carga de atendimento para os estudos vide a tabela 4.1:

Curva A	Curva B	Curva C
500 MW	1175 MW	1850 MW

Tabela 4.1 – Curvas de Carga para o Sistema em Cascata

A partir dessas definições, padronizamos os casos de estudo da seguinte forma:

Caso 1: Caso com curva B de demanda, afluência média, volume inicial de 0% do VU e volume final maior ou igual a 50% VU.

Caso 2: Caso com curva B de demanda, afluência mínima, volume inicial de 0% do VU e volume final maior ou igual a 50% VU.

Caso 3: Tendo em vista que as linhas de transmissão no sistema e as manutenções nas unidades geradoras instauram uma limitação na operação, este caso buscou abordar essa estrutura por meio da restrição de geração hídrica na UHE Capivara (ou da restrição do limite mínimo de geração térmica). Manteve-se a Curva B de carga a ser atendida e a afluência média.

Caso 4: Caso com curva C de demanda, afluência média, volume inicial de 0% do VU e volume final maior ou igual a 50% VU.

CASO 4.1: Como mencionado nesta monografia, as afluências médias e mínimas que se adota como entradas do problema são resultados de uma espécie de MLT discretizada semanalmente, prova disso é que as séries não apresentam grandes variações. Para estudar um caso mais real de uma série com variações anuais características escolheu-se a série referente a Maio/2015 a Abril/2016. Essa por sua vez apresenta variações significativas e trata-se de um ano com um regime hídrico abundante. Por conta disso adotou-se a curva C de carga a ser atendida, volume útil inicial equivalente ao valor real para todas as usinas hidrelétricas na primeira semana de maio, e o volume final foi estabelecido maior ou igual a 50% VU.

Caso 4.2: Caso com volumes iniciais e finais com as mesmas percentagens dos valores reais do ONS, além das séries de afluência reais do período de Maio/2015 a Abril/2016. Permitindo a comparação entre o despacho realizado com a saída do modelo para a curva C de carga a ser atendida.

A seguir temos o esquemático dos estudos de caso para melhor visualização das relações.

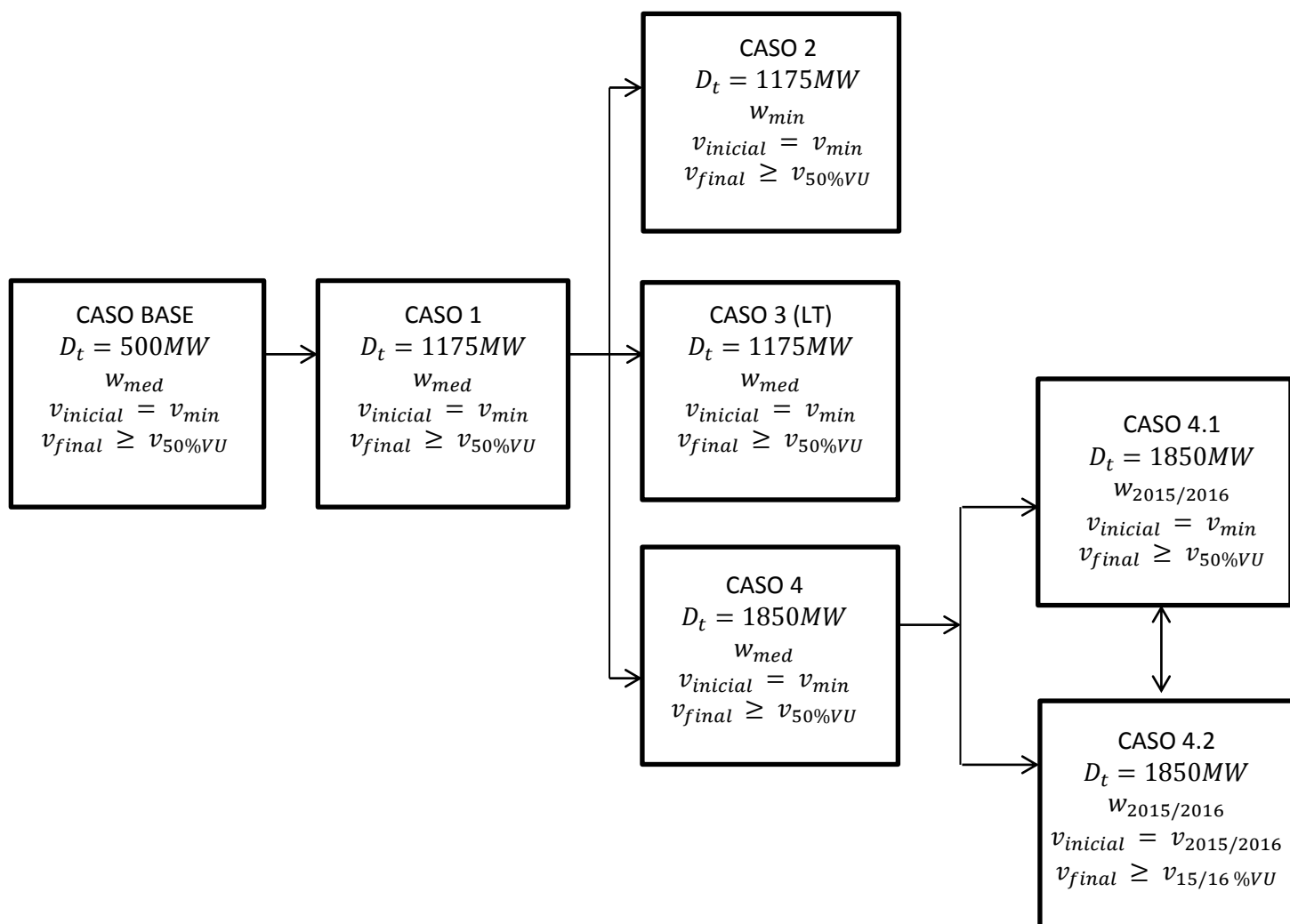


Figura 4.1 – Casos de estudo do modelo

4.2 CASO 1

O caso 1 adotou a curva de carga B de 1175MW de demanda é perceptível como o comportamento da afluência apresentou-se mais suave. Verifica-se que a afluência em Capivara tem comportamento similar ao da UHE Chavantes com relação às subidas e descidas responsáveis por caracterizar o período seco e úmido.

Já ao analisar a vazão turbinada é nítida a similaridade entre a UHE Capivara e a UHE Taquaruçu, distantes por uma fração pequena correspondente, sobretudo a afluência incremental na usina mais a jusante. Como era de se esperar por ser uma usina de fio d'água o comportamento de turbinagem de Taquaruçu é bastante similar à vazão afluente, confirmado também pela observação da porcentagem de volume útil, distinguindo apenas nos instantes finais, em que primeiramente diminui-se a turbinagem para atingir o volume de 100% para depois aumentar a turbinagem a atender a meta final de 50% de armazenagem aumentando a geração na última semana.

Para a UHE Chavantes é interessante observar o comportamento idêntico entre afluência e turbinagem até a semana 40, quando a operação não é mais em regime de fio d'água e a usina aumenta significativamente a acumulação de água no reservatório aproveitando o aumento da afluência no período úmido e diminuindo a turbinagem em termos comparativos a vazão recebida.

Destaca-se que nenhuma das usinas apresentou vertimento, situação oposta à ocorrida com a carga leve, o que pode ser entendido como um melhor ajuste de carga e também um resultado que reflete um aproveitamento completo da água para geração energética.

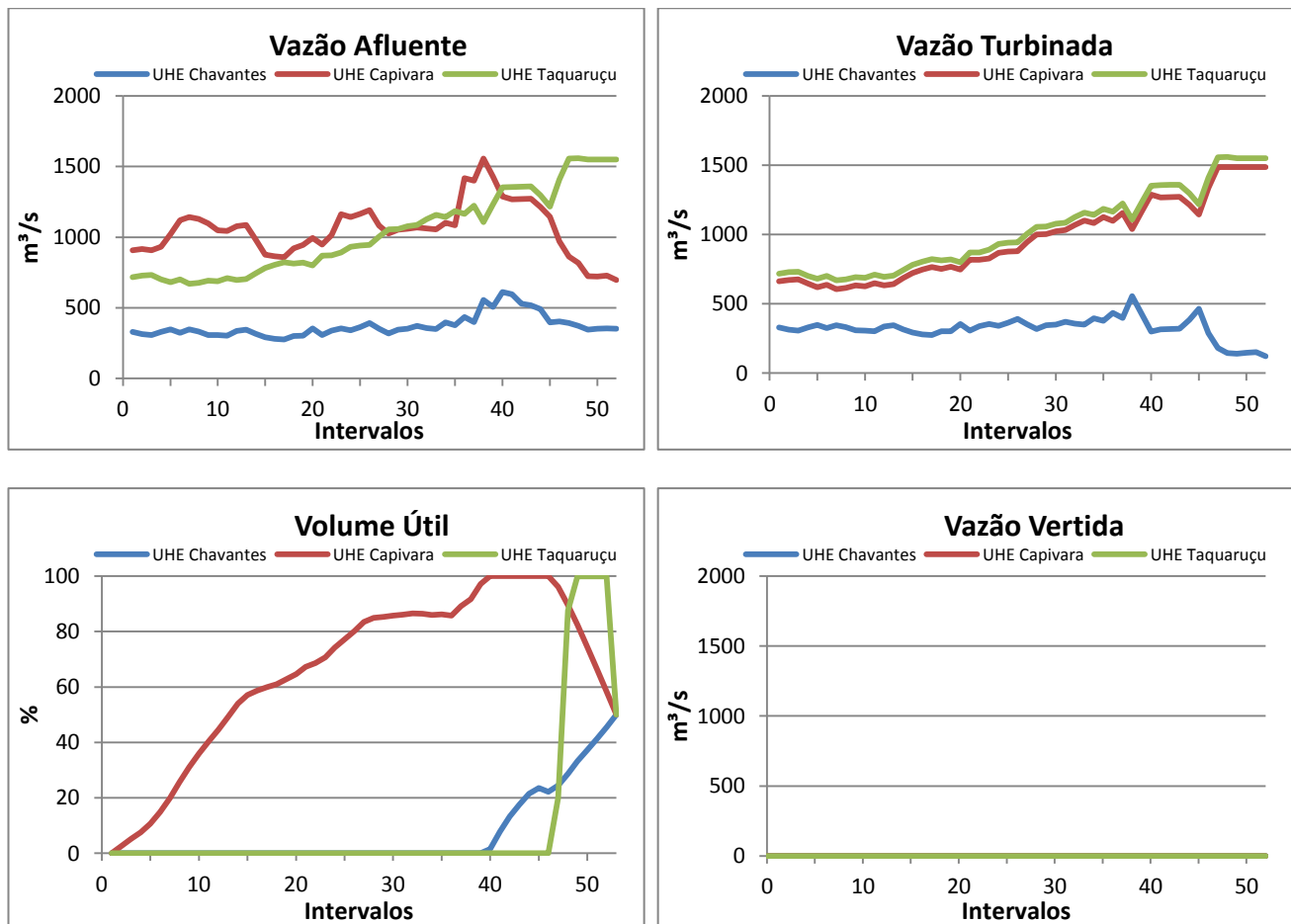


Figura 4.2 - Operação do Sistema em Cascata (CASO1)

Focando nossa análise para o despacho de geração tem-se, pela Figura 4.3, que o despacho do parque térmico apresentou os maiores valores durante os dez primeiros instantes, período seco do sistema, em que a geração hidráulica não recebe recursos suficientes de afluência e também não armazena água nos reservatórios de Chavantes e Taquaruçu, visto que a primeira é a usina de cabeceira e deve garantir que chegue a maior quantidade possível para Capivara, a usina com maior capacidade instalada e que possui maior potencial para geração hidráulica e para atender a uma afluência maior, e a segunda é a usina mais a jusante do modelo, cabendo gerar o máximo com a água que chega de forma a realizar o maior aproveitamento, sobretudo num período seco em que é crucial o melhor aproveitamento hidráulico.

Como exposto acima, temos que a UHE Capivara aproveita-se do regime de afluências maior que possui, provinda da defluência da usina a montante e da vazão lateral, para gerar mais MW de energia e para aumentar seu armazenamento, sendo nos instantes finais a maior responsável pelo atendimento da demanda. É nítido também que a complementação térmica reduz ao longo do horizonte, reflexo do aumento de geração de Capivara e Taquaruçu, e que a geração de Chavantes reduz nos últimos como resultado da restrição de se atender 50% de volume útil no reservatório e da situação favorável do sistema.

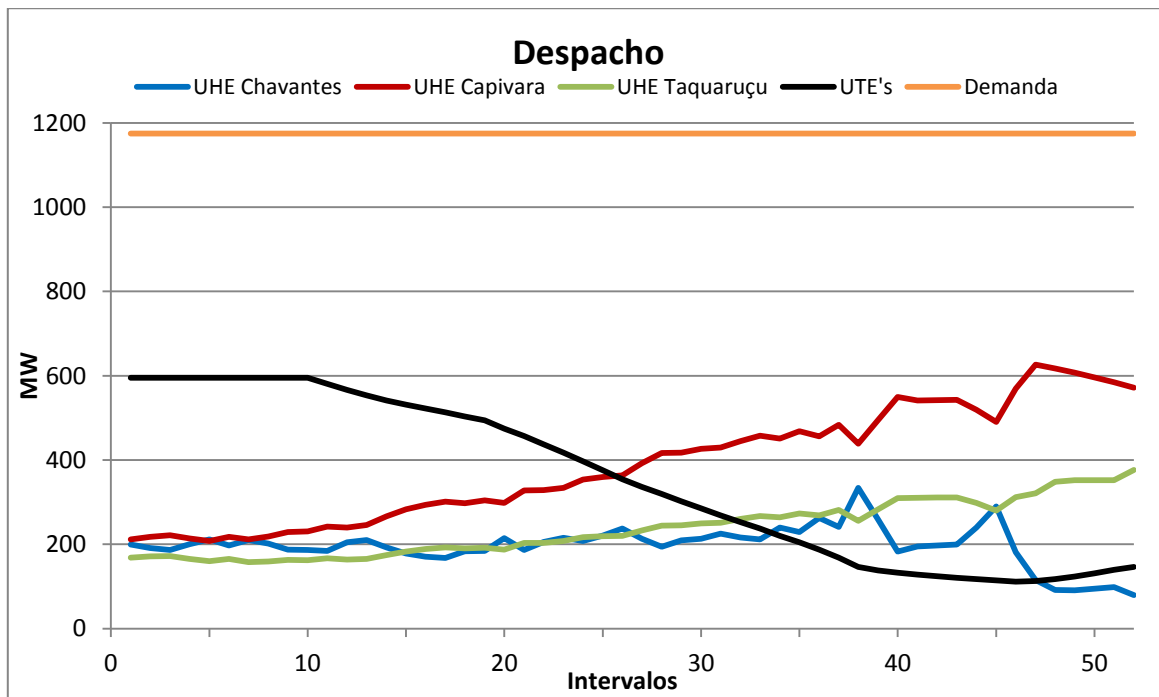


Figura 4.3 – Despacho de Geração do sistema em Cascata (CASO 1)

Como pode-se observar através da Figura 4.4, tem-se que em consequência da alta complementação térmica nos instantes iniciais o CMO começa com valores maiores e vai atenuando ao longo do horizonte de tempo. Já com relação ao valor da água observa-se que a usina de cabeceira é a que apresenta um maior valor tendo em vista que ao escolher não gerar com a fonte hídrica nesses instantes apresenta um custo econômico maior para o sistema, de forma que é nesse período que a geração deve ser mais otimizada e as decisões tomadas impactarão de forma mais contundente no restante do planejamento.

Tem-se que o valor da água vai reduzindo com o decorrer do tempo e com a chegada do período úmido, o que faz sentido, já que quanto maior a oferta menor impacto de tomada de decisão. Há uma redução também do ponto de vista estrutural, em que as usinas mais a jusante têm valores menores, justificado pela questão de o modelo enxergar a menor existência de aproveitamentos energéticos, o que se traduz em custo de oportunidade menor.

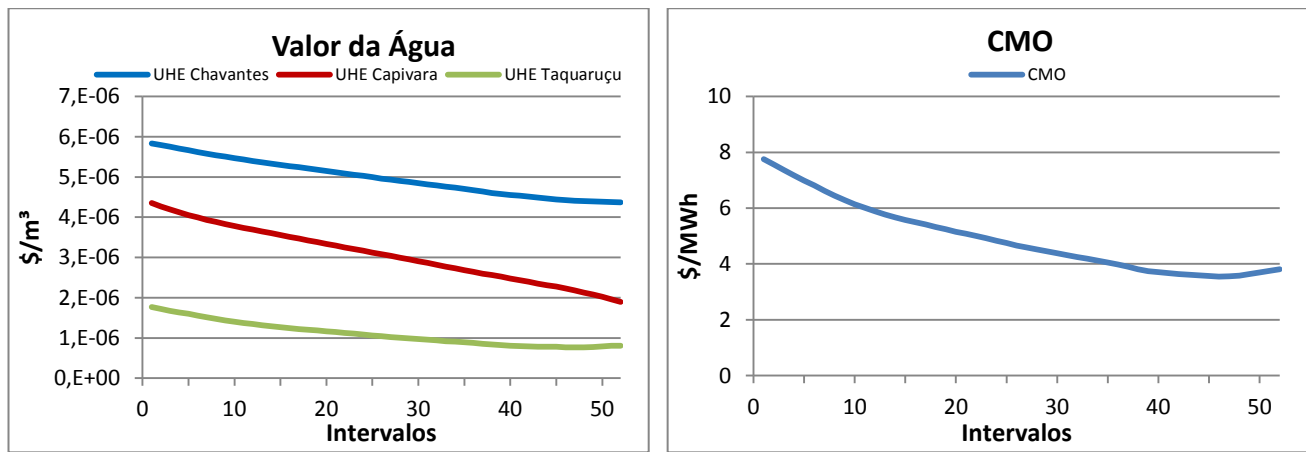


Figura 4.4 – Despacho Econômico do sistema em Cascata (CASO 1)

4.3 CASO 2

Com o intuito de observar melhor como o impacto de uma única variável é refletido no comportamento do planejamento, neste caso alterou-se o regime de afluições por um cenário de afluições mínimas tanto na afluição natural de cabeceira como nas afluições incrementais das usinas a jusante.

Os resultados obtidos são mostrados na Figura 4.5. Destes, nota-se que para o regime de afluições é perceptível que a UHE Capivara que anteriormente apresentava entradas da ordem de 1000 m³/s agora não atinge sequer esse valor durante o período úmido, o mesmo acontece para a UHE Chavantes e Taquaruçu. Porém a característica principal de maior afluição em Capivara, um regime crescente em Taquaruçu e uma afluição mais comportada em Chavantes continua a se repetir.

Com relação à vazão turbinada, tem-se que, diferentemente do que ocorria no caso anterior de uma turbinagem de Chavantes similar ao regime de afluições, agora a sazonalidade foi substituída por um comportamento de crescimento suave até 37º instante, momento em que ocorre um decaimento expressivo até assumir o limite mínimo de 73 m³/s estabelecido para este aproveitamento. Verificando o volume útil observa-se como este comportamento se reflete no sistema por meio de uma acumulação até o 27º instante que posteriormente volta a se repetir após o 40º instante. É perceptível que nos trechos em que há armazenamento no reservatório a vazão turbinada deve apresentar valores inferiores à vazão afluyente e que o pico de turbinagem só se tornou possível devido ao volume presente no reservatório e às afluições maiores do período úmido.

Novamente as usinas de Capivara e Taquaruçu apresentam comportamento de turbinagem bastante similar, distinguindo somente na última semana do horizonte de tempo. A

turbinagem do aproveitamento mais a jusante tende a seguir o comportamento da vazão afluente a ele, diferindo minimamente nos instantes iniciais, em que conforme pode ser observado na porcentagem de volume útil há uma pequena acumulação. Na última semana há uma redução da turbinagem nesta mesma usina com vista ao atendimento mínimo de 50% de acumulação, período suficiente para atingir essa meta, já que a margem de operação é bastante restrita por se tratar de um aproveitamento de fio d'água. Capivara por sua vez só apresenta valores de turbinagem superiores à afluência a partir da semana 40, quando se reduz a porcentagem de volume útil, antes disso a usina aproveita da afluência de água para gerar e acumular conjuntamente visando o impacto que esta decisão trará futuramente.

Quanto à vazão vertida observaram-se valores nulos, que condizem com todo o aproveitamento hidráulico e também com um regime hidrológico mais extremo do ponto de vista de margem de operação para gerenciamento da água.

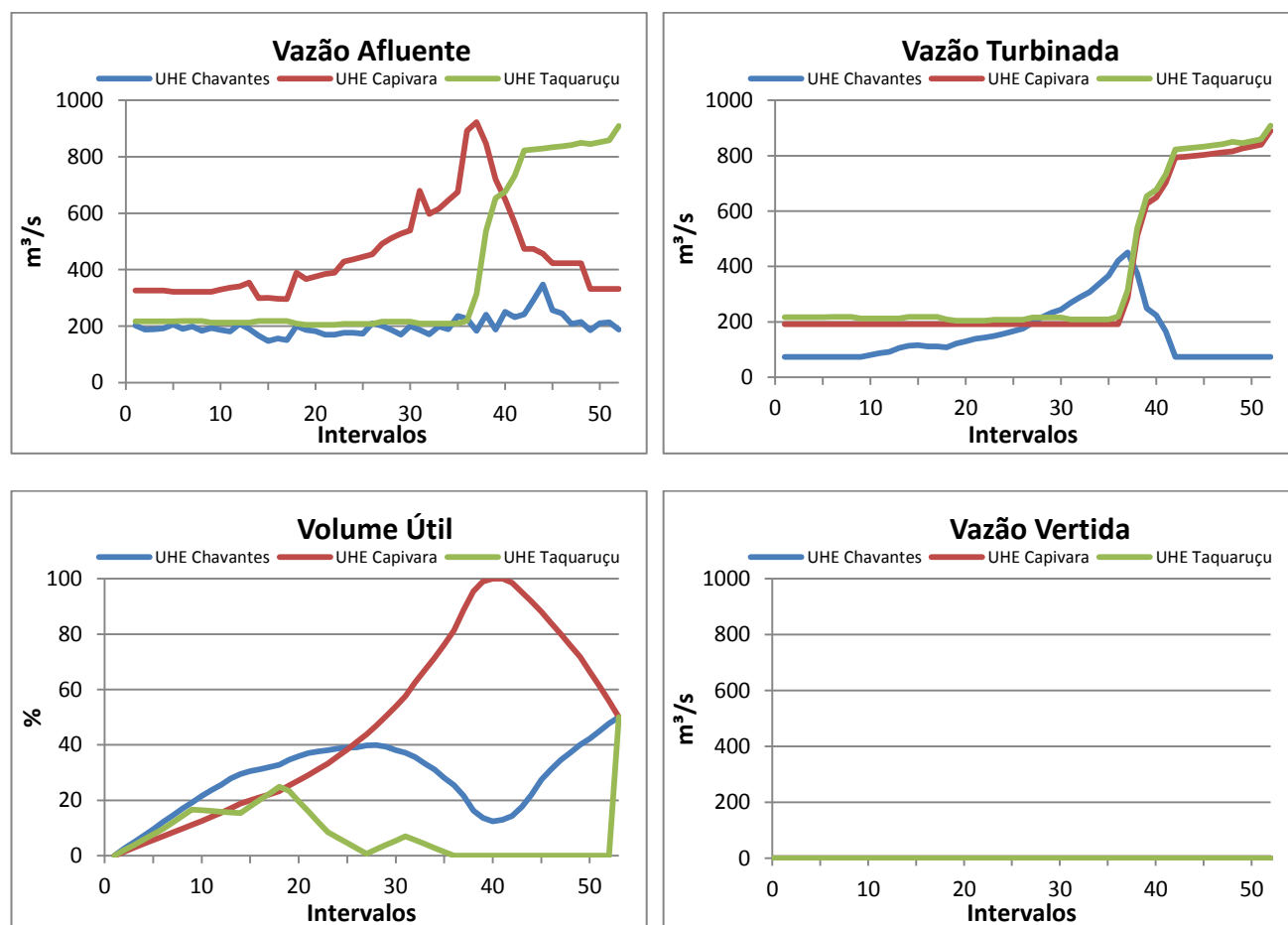


Figura 4.5 – Operação do sistema em cascata (CASO 2)

O impacto dessa operação é refletido no despacho energético, em que agora devido as afluências mínimas a presença maior de complementação térmica se confirmou, conforme mostra a Figura 4.6. A geração hidráulica só ganhou maior expressividade nos instantes finais do horizonte de tempo, devido à acumulação de água nos reservatórios e o período úmido. O

pico de geração da UHE Chavantes se deu antes de todas as usinas, fato que mostra como esta usina de cabeceira, mesmo não sendo a que apresenta maiores afluências, possuiu um regime de operação que contribui para regularizar as afluências à jusante e para viabilizar picos maiores de geração a posteriori. A elevação de geração neste aproveitamento foi acompanhada da redução proporcional de geração térmica, sendo que quando há o pico de contribuição de Chavantes é quando a térmica assume o valor mínimo de 600MW, que se manteve daí até o final das 52 semanas.

A geração de Capivara por sua vez apresentou-se sob um mesmo patamar até atingir 90% do volume útil, o que viabilizou um aumento expressivo de contribuição hidráulica até o final do horizonte de tempo. Esse aumento de geração foi seguido por Taquaruçu, visto o recebimento de uma maior vazão afluyente, que é consequência de valores superiores de defluência da usina a montante, apresentou-se ainda dentro dos limites de operativos.

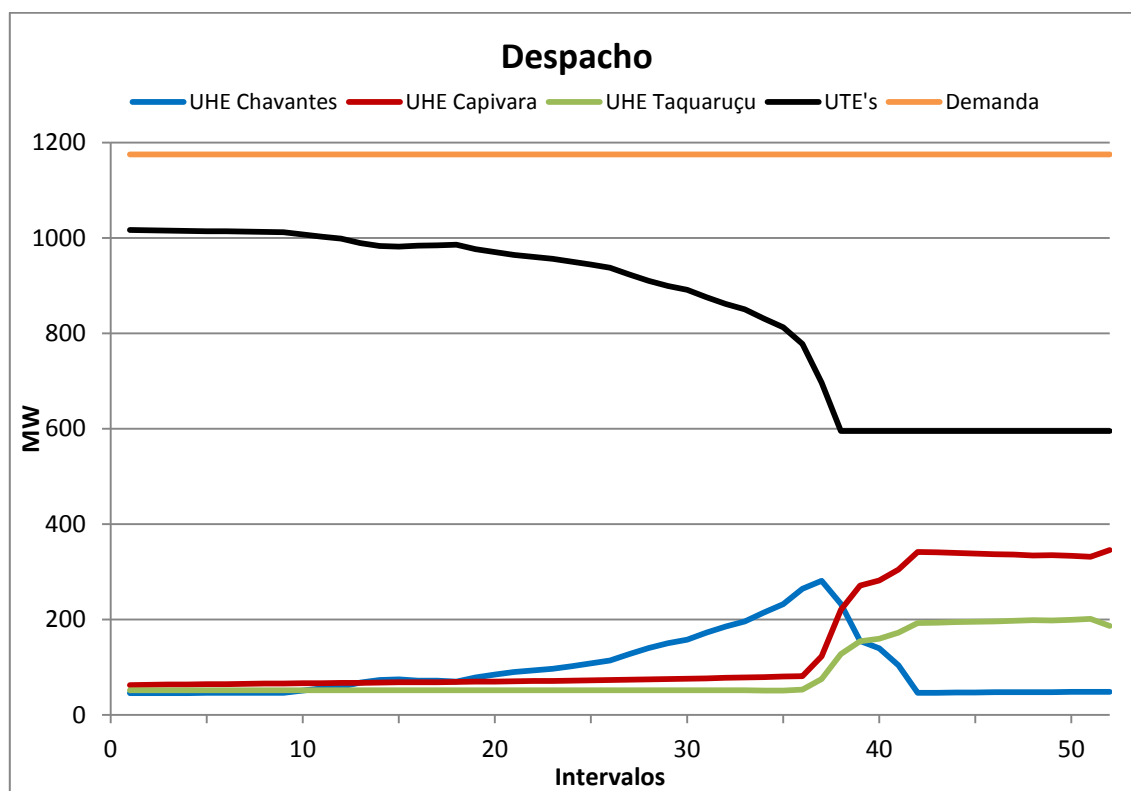


Figura 4.6 – Despacho de geração do sistema em cascata (CASO 2)

Já com relação ao valor da água e conforme mostra a Figura 4.7, têm-se valores superiores devido ao custo de oportunidade que cada m³ de água tem diante de um cenário onde há pouca oferta. Os valores apresentam um decaimento pequeno até a 37ª semana, intervalo em que os reservatórios apresentaram uma porcentagem de volume útil frente à afluência que possibilitou uma maior geração para todas as usinas. Novamente o valor da água é superior

para os aproveitamentos mais a montante da cascata, devido a possibilidade de gerenciamento.

O custo marginal de operação por sua vez é reflexo da participação térmica e apresenta valor constante de 7,922 \$/MWh até a 37ª semana, esse é o valor da térmica mais cara despachada, que no modelo é a UTE3 e pode ser verificado na Figura 4.7 que apresenta os custos incrementais das unidades térmicas. Posteriormente há um decaimento expressivo devido a maior contribuição hidráulica no sistema, contudo o preço da energia ainda é significamente maior do que no caso anterior, um comportamento esperado e condizente com um cenário de maior complementação térmica.

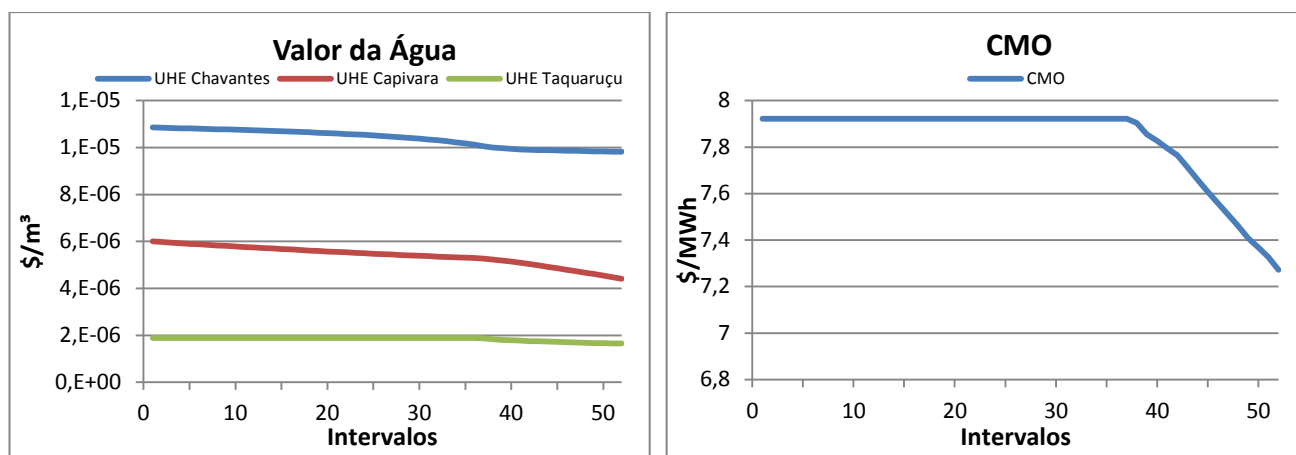


Figura 4.7 – Despacho econômico do sistema em cascata (CASO2)

4.4 CASO 3

Em uma abordagem mais próxima das restrições reais, buscou-se neste caso incorporar as restrições de transmissão a qual os sistemas de potência estão sujeitos. Com isso institui-se o despacho mínimo de 300MW para o parque térmico durante todo o horizonte de tempo, uma condição necessária para assegurar a estabilidade da transmissão de energia. Adicionou-se também o limite superior de geração hidráulica da UHE Capivara em 400MW, entendido como uma saída para manutenção das unidades geradoras e também delimitadas por questão de sincronismo das máquinas e sobrecarga do sistema.

Estabeleceu-se esta análise comparativamente ao Caso 1 por se ter a mesma demanda de carga de 1175 MW, curva B, além das mesmas condições de afluência na usina de cabeceira e de situação do reservatório em questão de metas de porcentagem de volume útil inicial e final. Observando-se a Figura 4.8, verifica-se primeiramente que o regime de afluências na UHE Capivara não apresentou mais valores superiores a 1500m³/s próximos da semana 40, de forma que agora a série comporta-se de maneira mais atenuada e com três blocos de maior afluência. A UHE Taquaruçu também apresentou uma mudança de comportamento, superando os 1000m³/s a partir da semana 14 e mantendo um comportamento tendencioso em torno dos 1140 m³/s até o final das 52 semanas com pequenas variações; no Caso 1 essa série apresentava de forma geral um comportamento crescente, superando 1000m³/s apenas após a semana 26 e atingindo no final do horizonte de tempo afluência de 1550 m³/s.

Em relação à vazão turbinada observou-se que novamente a semelhança entre o comportamento das usinas de Capivara e Taquaruçu, em que a última trata-se de uma usina fio d'água e, portanto é um comportamento esperado. O regime de turbinagem de Capivara por outro lado, indica a acumulação de água nos reservatórios, que pode ser verificada no gráfico do volume útil, contudo devido à afluência não se atinge mais valores superiores 54,5% de armazenamento. A usina de Chavantes por outro lado apresenta um comportamento de fio d'água até a semana 30, com perfil de turbinagem idêntico ao de afluência, e a partir desse ponto, quando começa a receber mais água, acumula-se um montante maior nos reservatórios em face de uma turbinagem menor. O pico de armazenamento em Taquaruçu se deu entre as semanas 22 e 40 aproveitando-se de um aumento da vazão afluente para otimizar a geração aumentando, mesmo que minimamente, a queda de água. Novamente, nenhuma das usinas apresentou vertimento.

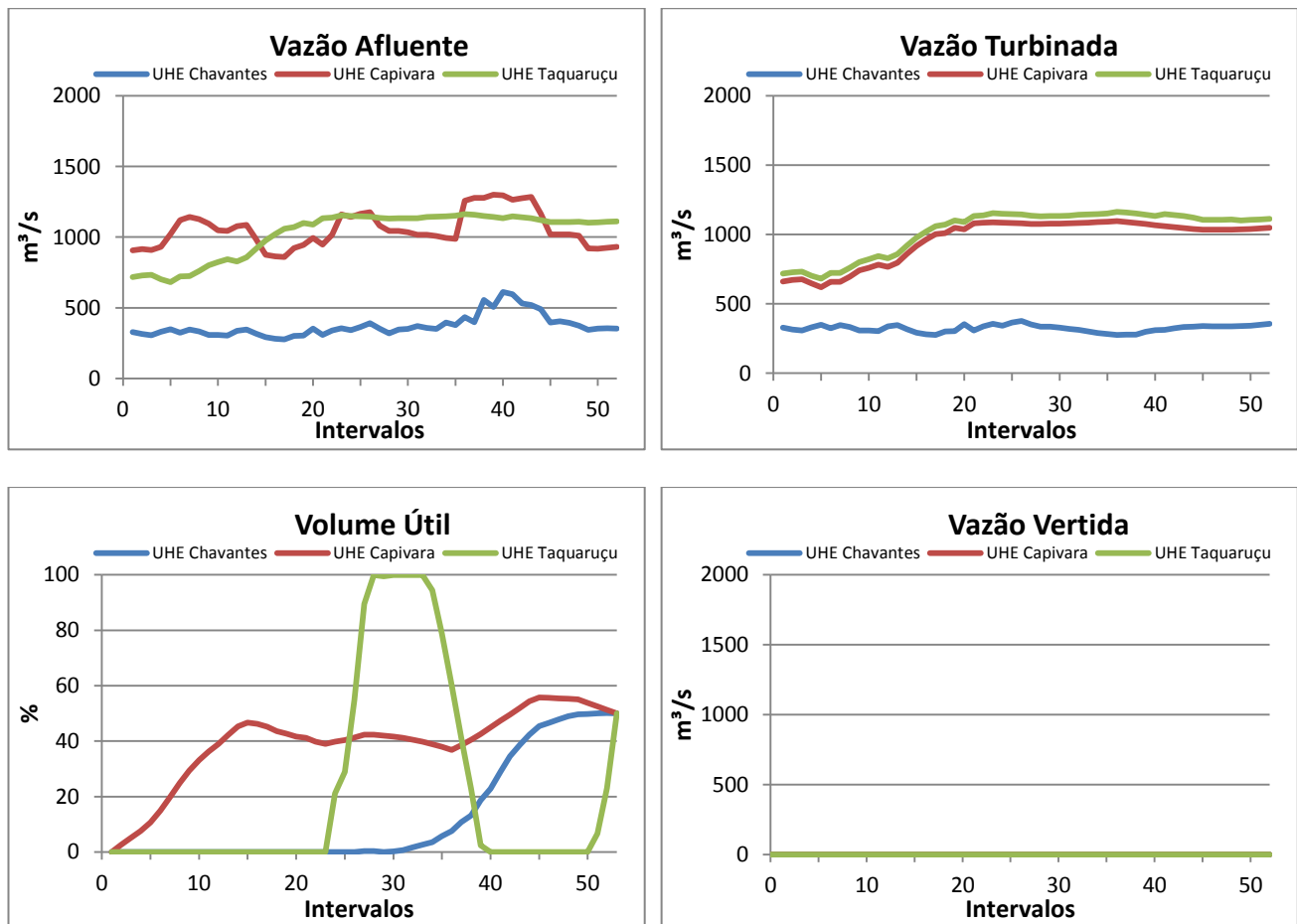


Figura 4.8 – Operação do sistema em cascata (CASO 3)

Quanto ao despacho energético desse caso na Figura 4.9, foco principal das restrições estabelecidas, verificou-se primeiramente o atendimento a esses limites tanto pela geração hidráulica em Capivara, quanto pela geração térmica do conjunto de usinas. Em seguida observa-se que a queda de geração térmica para valores menores que 300MW a partir da semana 29 não foi mais possível. Este período é coincidente com o período de maiores afluições no sistema e sabendo disso o modelo conseguiu gerenciar uma geração hídrica maior nos intervalos iniciais do sistema, provendo uma queda da complementariedade térmica num intervalo menor.

O comportamento da geração de Chavantes por sua vez não apresentou decaimento nas semanas finais, nem picos nos intervalos 38 e 45, sempre apresentando valores em torno dos 200MW. Acumuladamente gerou-se 1.742.210,4 MWh neste horizonte, em contrapartida aos 1.720.958,4 MWh no Caso 1, um aumento percentual 1,12%. A UHE Capivara que anteriormente atingia valores de geração superiores a 600MW e superava os 400MW de geração após a semana 27, agora atingiu o limite superior estabelecido na semana 21 e permaneceu nesse limite até o final do horizonte de tempo. Num estudo de representatividade

no despacho observou-se uma redução de 8% da geração em valores comparativos ao caso 1, representando agora uma contribuição de 3.116.188,32 MWh no período.

Por fim a UHE Taquaruçu em vez de apresentar uma contribuição crescente de geração, agora se apresentou mais representativa a partir do 12º intervalo, complementando positivamente a variação na geração da usina de cabeceira, numa tentativa de minimizar a complementação térmica nesse intervalo, em vista ao comportamento de acumulação de Chavantes e as limitações operacionais em Capivara. Obteve sucesso na sua programação e evitou que a geração térmica assumisse valores muito distantes dos 300MW sem mínimos, sem que houvesse vertimento e aumento significativo nos custos econômicos.

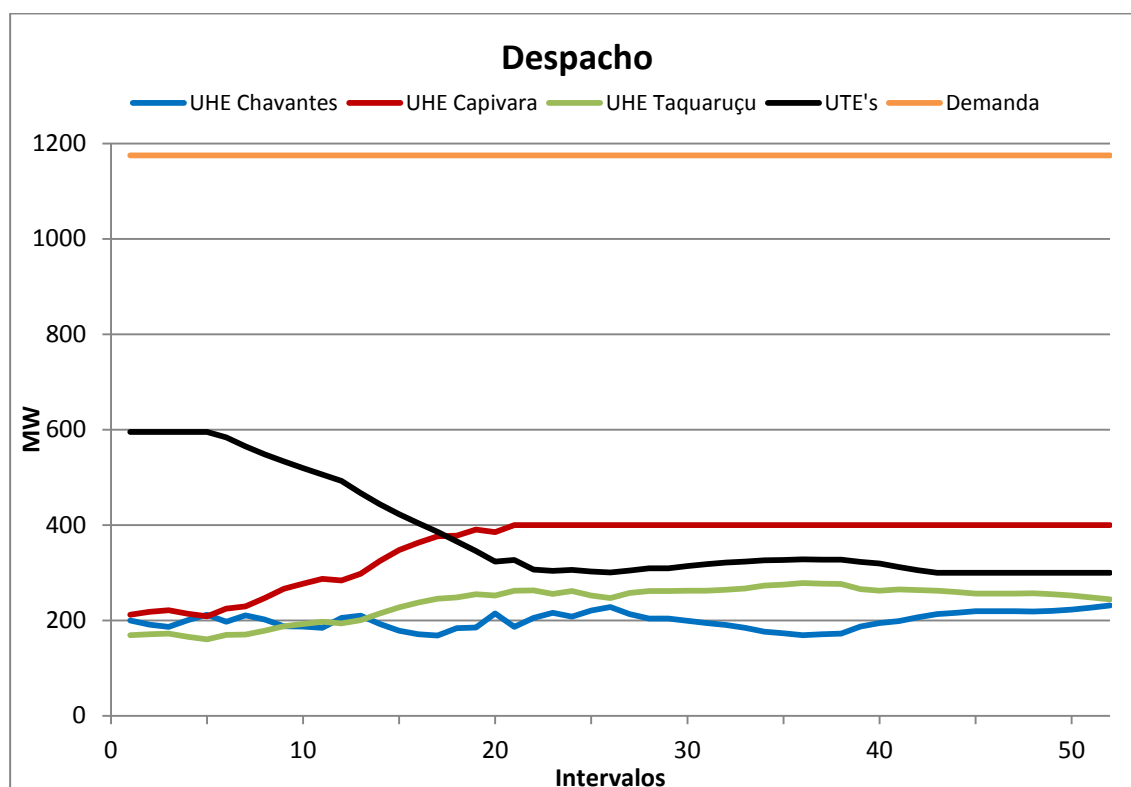


Figura 4.9 – Despacho de geração do sistema em cascata (CASO 3)

Quanto aos parâmetros econômicos do estudo, observou-se comparativamente que nos intervalos finais os valores das usinas Chavantes e Capivara apresentaram-se um pouco menores e que em contrapartida para Taquaruçu, esses valores não decresceram para abaixo de $1,0 \cdot 10^{-6}$ \$/m³. Um reflexo da importância que o gerenciamento da água nessa usina teve para evitar um aumento do CMO e, portanto da complementação térmica.

O CMO que no caso comparativo iniciava com o valor de 7,76\$/MWh, agora inicia com 6,87 \$/MWh. Contudo, o declínio observado anteriores para valores inferiores a 4\$/MWh já não é mais possível por conta da restrição térmica para a estabilidade do sistema. Porém,

observa-se que mesmo limitado custo marginal não apresentou valores tão distantes, finalizando o horizonte de tempo com um CMO de 4,34 \$/MWh.

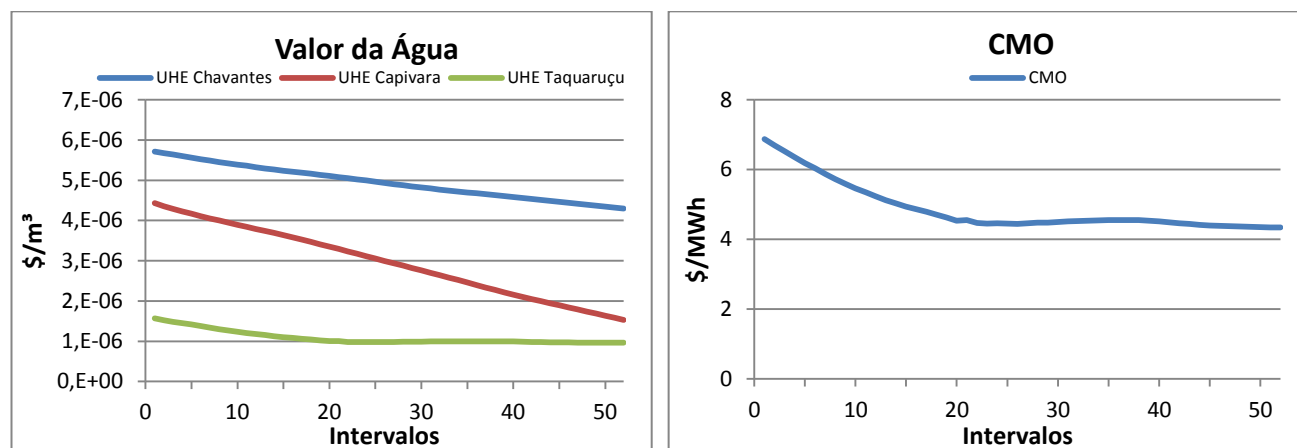


Figura 4.10 – Despacho econômico do sistema em cascata (CASO 3)

4.5 CASO 4

Por meio da Figura 4.11 observa-se agora o impacto que o atendimento a curva de carga C de 1850 MW teve no sistema, mantiveram-se os mesmos parâmetros do caso 1, alterando-se somente a carga. Desta forma os volumes se iniciam no mínimo operativo e terminam com valores maiores ou iguais a 50% do volume útil e a afluência é média.

Por ser usina de cabeceira a afluência da UHE Chavantes terá sempre o mesmo comportamento, diferentemente do que acontece com as usinas a jusante. Foi nítida a mudança do comportamento da afluência da UHE Taquaruçu, que apresentou uma afluência maior no período seco quando comparado com o caso 1. A UHE Capivara teve um comportamento similar ao já observado, contudo o pico de afluência no período úmido teve uma duração maior chegando a atingir o máximo de 1600 m³/s.

Quanto ao perfil de vazão turbinada observou-se que a usina de cabeceira teve comportamento similar a afluência até a semana 44, quando a turbinagem é menor que a vazão afluyente e ocorre a acumulação de volume útil no reservatório. A UHE Capivara apresenta comportamento de turbinagem inferior a sua afluência durante os primeiros 45 intervalos, uma estratégia voltada para o armazenamento de água no reservatório, com o viés de responder com uma geração maior nos últimos instantes. A turbinagem acaba repetindo o comportamento da afluência de Taquaruçu, porém com valores um pouco inferiores, um delta correspondente à vazão incremental existente entre esses aproveitamentos. Taquaruçu é uma usina de fio d'água e turbinha toda a água provinda dos aproveitamentos a montante somados a

incremental até a última semana, que é quando ocorre uma pequena queda de turbinagem, visando atender ao limite mínimo de 50% do reservatório preenchido até o final das 52 semanas.

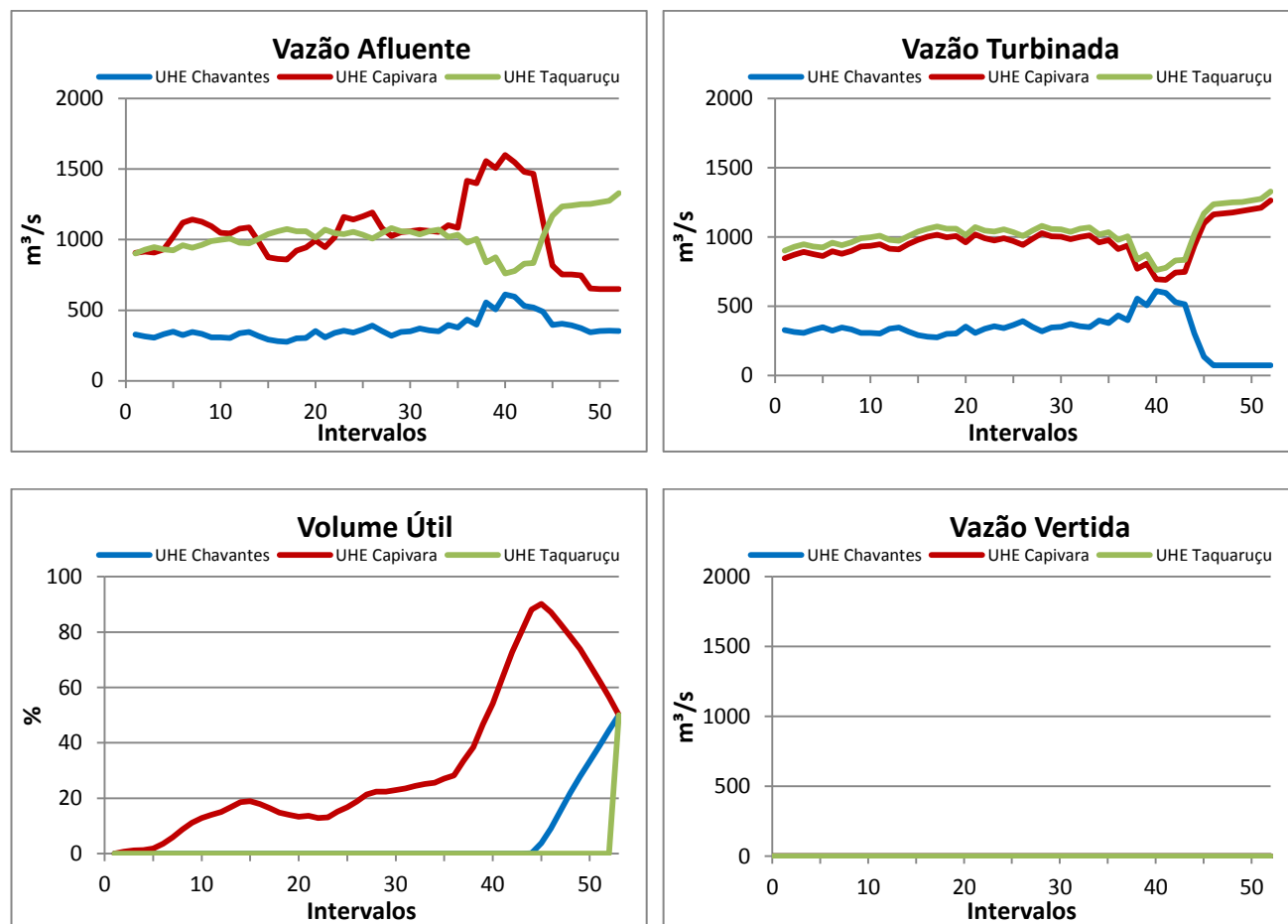


Figura 4.11 – Operação do sistema em cascata (CASO 4)

Não houve registros de vazão vertida, implicando em uso otimizado dos recursos disponíveis. Contudo, ao observar o despacho energético do modelo neste caso de estudo, observou-se que até a semana 32 houve corte de carga. Fenômeno que pode ser observado no despacho térmico do sistema, que é bem maior que os 1035 MW máximos disponíveis pelo sistema e correspondentes à soma dos limites superiores das três unidades térmicas. Utilizou-se, portanto da unidade térmica virtual, esta usina foi modelada no sistema para representar o custo que se teria em despachar uma unidade térmica bastante cara em nome do atendimento da carga, escolhas que os operadores em tempo real realizam diante da premissa do ONS de garantir segurança ao atendimento da demanda. O corte de carga aconteceu no período seco do sistema, em que a oferta de água para a geração térmica é pequena e não há acumulação suficiente nos reservatórios para proporcionar uma conversão em MW significativa para o período sem prejudicar os intervalos posteriores.

Durante o período que funcionam com o regime de fio d'águas as UHE's Chavantes e Taquaruçu apresentaram curvas de geração resultante do montante turbinado, e quando armazenam água nos intervalos finais há a redução de geração de Chavantes, visto que também ocorreu a redução de vazão afluyente, já na usina mais a jusante a redução de turbinagem se refletiu numa redução mínima de geração, porque houve um montante de afluência maior.

Como constatado no gráfico de volume do reservatório, ao atingir 90% de armazenagem a usina entende que a partir desse ponto a operação consegue aumentar a turbinagem e reduzir o armazenamento para aumentar a geração hidráulica num período de queda da contribuição de MWs da usina de cabeceira, não se fazendo necessário aumentar o despacho do parque térmico e, por conseguinte atingir a meta de armazenamento e operação otimizada quanto à minimização dos custos.

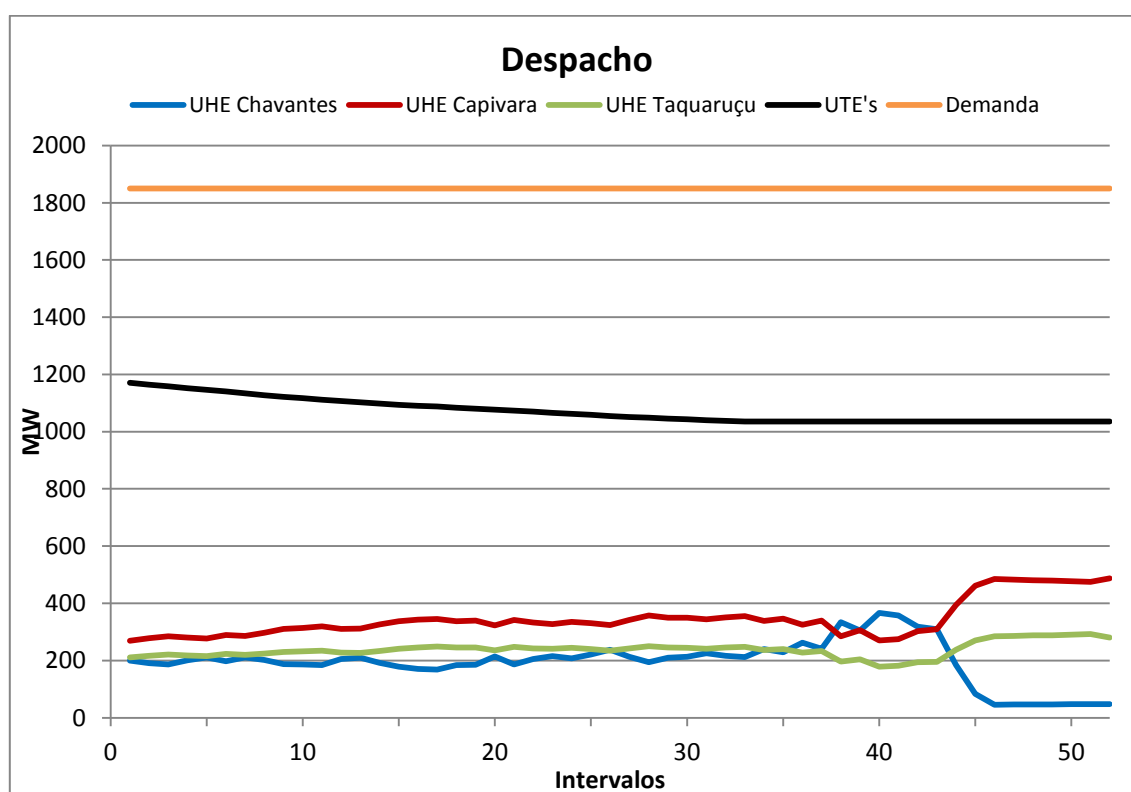


Figura 4.12 – Despacho de geração do sistema em cascata (CASO 4)

Quanto ao valor da água é nítido o aumento da ordem de grandeza, visto que o corte de carga faz com que cada m³ de água que possa ser convertido em geração hidráulica tenha um maior impacto na redução do preço da energia. Por conta dessa observação, não houve uma armazenagem de água na usina de cabeceira, não impedindo que os aproveitamentos a montante obtivessem a maior afluência possível dentre as restrições do período.

Ocorrendo o corte de carga e, portanto, a utilização da usina virtual que por características operativas é modelada com custos de ordem de grandeza bem maiores que os convencionais, o CMO começa com valores altíssimos e vai decaindo conjuntamente com a redução de MWs despachados por essa fonte. Apesar do corte de carga não ter ocorrido durante todos os intervalos da operação, o custo marginal não conseguiu atingir valores mínimos comparativos com os casos anteriores, reflexo que se deu pela participação total instalada das UTE's convencionais.

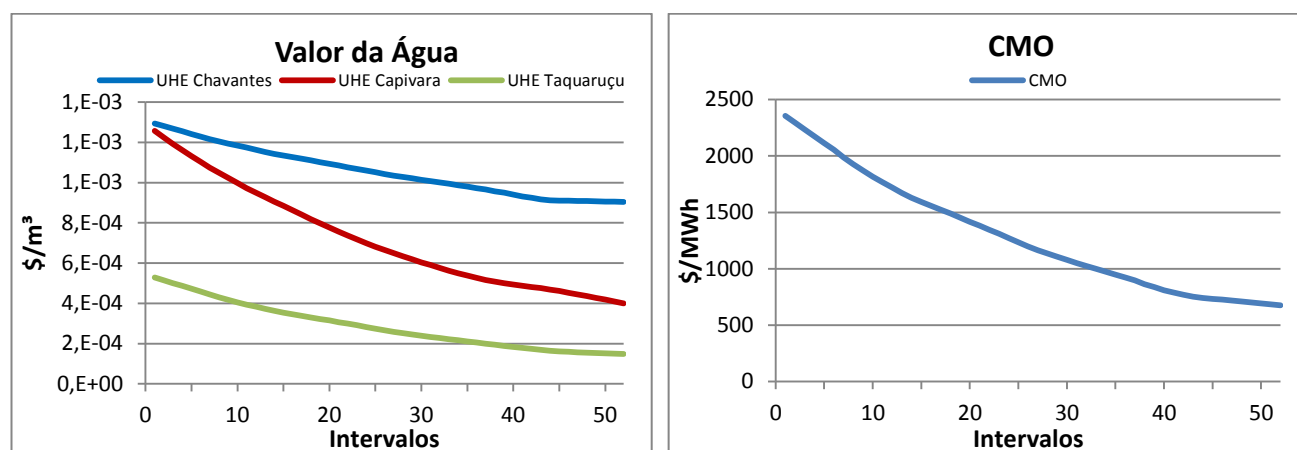


Figura 4.13 – Despacho econômico do sistema em cascata (CASO 4)

4.6 CASO 4.1

Este caso foi dimensionado para observar o impacto que uma afluência real e, portanto diferente da série média semanal utilizada anteriormente. O ano hidrológico escolhido foi o de Maio/2015 a Abril/2016 por apresentar um comportamento distinto, com picos e variações mais expressivas, que se aproximam do real ocorrido no sistema ao longo do ano, que é observado na Figura 4.14. Este período recebeu afluências incrementais reais e referentes ao mesmo período, sendo também superiores aos valores locados nos casos anteriores. Desta forma, o caso foi alocado para o cenário de curva de carga de maior demanda, curva C, para o qual ocorreu corte de carga no caso anterior, e manteve-se o padrão comparativo o com volume inicial no mínimo operativo e o final com restrição de mínima de 50% do volume útil.

Observando o regime de afluências destaca-se o pico de afluência no período seco na usina de Capivara, e os intervalos de regime constante de afluência em Taquaruçu com pequenos intervalos de variação durante o horizonte de estudo. Novamente a afluência na UHE Capivara é mais significativa, cabendo a essa usina um papel de regularizadora da bacia.

As restrições operativas existentes no modelo são alcançadas quando analisamos o comportamento da vazão turbinada. Apesar de as afluências serem grandes, as capacidades de

turbinamento das unidades geradoras são limitadas e existem limitantes quanto ao uso múltiplo da água e condicionantes ambientais. A usina de cabeceira, UHE Chavantes, tem limite de 626 m³/s e alcança esse limite de forma pontual em meados do horizonte de tempo, para depois da 30^a semana manter-se continuamente com essa turbinagem. A UHE Capivara alcança esse limite logo na 10^a semana e se mantém turbinando 1486 m³/s até o final do horizonte de estudo, e a UHE Taquaruçu mesmo sendo a que apresenta o maior limite superior, de 2250 m³/s, atinge esse limite durante dois intervalos de semanas, já dentro do período úmido da bacia.

Voltando-se a análise para o volume útil dos aproveitamentos, temos que os instantes em que houve acumulação na UHE Chavantes correspondem a intervalos em que o limite superior de turbinagem foi atingido, apresentando-se como uma boa solução a acumulação diante de um reservatório no mínimo operativo, ganhando em queda e produtividades nos intervalos finais. Observou-se que entre os intervalos 44 e 46 e no intervalo 48 esta usina apresentou vazão vertida, uma consequência da abundância de água frente aos limites de turbinagem ora atingidos, da grande percentagem de volume útil acumulado e da possibilidade de gestão dessa água provinda dos vertedouros e aproveitamentos a jusante em instantes posteriores em face ao objetivo final de armazenamento.

Capivara por sua vez, continuou com o padrão de acumulação, contudo o mesmo acentuou-se a partir da 10^a semana devido à restrição ativa de vazão turbinada, existindo, no entanto variações percentuais no volume, ocasionadas pelo vertimento da usina. Um comportamento interessante é que mesmo sem ter completado um montante considerável de volume armazenado, Capivara escolhe verter e permitir que esse montante de água seja aproveitado nestes intervalos iniciais para a conversão de energia hidráulica por Taquaruçu. O vertimento permanece constante até o intervalo 40, quando se atinge 100% do volume útil e são possíveis maiores variações de vertimento devido à menor afluência e à contribuição de vazão vertida por Chavantes.

Taquaruçu por sua vez apresenta pequena variação de volume útil, tendo em vista que recebe colaborações de vertimento das usinas a montante e possui grande capacidade de turbinagem, essa usina aproveita-se de períodos específicos de grande afluência para aumentar rapidamente o nível de armazenamento e por consequência a queda e a produtividade.

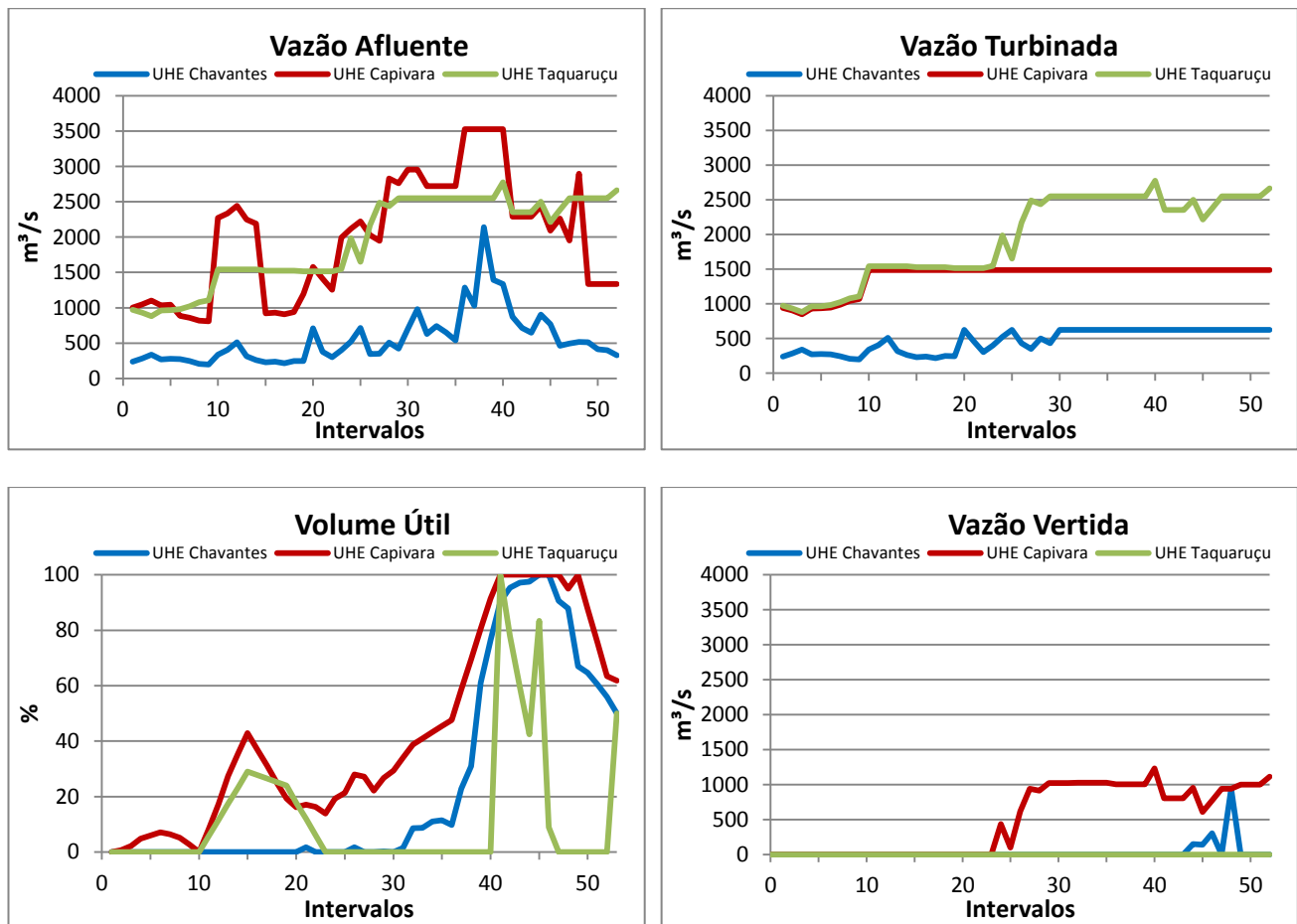


Figura 4.14 – Operação do sistema em cascata (CASO 4.1)

O despacho energético por sua vez é bastante diferente do ocorrido no caso 3, existiu agora uma menor contribuição do parque térmico para o atendimento da demanda. Ao ativar a restrição de turbinagem impediu-se a transferência de geração hidráulica para intervalos posteriores, resultando num comportamento suave da geração nesses pontos específicos. A geração da UHE Chavantes é inicialmente reflexo do comportamento fio d'água e a partir do intervalo 30 apresenta-se suavizada até o final do horizonte. A UHE Capivara apresenta maior parcela da geração hídrica acompanhada da UHE Taquaruçu, que por ser a usina mais a jusante otimiza todos os recursos possíveis. A partir do intervalo 36 tem-se um maior decaimento da geração térmica devido a maior complementação hidráulica, resultante da maior produtividade associada ao efeito queda para as usinas de acumulação, e também a maior oferta de vazão afluente e, portanto, gerenciamento da água.

Observa-se ainda assim o cenário de corte de carga, contudo o mesmo ocorreu apenas nos nove primeiros intervalos, em que há menor afluência e deve-se garantir a segurança do sistema.

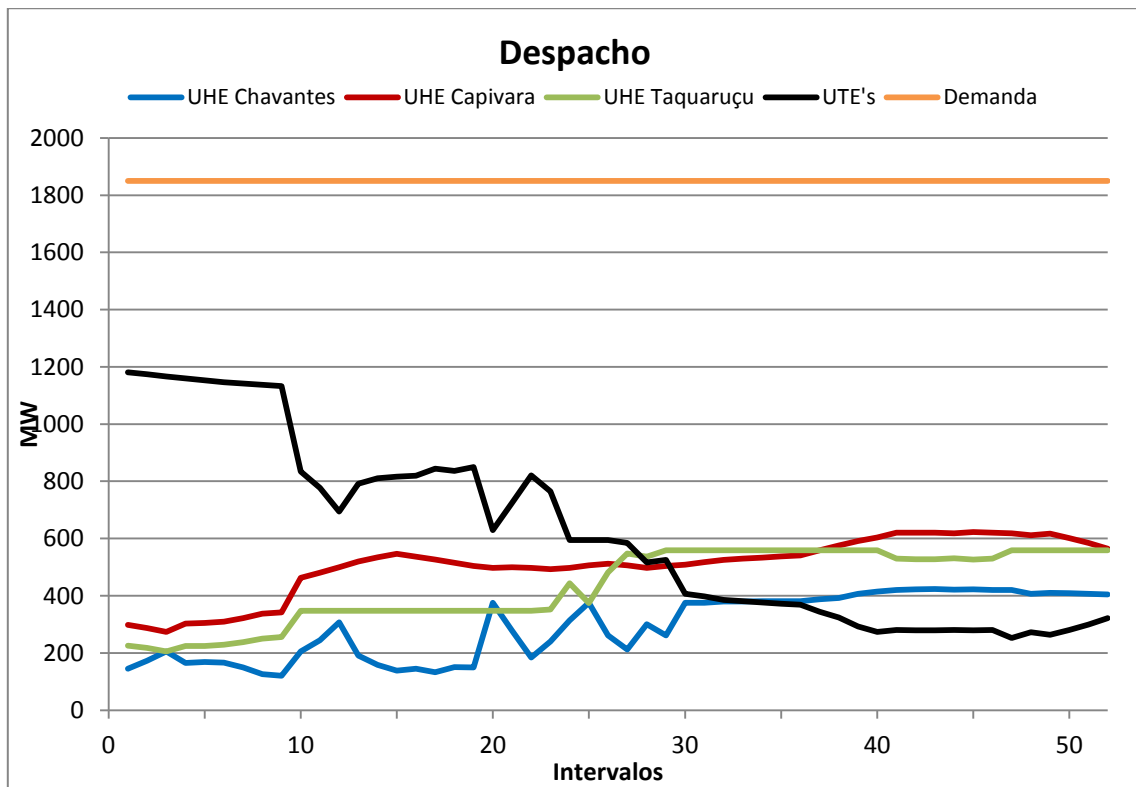


Figura 4.15 – Despacho de geração do sistema em cascata (CASO 4.1)

O valor da água nesses instantes iniciais apresentou-se bastante superior e distinto dos intervalos subsequentes, como observado na Figura 4.16. Consequência da utilização da usina virtual, que eleva o custo marginal de operação e torna a tomada de decisão de turbinagem e armazenamento de cada m^3 mais impactante para a gestão e operação do sistema no restante do horizonte de tempo. Observa-se que o valor da água para a UHE Taquaruçu foi superior aos demais aproveitamentos, um fato interessante que reflete a importância da última opção para que o m^3 de água seja convertido em energia elétrica.

Após o fim do despacho da térmica virtual, o VA se normaliza e permanece maior para a UHE Capivara, devido ao grande volume armazenado e a capacidade instalada para a conversão de energia. Por fim, ao final do horizonte o valor de água tende à zero, consequência da necessidade de despacho térmico menor e do fim dos intervalos de estudo, cabendo o uso otimizado para os últimos intervalos e atendimento dos objetivos finais.

Quanto ao CMO também representado na Figura 4.16 são nítidos os valores maiores nos instantes iniciais devido ao corte de carga, que ao ser suprido pela geração hidráulica reduz o preço da energia a valores menores próximos de 4,5 \$/MWh. Porém devido à escala do gráfico, esse valor apresenta-se próximo de zero, quando na verdade sofre uma variação de 7,92 \$/MWh a 4,5 \$/MWh, um valor baixo devido a maior participação hidráulica nesses intervalos.

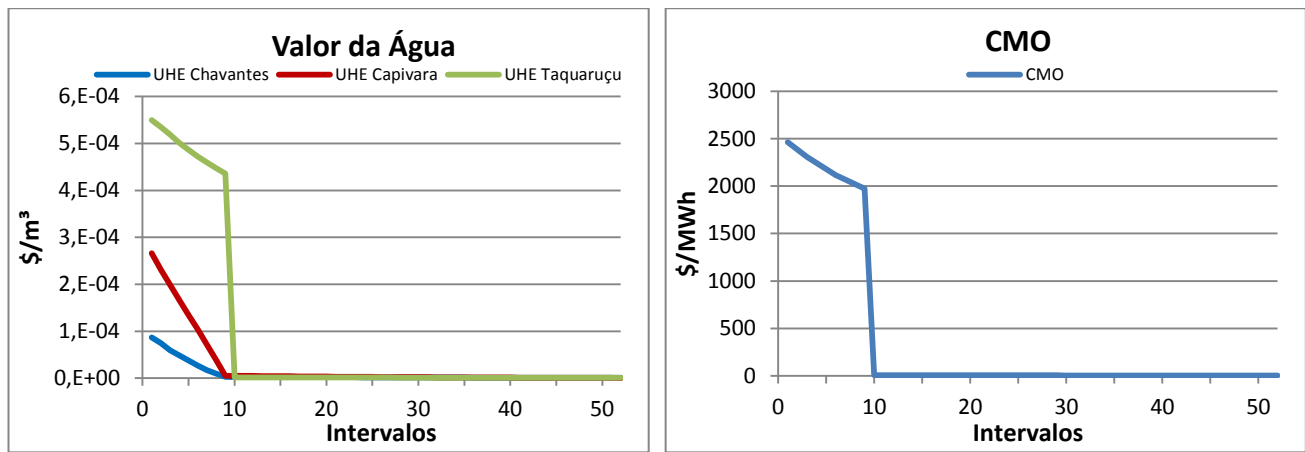


Figura 4.16 – Despacho Econômico do sistema em cascata (CASO 4.1)

4.7 CASO 4.2

Incorporando maior realismo aos casos, assume-se neste estudo como entrada do modelo os valores iniciais reais de percentagem de volume útil para cada um dos aproveitamentos na primeira semana de maio do ano de 2105, e estabelecem-se como restrição final valores iguais ou maiores aos reais na ultima semana de abril do ano de 2016. E finalizou-se plotando-se os valores realizados pela operação em tempo real no ONS, o que viabilizou um estudo comparativo dos resultados obtidos com o modelo e os consolidados pelo operador do sistema. Deve-se ter em mente que o modelo desta monografia não considera a existência de todos os aproveitamentos do SIN e sua totalidade das restrições operativas, nem a ocorrência de indisponibilidades programadas e forçadas nas unidades geradoras.

É de relevância ressaltar que o valor da curva de carga adotado para o horizonte de tempo neste estudo comparativo foi estabelecido ao se analisar as curvas reais dos valores despachos ocorridos para cada usina hidrelétrica modelada no mesmo horizonte de tempo. Desta forma, frente ao parque térmico estabelecido delimitou-se a melhor carga que possibilitasse o comportamento equivalente com a demanda real de geração. Viabilizando para tanto saídas condizentes para o modelo de planejamento da operação de médio prazo frente às restrições já existentes, permitindo a equiparação com a operação consolidada pelo ONS. Com isso construiu-se os gráficos em barras para cada parâmetro avaliado, apresentando em barras os valores totais acumulados para cada usina ao longo do horizonte de tempo, e em percentagem o valor referente à comparação entre a saída do GAMS frente aos dados consistidos pelo ONS.

Iniciando a análise da Figura 4.17 pelos valores da vazão afluyente, percebeu-se que a consideração feita acerca dos valores incrementais às usinas de Capivara e Taquaruçu, fez com que suas séries de afluência obtidas fossem mais bem comportadas que os valores reais e apresentassem menos variações. Contudo, o comportamento entre as séries foi equivalente, de forma que os picos de afluência se deram entre a semana 37 e 42, e o período de maior afluência se deu entre as semanas 25 e 42. Salienta-se que ao considerar a usina de Chavantes como cabeceira da cascata, o modelo adotou como entrada as vazões reais consolidadas pelo ONS, o que justifica a igualdade apresentada no gráfico.

De forma geral, mesmo com picos maiores, existiram diferenças entre as afluências do modelo e do ONS, que podem ser entendidas em termos percentuais como de 0% para Chavantes, 10,8% menor que o real em Capivara e 11,2% menor que o real para Taquaruçu. Exemplifica-se essa observação na Figura 4.18, em que a pequena diferença de 9% das afluências totais no sistema é reflexo da normatização realizada nos dados das afluências incrementais em cada hidrelétrica. O que ocasionou a anulação dos picos e também a diferença de afluência, contudo mesmo assim trata-se de uma diferença pequena e não anula as análises realizadas diante do horizonte de tempo e do comportamento similar entre as séries.

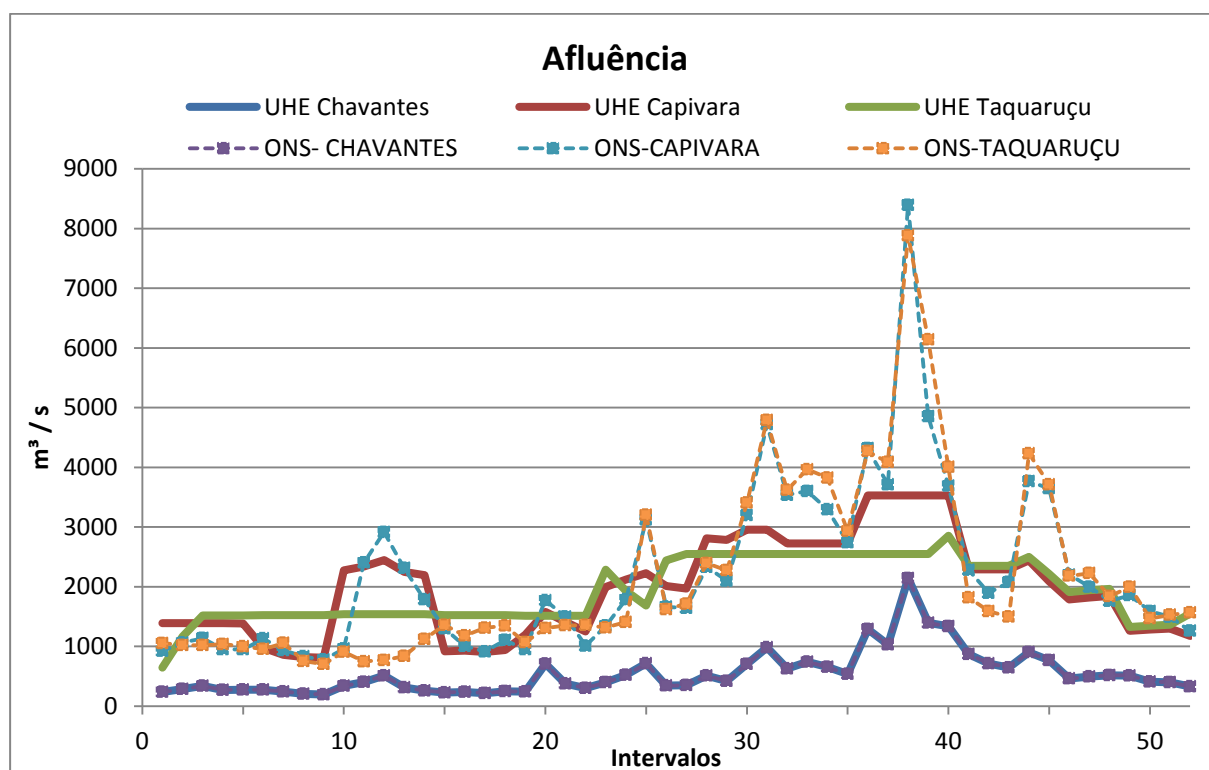


Figura 4.17 – Séries de vazão afluyente do sistema em cascata (CASO 4.2)

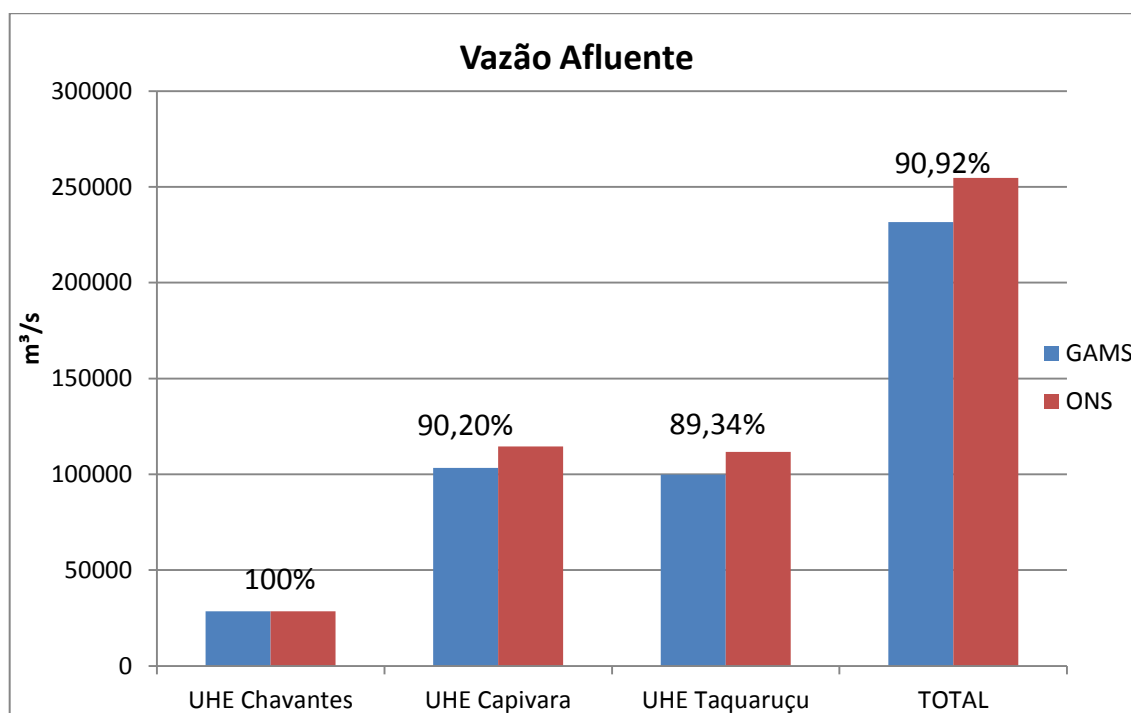


Figura 4.18 – Dados comparativos da saída do modelo (GAMS) com os dados consolidados pelo ONS quanto à vazão afluente (CASO 4.2)

Prosseguindo para a vazão turbinada apresentada na Figura 4.19, primeiramente realizando-se uma análise comparativa com o caso 4.1, verifica-se que devido a uma situação inicial melhor do reservatório, a turbinagem na UHE Chavantes que antes se iniciava em 237 m³/s iniciou-se no limite superior de 626 m²/s. Comportamento que se refletiu em Capivara, necessitando uma menor vazão turbinada inicial, já que o reservatório também estava mais cheio e, portanto implicou em uma geração maior. Por fim, a UHE Taquaruçu, possuindo uma melhor condição inicial, apresentou uma turbinagem inicial um pouco menor que o verificado no caso anterior, a pequena variação se deu pelo fato deste aproveitamento possuir uma menor margem de operação quanto ao volume armazenado.

Comparando com os dados do ONS, verificou-se que para a UHE Chavantes a saída do modelo realizou turbinamentos de maior ordem, aproveitando melhor o potencial hídrico na cascata e utilizando de picos de turbinagem para otimizar o processo, os valores reais, contudo são mais suaves e comportados, tendo em vista que neste cenário os operadores do sistema não conheciam perfeitamente o comportamento da curva de afluência previamente.

Quanto a UHE Capivara o modelo desta monografia adotou o limite superior da vazão turbinada de 1486 m³/s durante os intervalos 3 e 48, uma escolha ótima considerando todo o cenário de afluências e a maximização da participação hidráulica para a minimização dos custos. O ONS por outro lado, atingiu o limite superior somente em alguns intervalos de tempo e sempre pontualmente.

A UHE Taquaruçu que tem a capacidade máxima de turbinagem de 2550 m³/s, atingiu esse valor durante o período da semana 27 até a semana 40. Sendo que durante todo o horizonte de tempo seu turbinamentos foi escalonado por intervalos constantes e pequenas variações decrescentes a partir do intervalo 40. O realizado pelo ONS apresenta comportamento mais sazonal e marcado por variações semanais, com valor coincidente ao modelo na semana 26, e valores decrescentes após a semana 40, resultado também obtido na saída do programa.

Essa diferença de operação é ilustrada na Figura 4.20, em que se verifica que o modelo retornou um aumento de 38,76%, 15,36% e 20,26% do montante de água turbinado respectivamente para as usinas de UHE Chavantes, UHE Capivara e UHE Taquaruçu durante o período de estudo em comparação ao registrado pelo ONS. Esse comportamento resulta no aumento percentual de 20,37% de turbinagem total de água frente ao ocorrido, havendo um melhor aproveitamento da água afluente diante da previsão determinística o cenário hidrológico pelo modelo construído no GAMS.

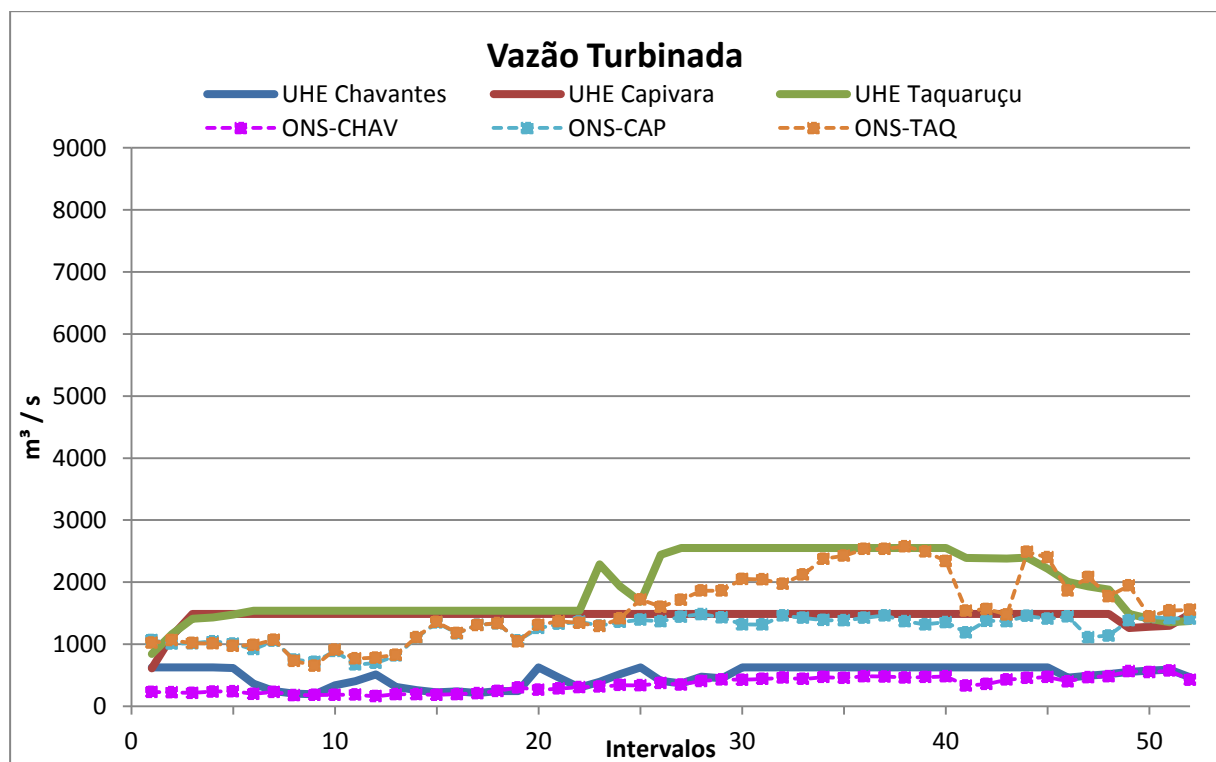


Figura 4.19 – Séries de vazão turbinada do sistema em cascata (CASO 4.2)

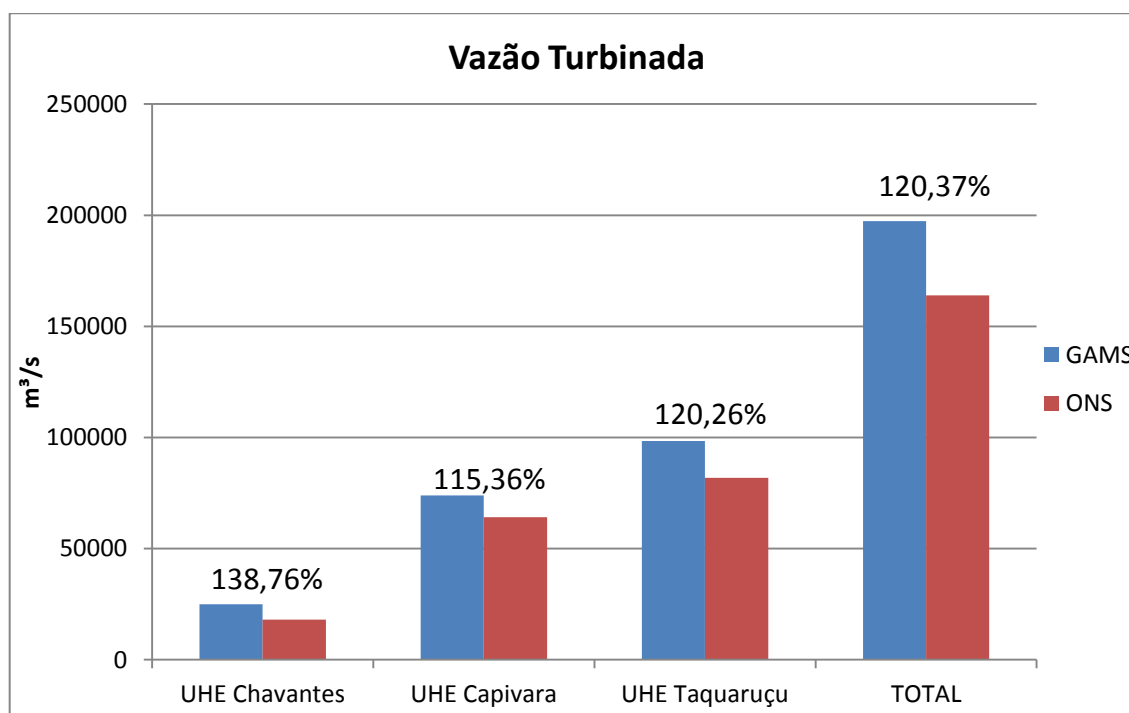


Figura 4.20 – Dados comparativos da saída do modelo (GAMS) com os dados consolidados pelo ONS quanto à vazão turbinada (CASO 4.2)

A Figura 4.21 retrata o comportamento da percentagem de volume útil no sistema. Com relação aos aproveitamentos, temos que ao estabelecer armazenamentos iniciais maiores foi possível uma maior margem de operação já no início do horizonte de tempo, contudo comparativamente ao caso 4.1 tem-se que o comportamento dos volumes permaneceu sob a mesma proporção. Em que Chavantes apresentou comportamento de fio d'água nos instantes iniciais e depois da 30ª semana começou a acumular água, Capivara por possuir um reservatório maior e maiores aflúências acumula água em praticamente todos os intervalos tempo, atingindo valores superiores entre a semana 41 e 49 e regulariza a aflúência para Taquaruçu, possibilitando que essa varia sua margem de volume de forma a otimizar a geração.

Observando a %VU realizada pelo ONS, verifica-se que o comportamento de manter em 0% de volume útil os reservatórios das usinas não se aplica na prática, o que se justifica por ser uma manobra arriscada e que estaria sujeita a uma perfeita previsão das incertezas da programação, sobretudo a aflúência e a demanda. Com isso Chavantes sempre se comporta como usina de acumulação e mantém crescente seu volume durante todo o horizonte de tempo. Capivara por sua vez promoveu um aumento do volume até os 98,5% na semana 15 e a partir daí na maior parte do tempo o manteve próximo do máximo, em vista de um aumento de produtividade devido ao efeito queda. Taquaruçu por sua vez manteve o volume variando entre 96,23% e 63,7% de forma a otimizar variações de aflúência.

Na Figura 4.22 realizou-se a comparação quando a percentagem de volume útil média para o horizonte de tempo de 52 semanas. Verifica-se que como esperado diante do embasamento dos comentários anteriores, o ONS mantém os reservatórios com estoques maiores de água maiores que os estabelecidos pela saída do modelo no GAMS. Justificando-se pelo conhecimento prévio do cenário hidrológico, o que viabiliza o comportamento crítico de manter o funcionamento da UHE Chavantes como fio d'água em certos intervalos de tempo. Contudo, entende-se que o ONS ao acumular água nos reservatórios ganha em produtividade devido ao efeito queda e ganha uma margem para a operação tendo em vista a incerteza da afluência e da carga existentes durante a operação.

Em dados percentuais as informações são entendidas como um volume médio para a UHE Chavantes de 31% para a saída do GAMS e 75% para o ONS. A UHE Capivara tem média de 55% versus 84% e a UHE Taquaruçu 41% versus 84%, comparativamente para a saída GAMS e ONS. Sendo equivalente nos dois casos o comportamento de acumulação maior em Capivara, seguido de Taquaruçu e Chavantes, porém deve-se considerar apenas o comportamento das usinas de acumulação, tendo em vista que Taquaruçu é fio d'água e possui uma margem mínima de 2 metros para variação de cota montante.

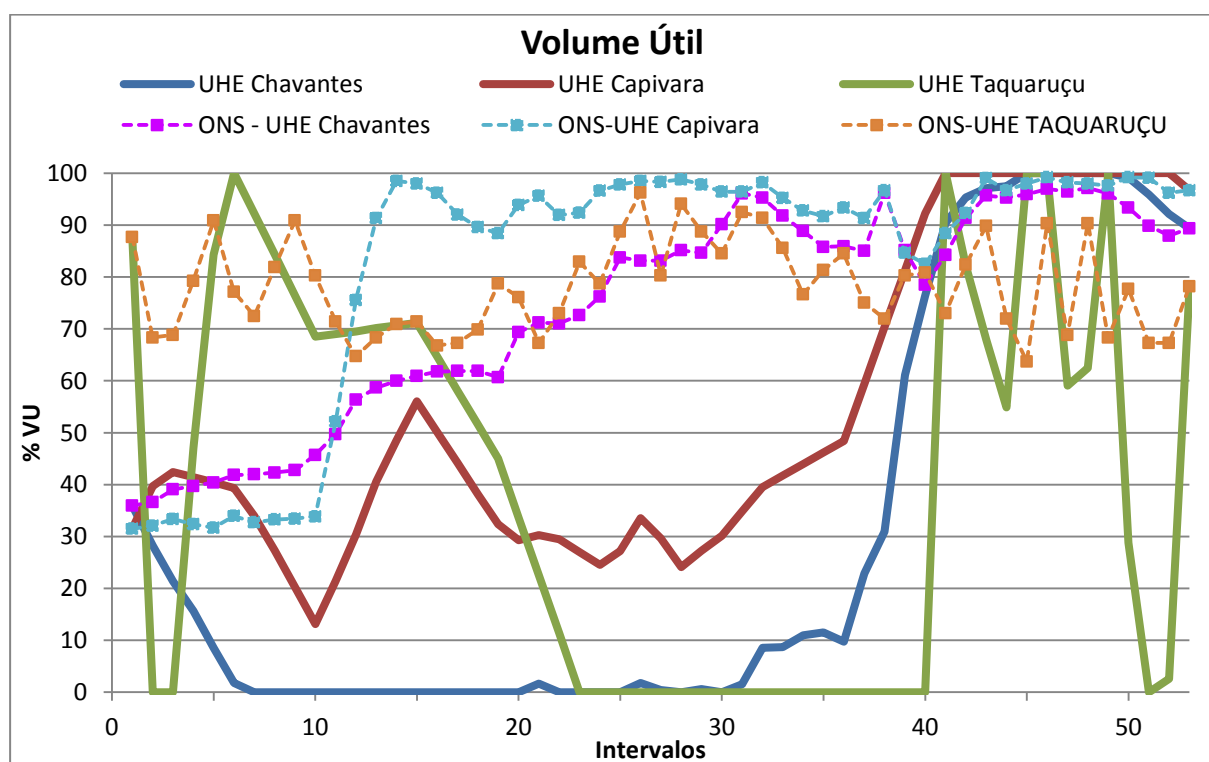


Figura 4.21 – Séries de volume útil do sistema em cascata (CASO 4.2)

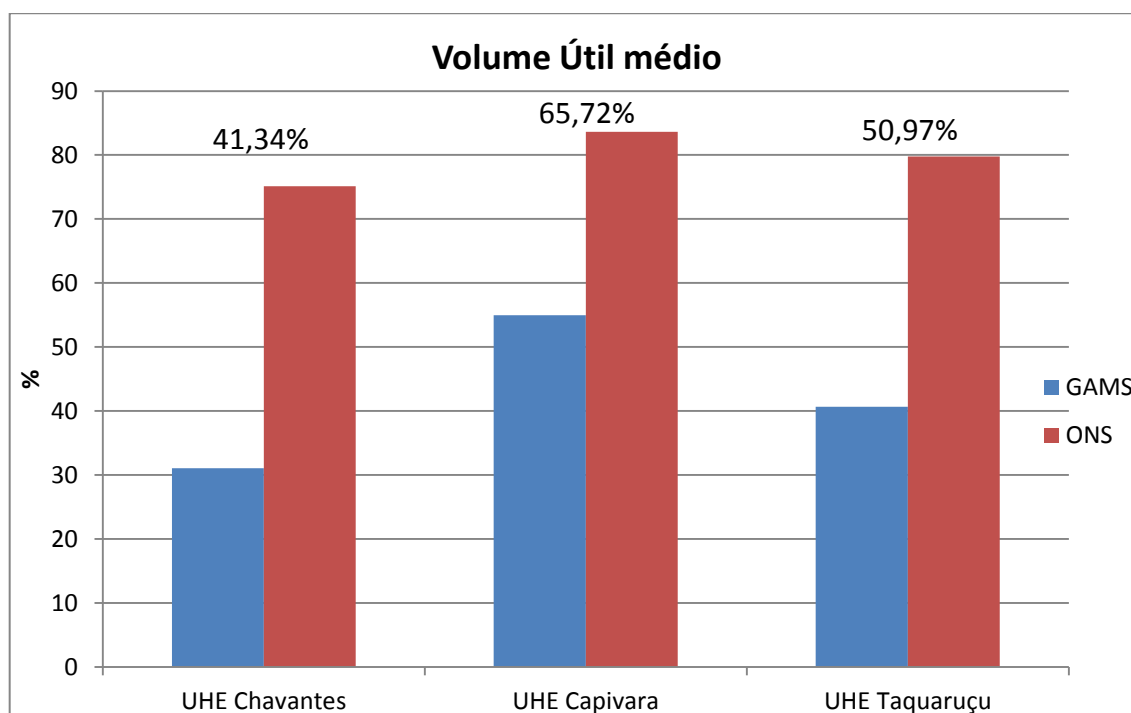


Figura 4.22 – Dados comparativos da saída do modelo (GAMS) com os dados consolidados pelo ONS quanto ao volume útil (CASO 4.2)

Focando-se agora para a vazão vertida no sistema na Figura 4.23, observa-se que em relação ao caso 4.1 o vertimento da ordem de 1000 m³/s para Capivara se repetiu no caso em estudo, no entanto, diferenciaram-se os regimes de Chavantes e Taquaruçu. Em que a primeira apresentou agora vertimento de 148,9 m³/s e 140 m³/s na semana 40 e 41, respectivamente, valores menores do que os verificados anteriormente, que chegaram a atingir o máximo de 944m³/s na semana 48. A segunda, a usina mais a jusante da cascata, não apresentou vertimento no caso 4.1 e neste caso apresentou um vertimento ínfimo de 74 m³/s na semana 40.

Da perspectiva do ONS é nítida a diferença de comportamento, a operação do operador promoveu vertimento maiores quantitativamente e também em duração temporal. Observa-se que Chavantes foi a usina com menor vertimento, ocorrendo entre o intervalo 31 e 48, somando 7786 m³/s de água. Desta forma, verteu-se bem mais do que os 288,9 m³/s do modelo desta monografia, que em porcentagem significam apenas 3,7% do realizado pelo ONS. Contudo, continuando o estudo para os aproveitamentos mais a jusante podemos concluir melhor a análise. O próximo aproveitamento em questão é Capivara, ele se destacou por possuir maior vertimento, tanto na programação realizada, como no modelo construído nesta monografia. O vertimento real se deu entre os intervalos 24 e 52, com valor acumulado de 44312 m³/s, em comparação com a saída do modelo que apresentou vertimento entre as

semanas 23 e 48 num total de 21669 m³/s, temos que este último valor representa somente 48,9% do real.

Por fim a usina de Taquaruçu que no modelo apresentou um vertimento único de 74 m³/s, agora apresentou vertimento durante a semana 25 até 50, sendo nulo somente nas semanas 43 e 44. Frente ao valor acumulado de 29888 m³/s, a vazão do modelo significa apenas 0,25% do total. Tem-se, portanto que o modelo tem como fim da cascata e do aproveitamento hidráulico a UHE Taquaruçu, por conta disso evita ao máximo o vertimento nela, contudo pra o ONS existem outros aproveitamentos mais a jusante, o que se pode entender como uma justificativa para a incompatibilidade dos perfis obtidos.

Ressalta-se por fim a semelhança entre as séries reais de vazão vertida de Capivara e Taquaruçu, o que evidencia a grande interferência que a defluência da usina a montante tem sob o regime de turbinagem da usina fio d'água.

As percentagens discutidas na análise são verificadas na Figura 4.24 e representam a diferença existente entre a saída dos dois modelos. Ressalta-se por fim que outro ponto de vista acerca da modelagem no GAMS é a de minimização da vazão vertida na UHE Taquaruçu, conferido devido a ser a usina mais a jusante na cascata e o fim da possibilidade de aproveitamento energético por meio da fonte hídrica. Contudo, como mencionado no início deste estudo de caso, o ONS vê o sistema por completo e considera aproveitamentos a jusantes dessa usina, o que culmina em objetivos diferentes sob o aspecto de vertimento em Taquaruçu.

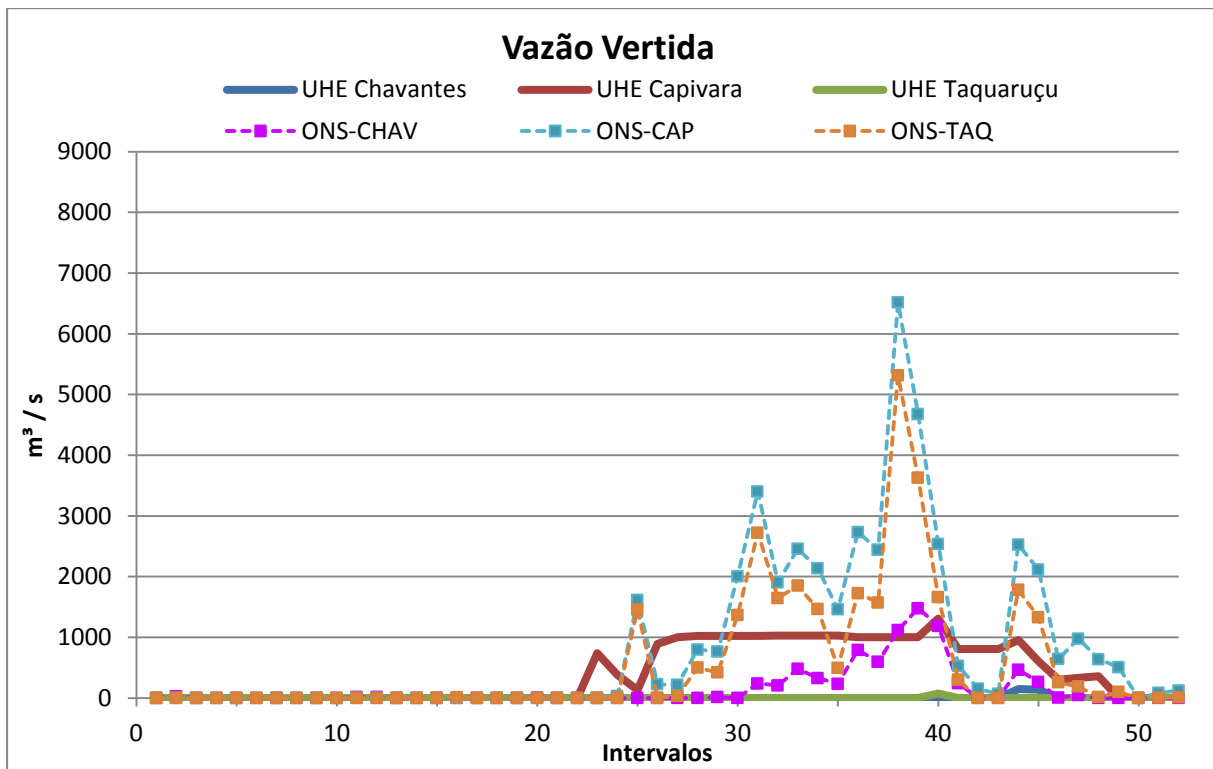


Figura 4.23 – Séries de vazão vertida do sistema em cascata (CASO 4.2)

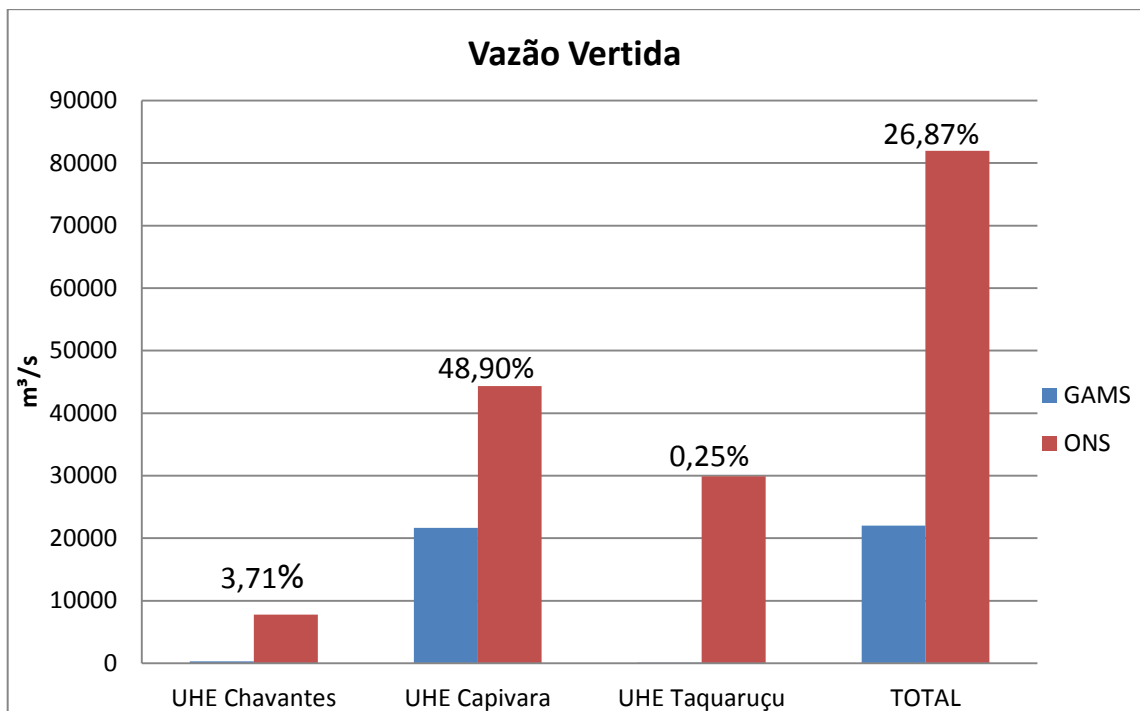


Figura 4.24 – Dados comparativos da saída do modelo (GAMS) com os dados consolidados pelo ONS quanto à vazão vertida (CASO 4.2)

O despacho energético representado pela Figura 4.25, permite primeiramente observar com relação ao caso 4.1 um comportamento térmico distinto, primeiramente tem-se um despacho térmico menor, o que era esperado devido a maior capacidade de geração hídrica

inicial, que vai reduzindo ao longo do horizonte de planejamento e que a partir da semana 45 torna-se crescente atingindo o valor de 587MW na ultima semana. A consequência desse comportamento deve-se a redução de geração de Taquaruçu e Chavantes, que é reflexo da redução de vazão afluente e turbinada.

Comparando-se agora os resultados deste caso com o perfil de geração realizado, tem-se que a geração na hidrelétrica de Chavantes apresentou um perfil menor e mais suave ao longo do horizonte de tempo, acumulou-se 1.879.080 MWh despachados, em face de 2.638.440 MWh do modelo, que representam 40% mais de geração.

Capivara que no modelo apresenta sempre os maiores despachos, nos valores do ONS apresentam uma maior oscilação e até o intervalo 12 um comportamento decrescente, reflexo da redução de turbinagem para a acumulação de volume útil mencionada anteriormente. O valor acumulado de geração anual realizada pelo ONS foi de 4.205.880 MWh e o da saída do modelo foi 9,96% maior, ou seja, 4.624.956 MWh. A diferença é a menor dentre todas as usinas da cascata, o que é relevante, tendo em vista que Capivara é a que apresenta maior contribuição para o atendimento da carga, devido a sua capacidade instalada e ao regime hidrológico.

Taquaruçu segue o comportamento sazonal da usina a montante e apresenta uma geração menor do que a saída do modelo. Sua série de geração aproxima-se da saída do modelo nos extremos e chega a coincidir numericamente nos dois intervalos iniciais e finais do sistema. Os números mostram um valor acumulado de 2.867.928 MWh pela operação real, e uma saída do modelo 28,7% maior, de 3.690.909,6 MWh; uma variação intermediária, mas também influenciada pela mudança do regime de vertimento e turbinagem.

Os valores percentuais mencionados acima são verificados na Figura 4.26, em que a geração total acumulada nas 52 semanas foi de 22,36% maior na cascata, o que indica a relevância de uma previsão do comportamento de aflúências para o SIN e para o sistema modelado. Permitindo um melhor aproveitamento frente às incertezas hidrometeorológicas existentes. Observa-se que a diferença mínima em Capivara em relação ao operado pelo ONS indica uma operação ótima realizada pelo tempo real na maior usina da bacia e com maior representatividade do despacho.

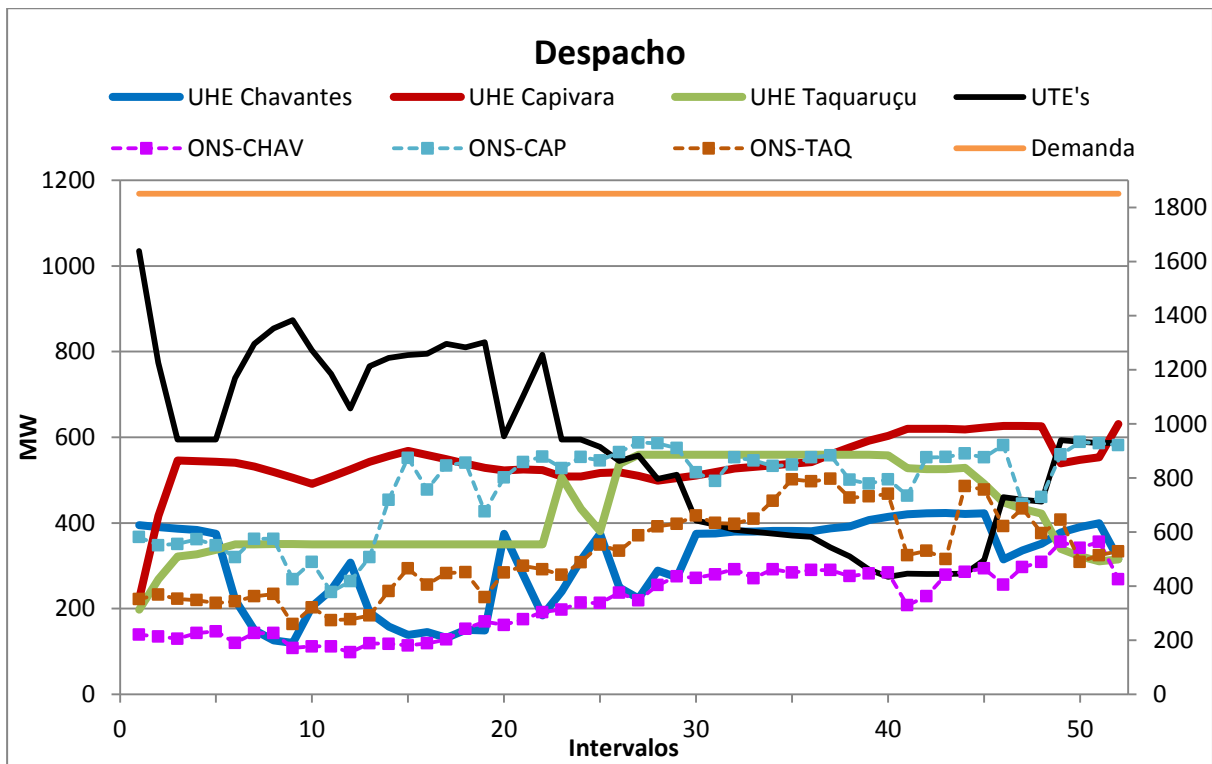


Figura 4.25 – Despacho de geração do sistema em cascata (CASO 4.2)

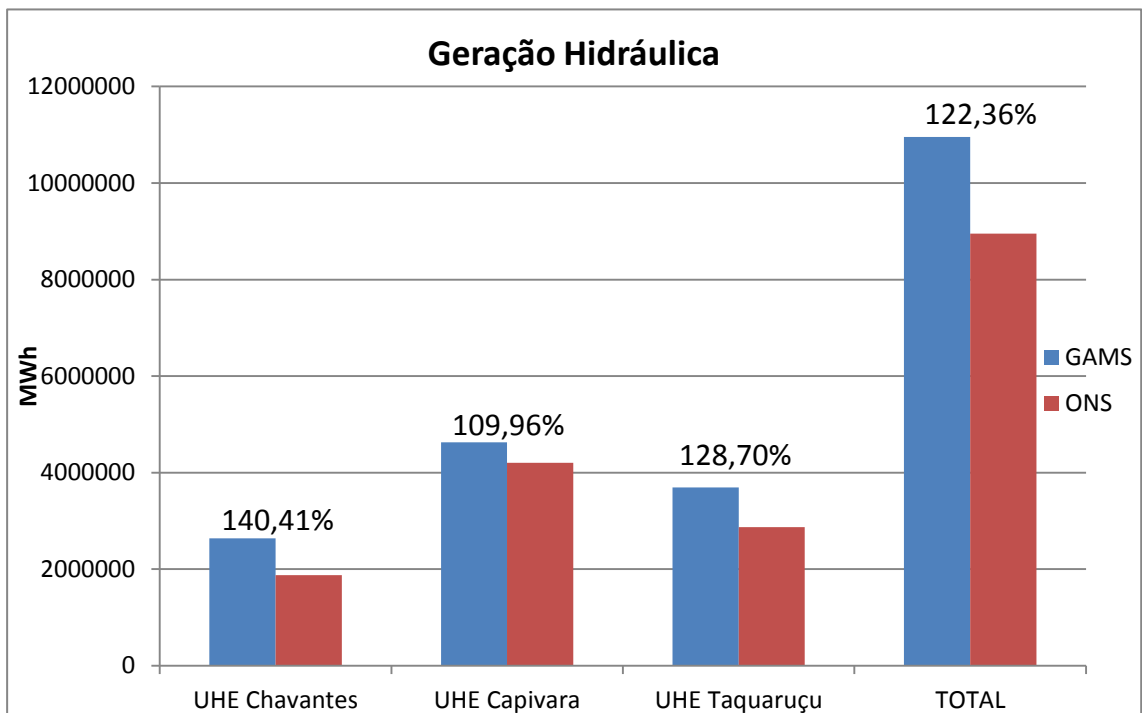


Figura 4.26 – Dados comparativos da saída do modelo (GAMS) com os dados consolidados pelo ONS quanto ao despacho de geração (CASO 4.2)

Por fim analisando-se o valor da água e o CMO observamos na Figura 4.27 comparativamente ao caso 4.1. Por não haver mais corte de carga no sistema, verificou-se que o VA apresentou comportamento mais esperado e um decaimento uniforme com o decorrer do tempo. Destaca-se o comportamento na UHE Taquaruçu, que apresentou um intervalo de

valores constantes entre a semana 6 e 22 devido à constância nas variáveis de afluência, turbinagem, vertimento e geração. Posteriormente seguiu-se um decaimento e a partir da semana 45 houve o aumento de seu valor, justificando-se pela redução da participação hídrica que ocasionou o aumento da complementariedade térmica no despacho e valorou cada m³ de água para a geração energética.

O CMO traduz o comportamento do parque térmico durante o horizonte de tempo. Como não houve corte de carga, o preço da energia não apresentou valores relativamente altos, por outro lado, o aumento da participação térmica nas ultimas semanas fez com que o CMO aumentasse e saísse do valor mínimo de 4,36 \$/MWh. E por fim, justifica-se que entre as semanas 6 e 22 o preço se manteve constante devido a custo incremental da usina mais cara despachada também ser o mesmo.

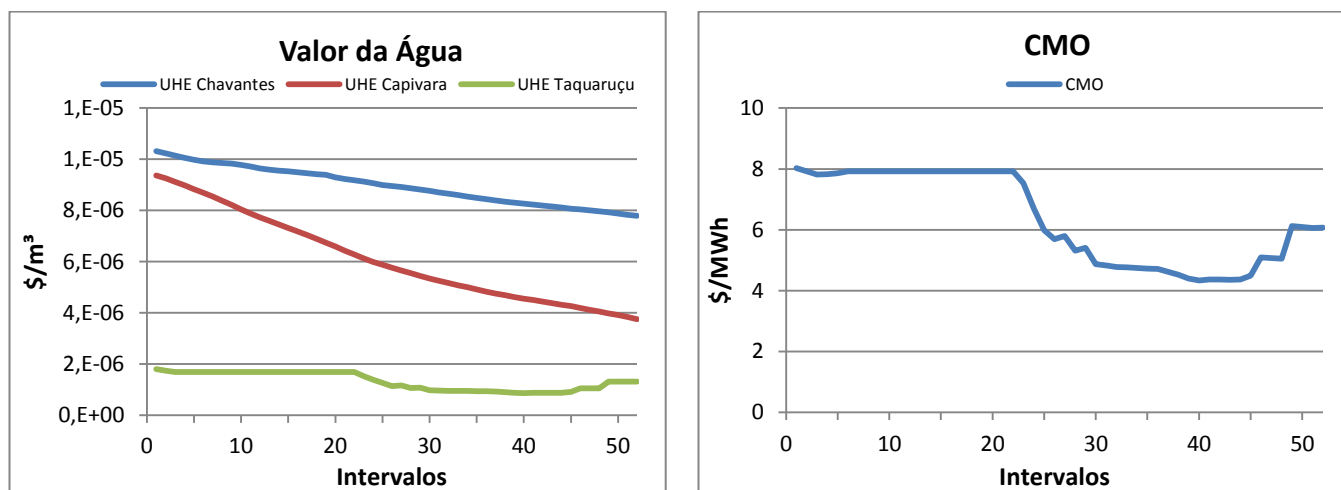


Figura 4.27 – Despacho Econômico do sistema em cascata (CASO 4.2)

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 CONCLUSÃO

O modelo de otimização proposto nessa monografia teve como foco a modelagem individualizada das usinas hidrelétricas considerando determinísticas as afluências de entrada e polinômios de quarta ordem para modelagem dos níveis operativos, implicando em funções de produção não lineares. Quanto ao sistema térmico adotaram-se funções quadráticas de custo, em que os custos dos combustíveis foram considerados conhecidos para o horizonte de tempo. Salienta-se por fim que nesta monografia assumiu-se também a perfeita previsão da demanda e uma topologia fixa da rede hidráulica, o que justificou, portanto, as divergências observadas no caso comparativo com a operação realizada no ONS.

O modelo auxilia, desta forma, tomadas de decisão sobre a operação do SEB num horizonte de médio prazo com um olhar mais minucioso diante dos impactos que diferentes cenários hidrológicos causam na geração hidráulica de energia e no gerenciamento de água. Observa-se que ao realizar o estudo de caso com dados reais de afluência e estado inicial e final da percentagem do volume útil pode-se visualizar comportamentos mais sazonais e distintos, que refletem o impacto que o efeito queda tem sob o sistema e como a incerteza associada à carga e à afluência delimita uma operação mais segura. Porém apesar disso os resultados obtidos foram totalmente plausíveis e refletiram a mesma tendência de comportamento verificada, nos permitindo concluir que o modelo apresenta-se como uma ferramenta eficiente para o estudo do comportamento do SIN. Apesar de não se considerar a estocasticidade, observa-se que a inclusão desse aspecto é de simples desenvolvimento, em que por meio de uma análise probabilística de múltiplos cenários de afluência é possível gerar séries que indiquem cenários mais prováveis, o que pode ser entendido com a saída de um programa de previsor e entrada para um modelo determinístico.

A utilização do GAMS como ferramenta computacional foi de grande valia por permitir soluções ágeis e o modelamento não linear por PNL do balanço hidroenergético das fontes de geração utilizada, resultando em um modelo com resultados de qualidade e que permitiu o estudo diante da perspectiva econômica e energética de sistemas hidrotérmicos.

Construiu-se uma ferramenta que permite suporte a decisões importantes desde o ponto de vista econômico, com a minimização dos custos de operação e do preço de energia, até o ponto de vista de segurança energética, em que a ocorrência de corte de carga pode indicar

para os investidores um bom indicador da necessidade da construção de usinas e também para os operadores como um melhor indicativo de regulação da carga e da necessidade de intercâmbios energéticos, além da problemática quanto às fontes disponíveis e o interesse de confiabilidade no atendimento da carga. As restrições existentes quanto aos limites de transmissão da rede e também de manutenções nas unidades geradoras das usinas hidrelétricas permitiu uma análise ótima diante de limites usuais para o operador e que interferem sim no despacho ótimo de energia.

Por fim, concluiu-se que a construção e estudo de casos do modelo permitiu verificar o funcionamento mais detalhado de sistemas hidroenergéticos quanto à operação e planejamento. Adotando-se uma modelagem não linear objetivou-se alcançar uma alternativa a programação usual no modelo NEWAVE do ONS de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), conhecido por sua complexidade, difícil manipulação e necessidade de muitas aproximações. Cumpriu-se os objetivos propostos otimizando a operação do planejamento energético de médio prazo quanto à abordagem determinística e a hidrologia operacional presentes dos aspectos operativos do modelo e realizando-se comparações críticas quanto aos resultados obtidos da operação real, resultados de grande relevância para futuros estudos aliados a estocasticidade do problema

5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Quanto às sugestões para trabalhos futuros há a possibilidade de continuidade e aproveitamento das técnicas já desenvolvidas nesta monografia a inserção de estruturas que simulem a presença do previsor no cenário operativo, tendo em vista que o modelo construído neste trabalho tem como entrada séries determinísticas provindas de um previsor de vazões, a exemplo do programa PREVIVAZ adotado pelo ONS para previsões semanais das séries de afluência. Em (Fujisawa, 2016) define-se esta política operativa assumindo conhecida a vazão afluente natural no intervalo corrente e delimitando ao previsor a função de determinar as demais vazões até o fim do horizonte de estudo. Um sistema de acaso-decisão que fornece uma série de entrada para o modelo otimizado, que decidirá a operação ótima para cada intervalo de tempo. Sendo, portanto um modelo de controle preditivo baseado em (Allgower;Zheng, 2012).

A inserção de uma malha de transmissão, com redes modeladas para todos os intervalos de tempo e com limites de capacidade e perdas bem definidos, tornaria o problema mais complexo e próximo dos cenários encontrados no SEB. Junto aos limites de geração e transmissão outra possibilidade interessante de aprofundamento dos estudos é a inserção da

incerteza da demanda, que embora para um horizonte de médio prazo ainda houvesse uma margem pequena de variação, poderia ser um estudo comparativo interessante em face ao cenário real e também caso se deseje modelar planejamento para um curto prazo.

A realização da construção de séries por um modelo de previsão pode associar conjuntamente a decomposição temporal de Benders, em que será possível a discretização dos intervalos, sendo feita uma nova previsão a cada intervalo de tempo a partir das entradas dos intervalos anteriores. Associando melhor as incertezas quanto à demanda e afluência no sistema ao longo do planejamento energético e possibilitando a modelagem de sistemas de médio e grande porte.

Outro caminho para lidar com os cenários de incerteza é a utilização de redes neurais que serão treinadas para obter o menor erro quanto à previsão das variáveis em questão e assim assumir o papel de previsor no sistema. A FAPESP destaca-se com o artigo (Araujo, K.M., 2010) sobre a previsão de afluências utilizando redes neurais artificiais com o auxílio dos toolboxes do MATLAB e em (Tucci, 2007) com o projeto da Financiadora de Estudos e Projetos do Ministério da Ciência e Tecnologia com a previsão de afluência a reservatórios hidrelétricos.

Como última sugestão nesse trabalho propõe-se a inserção de outras fontes de geração de energia no modelo, como por exemplo, a geração eólica, que no cenário atual já vem apresentando grande relevância no atendimento da carga, sobretudo na região Nordeste e Sul. Contudo esta fonte de geração vem sempre atrelada de uma incerteza grande quanto à previsão do regime de ventos, constituindo também um grande desafio junto para o planejamento energético futuramente com o aumento da sua representatividade também sob o horizonte de curto prazo. O aumento da geração distribuída atrelada no atendimento da carga do sistema também configura um desafio para a gestão energética e pode ser de grande valia para estudos futuros quanto a implementação dessa fonte no despacho energético planejado para o atendimento da carga do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALLGÖWER, F.; ZHENG, A. Nonlinear model predictive control. [S.l.]: Birkhäuser,2012.
- ARAUJO, K.M., VITTI, B.V., LOTUFO, A.D.P., LOPES, M.L.M. “Previsão de aflúências utilizando redes neurais artificiais com o auxílio das toolboxes do MatLab”,UFPR, 2010.
- BENDERS, J.F. “Procedures for Solving Mixed-Variables Programming Problems.” Numerische Mathematik, pp. 238-252, 1962.
- CASTRO, R., FILHO,C.L, “Um método de suporte a decisões sobre o investimento e comercialização de energia elétrica no Brasil”, UNICAMP/FEEC/DENSIS, 2005
- CICOGNA, M.A., “Sistema de Suporte a Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica”, Monografia de Doutorado, FEEC, Unicamp, 2003
- CTG BRASIL, Portifólio de Energia Hidrelétrica, disponível em <http://ctgbr.com.br/portfolio-item/energia-hidreletrica/>, acessado em 2017.
- DEUS,M.L.D., “Séries temporais aplicadas ao planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN”, Dissertação de Mestrado PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2008.
- EL-HAWARY, M.E.& Christensen, G.S. “Optimal Economic Operation of Eletric Power System” – Academic Press, 1979.
- FUJISAWA, C.H., “Impacto da Congestão da Transmissão no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência”, Campinas, 2016
- KUHN, H.W., TUCKER, A.W, “Non linear programming. In J. Neyman, editor, Proceedings of the Second Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probabiliity, pages 481-492. University of California Press, Berkeley, CA, 1951
- LABADIE, J., Optimal Operation of Multireservoir Systems: State of Art Review, J. of Water Res. Plan. And Mangt., Vol. 130, n.2, March, 2004.
- LI, “Market Operations in Eletric Power Systems – Forecasting, Scheduling, and Risk Management”, 2002
- LOPES,J.E.G. “Modelo de Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica”,São Paulo, 2007.

MARCATO, A.L.M., “Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte”, PUC Rio de Janeiro, DEE, Maio, 2002.

OLIVEIRA, G.G., “Otimização da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Individualizada das Usinas e Afluências Determinísticas” – Dissertação de Mestrado, Unicamp, Setembro 1993.

SUBMÓDULO 23.5 - ONS, “Procedimento de Rede – Submódulo 23.5”. Disponível em <http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/be4c5a1e96b00ff083257635000041e4/d7990842f763a60283258099003e376b?OpenDocument>, 2017

PEREIRA, M. “Optimal Stochastic Operations Scheduling of Large Hydroelectric Systems.” International Journal of Electrical Power and Energy Systems, v. 11, p. 161–169, 1989.

PEREIRA, M.V.F., PINTO, L.M.V.G, Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach, Water Resources Research, Vol. 21, n.6, 779-792, June, 1985.

PDDE - Plano Decenal de Expansão de Energia, 2024 / Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Brasília; MME/EPE, 2015.

RIDER, M. J. Planejamento da expansão de sistemas de transmissão usando os modelos CC – CA e técnicas de programação não-linear. Universidade Estadual de Campinas, 2006.

SOARES, S. & Carneiro, A. Optimal Operation of Reservoir for Electric Generation – IEEE Transaction on Power Delivery, vol 6, number 3, pp 1101-1107, July – 1991.

SOARES.S, CARNEIRO.A, CICOGNA.M., Silva.D.F., Chaves.J., “Otimização da Operação Energética das Usinas do Rio Paranapanema”,2000.

TUCCI, C.E.M., PAZ, A.R., “Previsão da Afluencia a reservatórios hidrelétricos”, Projeto FAURGS/FINEP 40.04.0094.00, Dezembro 2007.

YEH, W. Reservoir management and operations models: A state of the art review. Water Resources Research, v. 21, n. 12, p. 1797 – 1818, 1985.

WURBS, R., Reservoir-system simulation and optimization models, J. Water Res. Plan. Magt., 119(4), 455-472, 1993.

ANEXO

A seguir seguem os dados operativos das usinas hidrelétricas utilizadas no modelo que têm como fonte o modelo NEWAVE do ONS.

UHE Chavantes:

Dados de Reservatório e Usina	
Volume Máximo [hm ³]	8795
Volume Mínimo [hm ³]	5854
Cota Montante Máxima Operativa [m]	474
Cota Montante Mínima Operativa [m]	465,23
Cota Jusante Máxima Operativa [m]	398,67
Cota Jusante Mínima Operativa [m]	397,22
Produtibilidade Específica [MW/m ³ /s/m]	0,009084

Conjunto de Máquinas Chavantes				
#	Número de máquinas	Potência Efetiva [MW]	Vazão Efetiva [m ³ /s]	Queda Efetiva [m]
1	1	103,5	155	73,6
2	3	103,5	157	72,6

Coeficientes do Polinômio Cota-Volume				
k0	k1	k2	k3	k4
4,37E+02	6,63E-03	-3,75E-07	1,06E-11	0,00E+00

Coeficiente do Polinômio Cota – Área				
A0	A1	A2	A3	A4
1,27E+04	-6,47E+01	8,17E-02	0,00E+00	0,00E+00

Coeficiente do Polinômio Canal de Fuga – Vazão Defluente				
J0	J1	J2	J3	J4
3,97E+02	4,40E-03	-1,25E-06	1,79E-10	0,00E+00

Tabela A.1 - Conjunto de tabelas com os dados operativos da UHE Chavantes

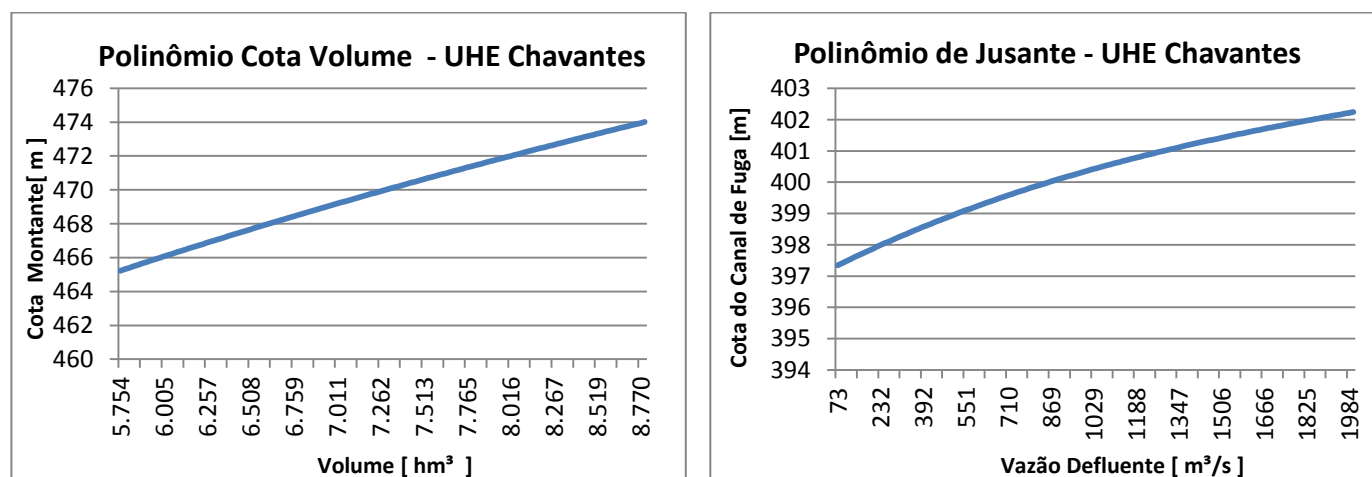


Figura A.1 – Curvas Características UHE Chavantes

UHE Capivara:

Dados Reservatório e Usina	
Volume Máximo [hm ³]	10540
Volume Mínimo [hm ³]	4816
Cota Montante Máxima Operativa [m]	324
Cota Montante Mínima Operativa [m]	321
Cota Jusante Máxima Operativa [m]	285,2
Cota Jusante Mínima Operativa [m]	283,6
Produtibilidade Específica [MW/m ³ /s/m]	0,008721

Conjunto de Máquinas Capivara				
#	Número de máquinas	Potência Efetiva [MW]	Vazão Efetiva [m ³ /s]	Queda Efetiva [m]
1	3	152	365	47,7
2	1	163	391	47,8

Coeficientes do Polinômio Cota-Volume				
k0	k1	k2	k3	k4
2,98E+02	7,19E-03	-6,63E-07	3,95E-11	-9,87E-16

Coeficiente do Polinômio Cota - Área				
A0	A1	A2	A3	A4
1,13E+04	-5,44E+01	-3,23E+04	2,96E-04	0,00E+00

Coeficiente do Polinômio Canal de Fuga - Vazão Defluente				
J0	J1	J2	J3	J4
2,83E+02	1,31E-03	-6,90E-08	1,68E-12	0,00E+00

Tabela A.2 - Conjunto de tabelas com os dados operativos da UHE Capivara

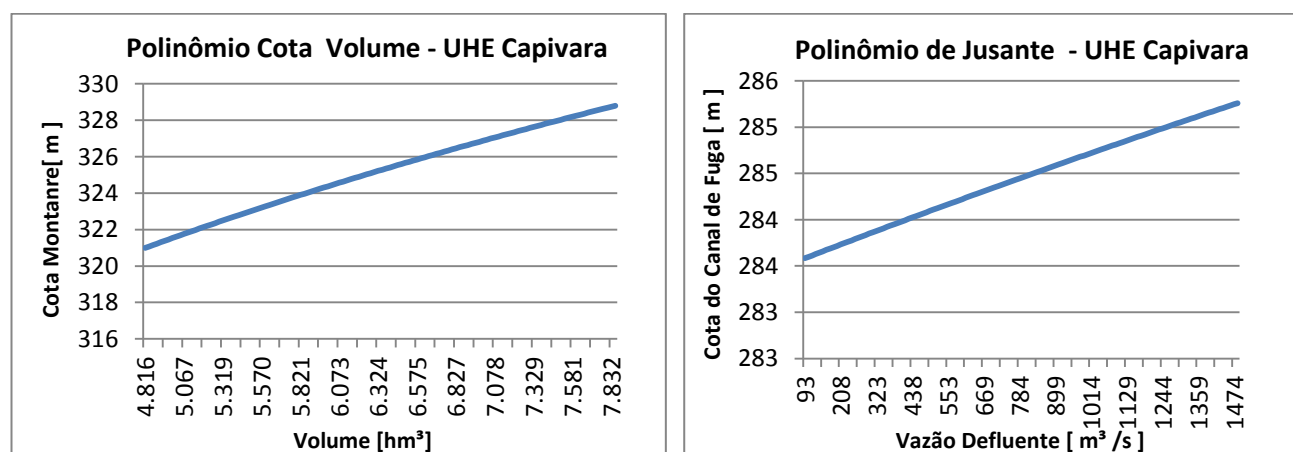


Figura A.2 – Curvas Características UHE Capivara

UHE Taquaruçu:

Dados de Reservatório e Usina	
Volume Máximo [hm ³]	677
Volume Mínimo [hm ³]	538,7
Cota Montante Máxima Operativa [m]	284
Cota Montante Mínima Operativa [m]	282
Cota Jusante Máxima Operativa [m]	260,05
Cota Jusante Mínima Operativa [m]	256,1
Produtibilidade Específica [MW/m ³ /s/m]	0,009143

Conjunto de Máquinas Capivara				
#	Número de máquinas	Potência Efetiva [MW]	Vazão Efetiva [m ³ /s]	Queda Efetiva [m]
1	5	105	510	22,5

Coeficientes do Polinômio Cota-Volume				
k0	k1	k2	k3	k4
2,72E+02	2,32E-02	-7,19E-06	0,00E+00	0,00E+00

Coeficiente do Polinômio Canal de Fuga – Vazão Defluente				
A0	A1	A2	A3	A4
-1,49E+03	5,51E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00

Coeficiente do Polinômio Canal de Fuga – Vazão Defluente				
J0	J1	J2	J3	J4
2,57E+02	1,26E-03	-1,11E-07	6,12E-12	-1,27E-16

Tabela A.3 - Conjunto de tabelas com os dados operativos da UHE Taquaruçu

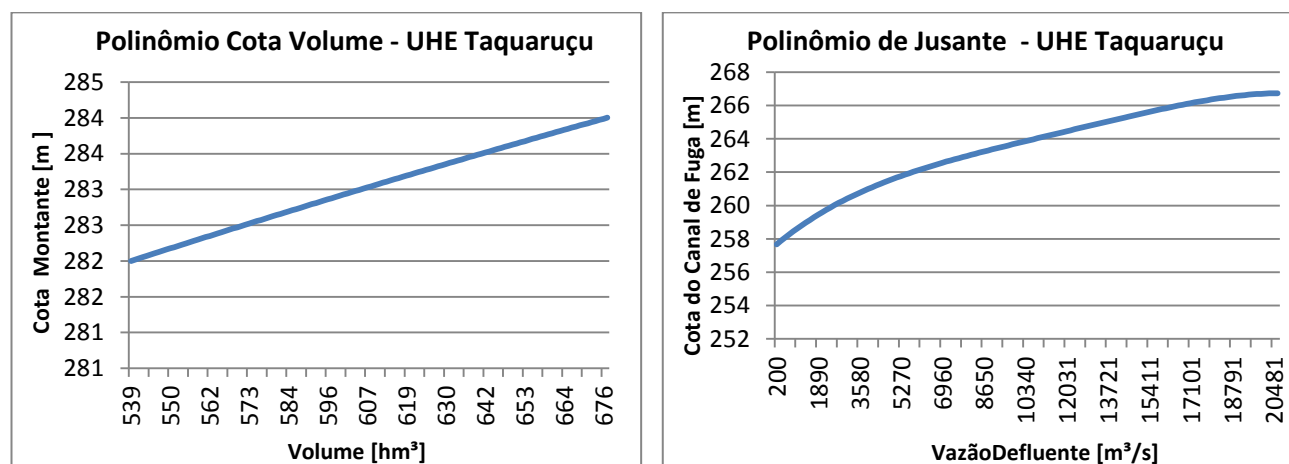


Figura A.3 – Curvas Características UHE Taquaruçu