

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

FERNANDO BOURGES

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE PEQUENAS
CENTRAIS HIDRELÉTRICAS: ENFOQUE SISTÊMICO

CURITIBA
2009

FERNANDO BOURGES

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS: UM ENFOQUE SISTÊMICO

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGE, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Marciano Morozowski Filho, D.Sc.

CURITIBA
2009

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS: ENFOQUE SISTÊMICO

FERNANDO BOURGES

DISSERTAÇÃO APROVADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA
OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE NO PROGRAMA DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO PARANÁ

**Prof. Marciano Morozowski Filho, D.Sc.
Orientador**

**Prof. Evelio M. G. Fernandez, Dr.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Eng. Elétrica**

Banca Examinadora

**Prof. Marciano Morozowski Filho, D.Sc. (UFPR)
Presidente**

Prof^a. Gladis Bordin, Dr^a (UFRGS)

Prof^a. Elizete Maria Lourenço, Dr^a (UFPR)

Prof^a. Thelma Solange Piazza Fernandes, Dr^a (UFPR)

Agradecimentos

À Vida, pelas pessoas maravilhosas que me pôs no caminho e que me ajudaram e estimularam, permitindo-me chegar a este ponto do aprendizado permanente.

A meus pais e irmãos, pelo apoio e companhia desde sempre, e aos meus filhos, pela paciência e compreensão.

Aos mestres Marciano, Thelma e Elizete pelo profundo conhecimento que têm sobre questões do coração e da alma.

À Gracita, pela amizade, estímulo e exemplo de perseverança e de fé.

Resumo

O presente trabalho tem por objetivo apresentar um modelo de Pequena Central Hidrelétrica, com apoio do qual se podem fazer simulações de despacho de carga, considerando qualquer regime de afluência, levando em conta o efeito de precipitações pluviométricas em sua área de captação. Permite, dessa forma, a tomada de decisão de despacho em curto prazo, praticamente em tempo real. Para o desenvolvimento do trabalho foi utilizada a técnica de análise e modelagem denominada Dinâmica de Sistemas. A modelagem computacional usa o *software* Vensim DSS, da Ventana Systems, Inc..

São apresentados o contexto onde estão inseridas as PCHs, dentro do Sistema Interligado Nacional, sua importância e dimensão, bem como os aspectos legais e regulatórios. O problema de gestão operacional de uma PCH, visando a um melhor aproveitamento da vazão afluente, é apresentado e enfatizado.

Os resultados encontrados com a aplicação do modelo proposto a uma PCH de teste, com base no método de despacho desenvolvido, mostraram-se adequados e satisfatórios, indicando boa possibilidade de aplicação prática do presente trabalho.

Palavras-chave: PCH, Dinâmica de Sistemas, Modelagem Computacional, Simulação dinâmica, Despacho de Geração.

Abstract

This thesis presents a dynamic simulation model, developed to support the formulation and evaluation of dispatch policies for small hydroelectric power plants, under any inflow condition, taking into account rainfall forecasts in the power plant catchment area. The model is able to provide, consequently, dispatch decisions in a very short time interval, nearly real time. The model was developed using the System Dynamics methodology and the Vensim DSS software, from Ventana Systems, Inc..

As a background to the simulation model itself, the dissertation outlines the context where small hydroelectric power plants are inserted. The context includes the small hydroplant energy production potential, their relevance as distributed resources and the legal and regulatory aspects involved in the development and exploitation of small hydroplants. Special emphasis is put on the small hydroplant operation management, regarding the best use of the water inflows.

Results from the application of the small hydroelectric power plant simulation model and dispatch method to a typical plant are presented and indicate the potential benefits of the model, as well as the practical feasibility of the model.

Keywords: small hydroelectric power plants, system dynamics, dynamic simulation, generation dispatch.

Lista de figuras

- Figura 1 – Definição da Usina de Teste
- Figura 2 – Potência no Eixo da Turbina
- Figura 3 – Diagrama de Laço-Causal de uma PCH
- Figura 4 – Variáveis para Modo de Referência
- Figura 5 – Representação Gráfica do Modo de Referência
- Figura 6 – Modelo Dinâmico de PCH
- Figura 7 – Despacho Ajustado para Série Histórica
- Figura 8 – Série Atual com Despacho Baseado em Série Histórica
- Figura 9 – gráfico de Simulação e Correção dos Níveis de Montante
- Figura 10 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (0 - 4)
- Figura 11 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (4 - 8)
- Figura 12 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (8 - 12)
- Figura 13 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (12 - 16)
- Figura 14 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (16 - 20)
- Figura 15 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (20 - 24)
- Figura 16 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (24 - 28)
- Figura 17 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (28 - 32)
- Figura 18 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (32 - 36)
- Figura 19 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (36 - 40)
- Figura 20 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (40 - 44)
- Figura 21 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (44 - 48)
- Figura 22 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (48 - 52)
- Figura 23 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (52 - 56)
- Figura 24 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (56 - 60)
- Figura 25 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (60 - 64)
- Figura 26 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (64 - 68)
- Figura 27 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (68 - 72)

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Dados do PROINFA

Tabela 2 – Correspondência entre Variáveis do Diagrama de Laço-Causal e do Modelo Computacional

Tabela 3 – Série Histórica e Atual de Vazões

Tabela 4 – Exemplo Arbitrário de Despacho baseado na Previsão de Afluências

Tabela 5 – Despacho Ajustado para Série Histórica

Tabela 6 – Série Atual com Despacho Baseado na Série Histórica

Tabela 7 – Vazões Históricas, Reais e Repetidas com $\beta = 4$

Tabela 8 - Vazões Reais, Potência Despachada e Nível de Montante Real

Tabela 9 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (0 - 4)

Tabela 10 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (4 - 8)

Tabela 11 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (8 - 12)

Tabela 12 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (12 - 16)

Tabela 13 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (16 - 20)

Tabela 14 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (20 - 24)

Tabela 15 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (24 - 28)

Tabela 16 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (28 - 32)

Tabela 17 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (32 - 36)

Tabela 18 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (36 - 40)

Tabela 19 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (40 - 44)

Tabela 20 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (44 - 48)

Tabela 21 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (48 - 52)

Tabela 22 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (52 - 56)

Tabela 23 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (56 - 60)

Tabela 24 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (60 - 64)

Tabela 25 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (64 - 68)

Tabela 26 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (68 - 72)

Acrônimos e Abreviaturas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BRDE – Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGH – Central de Geração Hidrelétrica
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
DS – Dinâmica de Sistemas
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
GCOI – Grupo Coordenador da Operação Interligada
MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME – Ministério de Minas e Energia
MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
SIN – Sistema Interligado Nacional
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PLD – Preço de Liquidação de Diferenças
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
TEO – Tarifa de Energia de Otimização

Lista de Variáveis

P = potência

γ = peso específico

Q = vazão

h = altura

P_{tur} = potência turbinada

P_{turmax} = potência turbinada máxima, corresponde ao nível máximo de operação do reservatório

P_{turmin} = potência turbinada mínima, corresponde ao nível mínimo de operação do reservatório

Q_{tur} = vazão turbinada ou engolimento da turbina

P_{gern} = potência nominal do gerador

h_{ref} = altura de referência utilizada para o dimensionamento das turbinas

α = coeficiente da expressão da P_{tur} , que depende do tipo de turbina

V_{turbn} = volume turbinável nominal, máximo volume turbinável fornecido pelo reservatório

l = comprimento do reservatório

w = largura do reservatório

Δh_{op} = faixa de variação máxima da altura operacional do reservatório

Q_{turnom} = vazão turbinada para altura de referência

Q_{turmax} = vazão turbinada para altura mínima do reservatório (máxima depleção)

h_{res} = cota da linha d'água

h_{res0} = cota da tomada d'água

V_{resa} = volume do reservatório acima da tomada d'água

h_{br} = altura bruta

h_{per} = altura de perdas

h_l = altura líquida

η = rendimento do conjunto gerador - turbina

Q_{vertt} = vazão total vertida

Q_{verts} = vazão por superação da cota máxima

Q_{sanit} = vazão sanitária

S_{qh} = série histórica de vazões médias horárias

β = número de vazões atuais a serem repetidas, numa das técnicas de previsão de afluências

S_q = série de vazões atuais

N_{mon} = nível de montante

$N_{moninic}$ = nível inicial de montante

Q_{vert} = vazão vertida

P_{desp} = potência despachada

N_{monmin} = nível de montante mínimo

N_{monmax} = nível de montante máximo

P_{ger} = potência gerada

Sumário

1	Introdução	13
1.1	Importância e Motivação	13
1.2	Problema	13
1.3	Objetivo	14
1.4	Resultados Esperados.....	14
1.5	Estrutura da Dissertação	15
1.6	Revisão Bibliográfica	16
2	Considerações sobre PCHs	19
2.1	Conceituação de Pequena Central Hidrelétrica	19
2.2	Antecedentes.....	19
2.3	Atratividade	20
2.4	Relevância	21
2.5	Contextualização da Operação do SIN.....	22
2.6	Problema de Gestão de PCHs.....	24
2.7	Estado da Arte na Operação de PCHs	24
3.	Aspectos Regulatórios e Econômicos	26
3.1	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas – PROINFA	26
3.2	Centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente	27
3.3	Benefícios Econômicos	29
3.4	Energia Assegurada	30
3.5	Garantia Física.....	31
3.6	Liquidação de Diferenças no MRE	32
3.7	Liquidação de Diferenças no Mercado de Curto Prazo	32
4	Modelagem Proposta para PCHs.....	34
4.1	Introdução	34
4.2	Etapas de Modelagem em Dinâmica de Sistemas	34
4.3	Características da Usina de Teste	35
4.4	Modelo Matemático	36
4.5	Resultados da Aplicação do Modelo de Teste	40
4.6	Modelagem Básica de uma PCH	42
4.6.1	Diagrama de Laço Causal.....	42
4.6.2	Especificação do Comportamento: Modo de Referência.....	43
4.7	Modelo Dinâmico de PCH	44
4.7.1	Modelo.....	44
4.7.2	Passo de Integração	49
4.8	Modelo de Afluências.....	49
4.8.1	Método 1 - Repetição da Afluência Atual.....	51
4.8.2	Método 2 - Previsão de Afluência Fornecida	51
5	Simulação de Casos.....	52
5.1	Introdução.....	52
5.2	Programa de Simulação	52

5.3 Vazões Afluentes de Teste	53
5.4 Geração da Tabela de Despacho para Série Histórica de Vazões	54
5.5 Vazão Afluente Real.....	55
5.6 Correção da Tabela de Despacho em Função da Leitura da Vazão Afluente, com Repetibilidade β	57
5.7 Análise de sensibilidade.....	59
5.8 Despacho com Previsão da Vazão Afluente	59
6 Conclusões e Trabalhos Futuros	62
6.1 Conclusões.....	62
6.2 Trabalhos Futuros.....	63
Apêndice - Dinâmica de Sistemas	65
Anexo A	68
Anexo B	76
Referências	94

1 Introdução

1.1 *Importância e Motivação*

Muitas ferramentas de apoio à gestão da operação de usinas hidrelétricas de médio e grande porte estão disponíveis e são amplamente utilizadas. Observa-se, no entanto, pequena oferta de ferramentas similares, adequadas à gestão de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). O uso de ferramentas mais elaboradas, aplicadas de forma simplificada, não se mostra viável, tanto pelo alto custo de implantação dessas ferramentas quanto pela sua complexidade metodológica. Essa constatação motivou o desenvolvimento deste trabalho de pesquisa, com o objetivo de elaborar uma metodologia de gestão operacional de PCHs, de forma segura e adequada a este ambiente de operação.

1.2 *Problema*

As centrais hidrelétricas de médio e grande porte, que participam do Sistema interligado Nacional, são obrigatoriamente despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), de forma centralizada. As PCHs, por outro lado, são despachadas de forma descentralizada, ou seja, a administração do reservatório e o despacho das máquinas são afetos ao proprietário da planta. Dada a indisponibilidade atual de ferramentas de apoio ao despacho de pequenos aproveitamentos, na maioria das vezes o despacho das máquinas é feito de forma heurística, sem utilizar recursos científicos e softwares confiáveis.

1.3 Objetivo

O presente trabalho tem por objetivo conceituar as PCHs e dar a dimensão da sua importância no contexto do setor elétrico nacional, além de apresentar os principais institutos legais que as definem e condicionam seu ambiente. Além disso, e principalmente, apresentar um modelo matemático de PCH, baseado em Dinâmica de Sistemas, adequado à melhoria da gestão operacional da unidade.

1.4 Resultados Esperados

O presente trabalho mostra que é possível melhorar a gestão de uma PCH, sob o aspecto operacional, pela utilização de uma ferramenta computacional que permita ao despachante fazer uso da provável vazão afluyente, corrigida a cada período arbitrário (4 horas, p.ex.), evitando vertimento e parada de máquinas. A ferramenta pode ser utilizada de forma automática, atuando nos controles das máquinas, através de dispositivos de controle relativamente simples, não contemplados no presente trabalho. Outro ganho diz respeito à redução do número de paradas por atingimento da cota mínima do reservatório, uma vez que PCHs não operam como compensadores síncronos. Além disso, existe em geral um contrato de fornecimento de energia elétrica ou uma expectativa de venda ao mercado, baseada na energia assegurada, portanto o atendimento a esse parâmetro – energia assegurada – é de grande interesse do ponto de vista do resultado financeiro do empreendimento e isso será conseguido, de forma segura, se houver uma gestão eficiente da operação.

1.5 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está estruturada como segue. Inicialmente, situa-se as PCHs no Sistema Interligado Nacional (SIN), apresentam-se os mecanismos legais, tais como PROINFA e MRE, usados em seu desenvolvimento e em sua operação, e conceituam-se os parâmetros de interesse para sua gestão, tais como a energia assegurada e energia firme de um aproveitamento hidrelétrico.

Aborda-se a seguir a Dinâmica de Sistemas (DS), técnica de modelagem e simulação computacional, usada no desenvolvimento do modelo. Os resultados da aplicação do modelo a uma usina de teste evidenciam a aplicabilidade e eficiência do método proposto, demonstrando também sua viabilidade prática.

A dissertação está estruturada em 6 capítulos, como segue:

1 – Introdução

Apresenta-se o problema a ser resolvido com relação ao despacho de PCHs e resultados esperados, com base nos resultados da revisão bibliográfica.

2 – Considerações sobre PCHs

São discutidos os diversos aspectos que justificam a importância das PCHs no contexto do SIN, sua definição, relevância e atratividade. Também é apresentado o problema da gestão de PCHs e, em particular, a questão de seu despacho.

3 – Aspectos Regulatórios e Econômicos

Esse capítulo apresenta o marco regulatório relacionado às PCHs, tais como PROINFA, despacho não-centralizado, liquidação de diferenças no MRE e no mercado de curto prazo.

4 – Modelagem Proposta para PCHs

São apresentadas, nesse capítulo, as etapas na modelagem de uma PCH e as expressões matemáticas necessárias à compreensão dos fenômenos hidráulicos, mecânicos e elétricos envolvidos. Também são apresentados os métodos de despacho, baseados na medida da vazão afluente e do nível de montante, e também na previsão da afluência em função da precipitação pluvial.

5 – Simulação de Casos

Nesse capítulo, é mostrado o resultado da simulação num período de 72 horas, utilizando a modelagem proposta e o programa Vensim. Fica demonstrada, no capítulo, a eficiência e aplicabilidade do método.

6 – Conclusões e Trabalhos Futuros

Nesse capítulo são apresentadas as conclusões obtidas do trabalho e sugeridos trabalhos de pesquisa futuros.

1.6 Revisão Bibliográfica

FLORENTÍN, 2000, [5] ressalta, no Capítulo II da sua tese, a necessidade da considerar, de forma explícita, autoprodutores, produtores independentes e cogeneradores no planejamento da expansão do sistema elétrico. Dessa forma, o autor ressalta a importância desses empreendimentos num cenário de mercado competitivo de geração. Ainda no Capítulo II, ao discorrer sobre o planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro, predominantemente hidrelétrico, cita a necessidade de desenvolver ferramentas de gestão mais apuradas para a gestão dos reservatórios. O autor faz uma modelagem completa, utilizando Dinâmica de Sistemas, de uma usina hidrelétrica, explicitando os fatores físicos, operacionais e

econômicos que condicionam o resultado global da gestão da usina. Ampla bibliografia é apresentada, com 135 referências. Esse trabalho, embora apresente praticamente todos os aspectos referentes à gestão operativo-econômica de uma unidade de geração, não trata, de modo específico, da gestão de uma Pequena Central Hidrelétrica, que se diferencia das demais usinas hidrelétricas, pelo fato de não ser despachada centralizadamente, ou seja, pelo ONS.

MOROZOWSKI, 2006, [14] apresenta a teoria da Dinâmica de Sistemas e a utiliza como base para desenvolver extensa metodologia de planejamento de sistemas energéticos. Uma das conclusões deste trabalho (item 11.1, 10) é que a Dinâmica de Sistemas pode ser aplicada a fontes alternativas de geração. Como o trabalho foca aplicações de interesses do ONS, não oferece referências às PCHs, não despachadas pelo ONS. Vasto conteúdo, entretanto, é oferecido, mostrando o uso da Dinâmica de Sistemas na modelagem de sistemas complexos.

As obras citadas, [5] e [14], inspiraram o presente trabalho de pesquisa, por indicarem uma formulação alternativa do problema de gestão de PCHs, com grande potencial de resultados, utilizando-se Dinâmica de Sistemas. Os demais trabalhos citados na Bibliografia são complementares, inclusive no que se refere à legislação nacional pertinente ao tema, também relacionada nas Referências.

Algumas obras, listadas nas Referências, não são mencionadas explicitamente no transcorrer do texto, mas serviram de base para o melhor entendimento dos assuntos abordados. São elas:

- [1] apresenta um excelente resumo de DS, abordando seu histórico e temas correlatos, tais como o Pensamento Sistêmico, a Teoria Geral dos Sistemas, os Arquétipos de Sistemas, entre outros;

- [11] especifica os estudos e atividades que devem ser desenvolvidos para avaliar a viabilidade técnica, econômica e ambiental de um aproveitamento hidrelétrico, com vistas ao processo licitatório de concessão. A obra serviu de base para uma melhor compreensão do funcionamento de uma usina hidrelétrica e das principais variáveis envolvidas;
- [17] estimula a utilização de DS para a modelagem de bacias hidrográficas, naquele caso para fins de estudo de uso múltiplo da água;
- [18], que disponibiliza a versão PLE – Personal Learning Edition – além de modelos para simulação e textos para formação e treinamento. Deste site foi baixada a referência [1].

2 Considerações sobre PCHs

2.1 *Conceituação de Pequena Central Hidrelétrica*

São consideradas Pequenas Centrais Hidrelétricas, PCHs, aquelas com potência instalada entre 1.000 e 30.000 kW, com reservatório de área não superior a 3 km². Permite-se, em alguns casos, uma maior área de alagamento, limitada a 13 km². Este limite só pode ser superado em caso de múltiplos usos, para fins outros que não apenas o de geração de energia elétrica. Neste caso, deverá haver acertos entre a ANEEL e os demais órgãos envolvidos.¹

2.2 *Antecedentes*

Antes da reforma do setor elétrico brasileiro, iniciada em meados dos anos 80, as PCHs tinham um papel secundário no planejamento da expansão. Isto se refletia nos modelos de planejamento energético tradicionais, que enfatizam a modelagem de grandes aproveitamentos hidrelétricos e de interligações regionais. Segundo FLORENTÍN, 2000, pg. 19, [5], PCHs, autoprodutores e cogeneradores eram representados de forma simplificada nos modelos tradicionais, sob a forma de energia externa. Assim, a importância regional dessas fontes permaneceu oculta durante décadas. Esta situação só foi alterada a partir da reforma setorial, que permitiu o surgimento de novos agentes de geração, com interesse em pequenos e médios aproveitamentos, não só hidrelétricos, mas também os baseados em fontes ditas alternativas, tais como biomassa e eólica.

¹ Arts. 1º, 3º e 4º, Res. 652/2003, ANEEL

2.3 Atratividade

De acordo com BRDE, 2002, pp. 1 a 2, [10], as PCHs são mais atrativas, quando comparadas com usinas de maior porte, hidráulicas ou térmicas, devido a:

- menor impacto ambiental;
- menor volume de investimentos;
- menor tempo de maturação do projeto;
- regulamentação mais flexível.

A respeito da regulamentação, podem-se citar as seguintes vantagens:

- Dispensa de licitação para obter a concessão, bastando ao empreendedor obter licença da ANEEL². Nos demais casos, há exigência de licitação, em geral sob a forma de leilão³, para conceder a exploração de quedas d'água⁴;
- Unidades de geração hidrelétrica, com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 50 MW também têm dispensa de licitação para obter a concessão, bastando ao empreendedor obter licença da ANEEL⁵
- Isenção da taxa de uso de bem público (UBP) devida a Estados e Municípios;
- Isenção da necessidade de aplicar, anualmente, pelo menos 1% da receita líquida operacional em pesquisa e desenvolvimento;
- Isenção financeira pela utilização de recursos hídricos⁶;

² Art. 26º, Inc. I, Lei Nº 9648/1998

³ Art. 19º, caput, Decreto nº 5163/2004

⁴ Art. 3º, Lei Nº 10848/2004

⁵ Art. 17, caput, Lei Nº 1943/2009

⁶Art. 4º, Lei Nº 9648/1998 ("Art. 26º, §4º)

- Possibilidade de vender energia, de imediato, a consumidores com carga acima de 500 kW⁷;
- Empreendimentos de geração hidrelétrica, eólica ou à biomassa, com potência igual ou inferior a 50 MW, também podem comercializar energia, de imediato, com consumidores com carga maior ou igual a 500 kW⁸;
- Redução de 50% ou mais dos encargos de uso de redes de transmissão e distribuição⁹.

2.4 Relevância

De acordo com o MME, 2008, cap. III-1, p.20, [16], existiam no Brasil, em 31 de dezembro de 2007, 292 PCHs em operação no SIN, gerando 1819 MW. Havia, ainda, 219 Centrais de Geração Hidráulica (CGHs)¹⁰, com cerca de 115 MW. A potência média dessas pequenas usinas é de 1 MW e a capacidade de expansão desse segmento não chega a 50 MW. De acordo com o MME, 2007, cap. III-1, p. 132, [15], há um potencial identificado para PCHs da ordem de 15 GW¹¹, em 1600 aproveitamentos. A empresa Alstom acredita num crescimento de 500 MW por ano, no Brasil, segundo matéria publicada em 02/06/2009 no site www.canalenergia.com.br [13].

⁷ Art. 26, § 4º, Lei Nº 9648/1998

⁸ Art. 17, caput, Lei Nº 1943/2009

⁹ Art. 26º, §5º, Lei Nº 9648/1998

¹⁰ Geralmente referidas como Centrais de Geração Hidrelétricas, são unidades geradoras com potência menor ou igual a 1000 kW (Nota do autor)

¹¹ Esta mesma referência admite que essa cifra pode estar subdimensionada.

2.5 Contextualização da Operação do SIN

Desde 26.08.1998, a operação do SIN é realizada sob responsabilidade do ONS, que substituiu o GCOI.¹² As PCHs, por força de lei, são operadas de forma descentralizada, ou seja, devem ser despachadas por seus proprietários.

O ONS, regulado pela ANEEL, é uma sociedade civil, composta por empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres. O ONS está vinculado ao MME e ao CNPE, sendo este último responsável pela formulação de políticas e diretrizes para o setor energético. O ONS participa do CMSE, responsável pelo acompanhamento da continuidade do abastecimento energético em todo o território nacional.

Em termos gerais, cabe ao ONS planejar e supervisionar a operação do SIN, atendendo aos seguintes objetivos:

- Planejar e programar a operação dos sistemas;
- Realizar o despacho centralizado da operação;
- Propor ampliações e reforços à Rede Básica (instalações em 230 kV ou maior);
- Definir condições e administrar o acesso à Rede Básica;
- Contratar e administrar os serviços de transmissão.

De forma geral, há três grandes objetivos a serem perseguidos pelo ONS:

1. Promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando obter os menores custos para o sistema, observados os padrões técnicos e critérios

¹² A presente seção se baseia em MOROZOWSKI, 2006, pp.49 a 53, [14].

de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede, aprovados pela ANEEL;

2. Garantir o acesso à rede de transmissão;
3. Contribuir para a expansão do Sistema Elétrico, em horizonte de três anos, ao menor custo e nas melhores condições operacionais futuras.

Há estreito relacionamento entre o ONS, a EPE e a CCEE. No relacionamento com a EPE, que tem como finalidade fornecer dados e subsídios ao planejamento energético de modo geral, ocorrem as seguintes interfaces:

- Projeção do mercado e previsão da carga própria;
- Planejamento da expansão e da operação;
- Planejamento da transmissão;
- Restrições ambientais de uso múltiplo da água;
- Determinação das energias asseguradas.

Quanto ao relacionamento com a CCEE, que tem como função viabilizar a comercialização de energia elétrica no âmbito do SIN, ocorrem as seguintes interfaces:

- Métodos, critérios, bases de dados e modelos matemáticos;
- Preço de liquidação de diferenças - PLD;
- Oferta de energia excedente;
- Previsão de geração térmica.

2.6 Problema de Gestão de PCHs

Um dos aspectos marcantes na operação de PCHs é que o despacho destas usinas está sob responsabilidade do proprietário. Dessa forma, é necessário oferecer, aos gestores de PCHs, ferramentas razoavelmente simples que permitam realizar a gestão energética da melhor forma possível, seja maximizando benefícios, seja minimizando custos. O objetivo final é otimizar a operação de um pequeno reservatório que alimenta poucas máquinas.

Para isso, buscou-se desenvolver uma ferramenta interativa, pois uma das principais variáveis, a vazão afluente, varia rapidamente, o que requer uma saída de resultados configurável, adequada e inteligível ao operador, em formato gráfico.

2.7 Estado da Arte na Operação de PCHs

A prática atual, na operação de PCHs, é considerar a vazão média histórica mensal ou semanal e, a partir daí, com base em previsão do tempo, inferir uma série de vazões atuais para operar o que for possível - nível do reservatório e potência despachada por máquina. O despacho tenta evitar, heurísticamente, o vertimento e a parada de máquinas. O primeiro para minimizar a perda de água e o segundo para reduzir o desgaste dos equipamentos devido a paradas e partidas. Para prever um regime de afluências provável, estão disponíveis no mercado alguns softwares, como em [8], de domínio público. A eficácia dessas ferramentas depende da base de dados utilizada, o que pode conduzir a grandes diferenças entre o previsto e o real. São, contudo, úteis para planejar a operação, pois permitem identificar situações críticas com potencial de transtornos.

Para modelar uma PCH, considerando a aleatoriedade das vazões, podem ser usados métodos analíticos, estatísticos, redes neurais e também a dinâmica de sistemas. Em todos os métodos, a precisão depende dos erros contidos nas vazões históricas ou sintéticas. Como na maioria das PCHs a série de aflúncias histórica é curta ou incompleta, o melhor despacho em tempo real pode ser obtido simulando-se o comportamento da PCH e gerenciando o nível do reservatório. Por este motivo, no presente trabalho, adotou-se a Dinâmica de Sistemas como base para desenvolver um modelo de simulação de uso simples, rápido e confiável. A DS tem como vantagem adicional a facilidade de incorporar variáveis regulatórias e econômicas, o que permite uma gestão completa da planta, em versões futuras do modelo.

3. Aspectos Regulatórios e Econômicos

3.1 Programa de Incentivo a Fontes Alternativas – PROINFA

O Programa de Incentivo a Fontes Alternativas – PROINFA, foi criado pelo Governo Federal em 26.04.2002, com o objetivo de aumentar a participação de energia elétrica oriunda de fontes eólicas, de biomassa e de PCHs na matriz energética brasileira¹³. O programa foi dividido em duas etapas, sendo que a meta da Etapa I era de 3.300 MW, igualmente divididos entre fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa¹⁴, para início de operação até 30.12.2008. Os contratos para esta etapa foram firmados até 30.12.2004¹⁵. Para a etapa II, estava previsto que, uma vez atingida a meta de 3.300 MW de potência instalada, oriunda de fontes alternativas, o PROINFA seria ampliado até que fosse atingida a meta correspondente a 10% da energia anual consumida no país, num prazo de até vinte anos, incorporados o prazo e resultado obtido na etapa anterior¹⁶.

De acordo com a EPE, o PROINFA não atingiu seus objetivos quanto à expansão da oferta de energia. A Tabela 1, extraída de MME, 2008, cap. III-1, p. 35, [16], apresenta a situação atual.

Na Tabela 1 observa-se que a energia total esperada para 2010, por fontes alternativas enquadradas no PROINFA, é de 3.185 MW, ainda abaixo dos 3.300 MW esperados para 2008. A perda de atratividade do programa, que foi válido para estimular investimentos privados em fontes alternativas, se deve em grande

¹³ Art. 3º, caput, Lei Nº 10438/2002

¹⁴ Art. 9º, caput, Lei Nº 10762/2003

¹⁵ Art. 4º, caput, Lei Nº 11075/2004

¹⁶ Art. 3º, Inc. II, letra a, Lei Nº 10438/2002

parte às incertezas quanto à atualização tarifária, por parte do Poder Executivo¹⁷, dado o elevado custo que a energia do PROINFA representa para a formação das tarifas. De fato, a energia do PROINFA é atualmente a mais cara do país, segundo o MME.SeE.DGSE, 2009, pp. 5 e 9 [9].

Tabela 1 – Dados do PROINFA

EXPANSÃO PROINFA (MW)														
FONTE	EXISTENTE	2008(*)				2009				2010(**)				TOTAL PROINFA
	EM 31/09/2008	SE/CO	S	NE	TOTAL	SE/CO	S	NE	TOTAL	SE/CO	S	NE	TOTAL	
PCH	552	141	44	11	196	388	39	0	427	0	7	0	7	1182
BIO	504	0	0	0	0	0	10	0	10	67	0	0	67	581
EOL	219	0	0	55	55	28	204	539	771	135	91	152	378	1423
TOTAL	1275	141	44	66	251	416	253	539	1208	202	98	152	452	3185

(*) Usinas previstas para outubro a dezembro de 2008
(**) Conforme Ofício nº 2059/2008/GM-MME

3.2 Centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente

São aquelas cujo despacho não é executado nem controlado pelo ONS. Neste caso, cabe ao seu proprietário definir a operação da usina. O critério para uma hidrelétrica ser despachada centralizadamente é exclusivo do ONS¹⁸, de acordo com o Submódulo 26.2 dos Procedimentos de Rede, 2007, pp. 4 a 8, [2], que classifica as unidades de geração em três tipos:

- Tipo I: programação e despacho centralizados;
- Tipo II: programação centralizada e despacho não centralizado;
- Tipo III: programação e despacho não centralizados.

¹⁷ Art. 3º, Inc. I, letra b, Lei Nº 10438/2002

¹⁸ Art. 2º, Dec. 3653/2000, modificando Art. 20º, par. 2º, do Dec. 2655/1998

Por suas características, as PCHs serão geralmente enquadradas no Tipo III. As centrais deste tipo têm o direito de fazer parte do MRE, caso o desejem¹⁹. O gerador interessado em participar do MRE deverá informar à ANEEL²⁰:

- a) A série hidrológica de vazões médias mensais do local onde a central hidrelétrica se localiza, abrangendo período não inferior a 30 anos;
- b) A Indisponibilidade Forçada (IF) e a Indisponibilidade Programada (IP) da central hidrelétrica, de acordo com as seguintes fórmulas:

$$IF = \frac{\sum_{i=1}^n (HIF_i * Pot_i)}{\sum_{i=1}^n (HP * Pot_i)} \quad (3.2.1)$$

$$IP = \frac{\sum_{i=1}^n (HIP_i * Pot_i)}{\sum_{i=1}^n (HP * Pot_i)} \quad (3.2.2)$$

onde:

$n = n^{\circ}$. de máquinas da central

HIF_i = horas indisponíveis forçadas da unidade i

HIP_i = horas indisponíveis programadas da unidade i

HP = total de horas de análise

Pot_i = potência da unidade i

- c) Rendimento do conjunto turbina-gerador, queda bruta e perdas hidráulicas.

¹⁹ Art. 1º, Res. 169/2001, ANEEL

²⁰ Art. 3º, Res. 169/2001, ANEEL

A Resolução 169/2001 da ANEEL define que o MRE não cobrirá parcela de indisponibilidade superior aos valores apresentados à ANEEL, conforme cálculos pelas expressões (3.2.1) e (3.2.2).²¹

Em relação ao acompanhamento dos índices de indisponibilidade, está estabelecido que:²²

- a) Para centrais em funcionamento há mais de um ano, a indisponibilidade verificada será calculada com base nos registros dos doze meses anteriores à adesão ao MAE²³, agregando para cada mês subsequente, até o quinto ano, o registro do mês anterior, e, a partir daí, calculada com base nos registros dos últimos sessenta meses.
- b) Para as demais será considerado, como registro dos últimos doze meses, os valores calculados pelo Agente Responsável, sendo, posteriormente, adotada a mesma metodologia do item anterior.

Obs.: Agente Responsável é todo aquele detentor de autorização da ANEEL, para produzir ou comercializar energia elétrica - no âmbito do MAE, representante de um ou mais produtores de energia elétrica gerada a partir de centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente.²⁴

3.3 Benefícios Econômicos

A gestão eficiente da operação de uma PCH trará ganhos ao produtor, seja ele participante ou não do MRE -vide próximo parágrafo - pois em qualquer caso, a venda de energia acima da contratada lhe trará benefícios financeiros. Esses

²¹ Art. 5º, caput, Res. 169.2001, ANEEL

²² Art. 5º, §§ 1º e 2º, Res. 169.2001, ANEEL

²³ O MAE foi extinto em 2004, sendo substituído pela CCEE cf. Lei Nº 10.848, de 15.03.2004 (Nota do Autor)

²⁴ Art. 2º, Inc. II, Res. 169.2001, ANEEL

ganhos serão maiores caso o produtor não participe do MRE, pois seu excedente será comercializado no mercado livre e, pelo menos, reduzirá seus prejuízos por geração inferior à contratada ou disponível esperada.

O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE²⁵ -, visa a distribuir entre as hidrelétricas participantes do grupo o risco hidrológico, ou seja, a probabilidade de não conseguir fornecer a energia contratada, por razões hidrológicas. Nesse caso, a parcela de cada gerador é proporcional à sua participação na composição da energia assegurada do sistema. Para realocar a geração de energia entre seus membros, o MRE leva em consideração as perdas na transmissão, além dos seguintes parâmetros: a energia assegurada, a capacidade instalada e a geração efetiva de cada usina.

3.4 Energia Assegurada

De acordo com a ANEEL, 2004, p. 9, [4], define-se “energia assegurada do sistema elétrico brasileiro” como a máxima produção de energia que pode ser mantida quase continuamente pelas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de seqüências de vazões criadas estatisticamente, admitindo certo risco de não atendimento à carga, ou seja, em determinado percentual dos anos simulados, permite-se que haja racionamento, dentro do limite de 5% considerado aceitável pelo sistema, segundo a regulamentação atual. Considera-se como energia assegurada de cada usina hidrelétrica a fração, a ela alocada, da energia assegurada do sistema.

²⁵ Cap. IV, Seção II, Dec. 2655.1998

3.5 Garantia Física

Legislação de 2004²⁶ estabeleceu que o CNPE deveria propor critérios gerais para garantia de suprimento com vistas a assegurar o equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços. Também designou o MME para disciplinar a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração e a EPE para efetuar os cálculos.

De acordo com o MME, “a garantia física do SIN é definida como aquela correspondente à máxima quantidade de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Esta energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema, para se obter a garantia física dos empreendimentos, com vistas à comercialização via contratos.”²⁷

A garantia física, calculada pela EPE, considera apenas empreendimentos despachados de forma centralizada. O método atualmente empregado faz uso de dois programas consagrados no setor elétrico: o NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL, e o MSUI, desenvolvido pela ELETROBRÁS. Para definir a garantia física de novos empreendimentos, a partir da aplicação da lei ²⁸- 29.07.2008 -, ambos os programas são empregados: o NEWAVE para simulações a usinas equivalentes e o MSUI para usinas individualizadas.

O conceito de energia firme, muito utilizado nos anos 80 para planejar a expansão do sistema brasileiro, continua sendo utilizado no MSUI. Ao contrário da

²⁶ Art. 4º, caput e § 1º, Dec. 5163/2004

²⁷ Anexo I, Port. 258/2008, MME

²⁸ Caput, Port. 258/2008, MME

energia assegurada, probabilística, a energia firme é determinística. De acordo com FORTUNATO, 1990, p. 78, [7], sua definição é a seguinte:

“A energia firme de uma usina corresponde à geração média, nos meses do período crítico, e é obtida por simulação a usinas individualizadas do sistema integrado puramente hidrelétrico, utilizando séries de vazões históricas e sendo limitada ao valor de disponibilidade máxima de geração contínua da usina.”²⁹

“Por período crítico devemos entender o período de tempo, correspondendo à seqüência de vazões do histórico, em que o armazenamento do sistema vai de seu nível máximo (todos os reservatórios cheios) ao seu nível mínimo (todos os reservatórios vazios), sem reenchimentos intermediários, no atendimento da energia firme do sistema.”

3.6 Liquidação de Diferenças no MRE

As transferências de energia entre as usinas participantes do MRE estão sujeitas à aplicação de encargo, baseada na Tarifa de Energia de Otimização (TEO), estabelecida pela ANEEL, destinada à cobertura dos riscos incrementais incorridos na operação e manutenção de usinas hidrelétricas e ao pagamento da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos. As PCHs estão isentas desse pagamento.³⁰

O valor da TEO é atualizado anualmente e é muito inferior, em geral, ao PLD, o que torna o risco hidrológico aceitável e explica porque a maioria das geradoras, de qualquer tamanho, inclusive PCHs, fazem parte do MRE.

3.7 Liquidação de Diferenças no Mercado de Curto Prazo³¹

²⁹ Anexo I, item II, Port. 258/2008, MME

³⁰ Art. 22º, Dec. 2655/1998

³¹ Art. 57º, §§ 1º ao 3º, Dec. 5163/2004

A contabilização e liquidação mensal de diferenças entre energia contratada e efetivamente gerada é feita pela CCEE, pelo valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), o qual observa o seguinte:

- I – Uso otimizado dos recursos energéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;
- II – Necessidades de energia elétrica dos agentes;
- III- Mecanismos de segurança operativa, incluindo curvas de aversão ao risco de déficit de energia;
- IV- Custo de déficit de energia elétrica;
- V- Restrições de transmissão entre mercados;
- VI- Interligações internacionais;
- VII- Intervalos de tempo e escalas de preços pré-estabelecidos, que devem repetir as variações do valor econômico da energia elétrica.

O valor máximo de PLD, estabelecido pela ANEEL, considera os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos, disponíveis para o despacho centralizado. O valor mínimo do PLD, estabelecido pela ANEEL, leva em conta os custos de operação e manutenção (O&M) das hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso de recursos hídricos e royalties.

4 Modelagem Proposta para PCHs

4.1 Introdução

Uma PCH é constituída por um reservatório, em geral com reduzida capacidade de acumulação, e poucas máquinas que geram basicamente potência ativa. O reservatório deve ser operado entre seus níveis máximo e mínimo.

As variáveis envolvidas são a vazão afluente, o nível do reservatório, a potência despachada e a potência gerada. Deve-se considerar também as vazões que não geram energia elétrica, ou seja, a vertida e a sanitária. Conforme [3], p. 6 – 13, onde aparece o termo “vazão mínima”, deve esta ser entendida como vazão sanitária a que se refere o presente trabalho:

“Como balizamento, pode-se adotar o menor valor entre 50% da vazão de 95% de permanência no tempo e 80% da vazão de abastecimento, $Q_{7,10}$, que representa a menor média em sete dias consecutivos com recorrência de 10 anos. Seu valor definitivo deverá ser definido com os órgãos ambientais envolvidos, a partir de critérios estabelecidos caso a caso.”

4.2 Etapas de Modelagem em Dinâmica de Sistemas

FORD, 1999, pp.171 a 178, [6], sugere oito etapas para um modelo em DS, as quase serão referenciadas ao longo do trabalho:

1. Aquisição de conhecimento sobre o sistema;
2. Especificação do comportamento dinâmico (modo de referência);
3. Construção do diagrama de estoque e fluxo;
4. Construção do diagrama de laço causal;
5. Estimação de valores dos parâmetros;
6. Simulação do modelo;
7. Análise de sensibilidade;
8. Aplicação de testes de políticas.

4.3 Características da Usina de Teste

As simulações realizadas neste trabalho consideram um aproveitamento de teste com características típicas de uma PCH, especificadas a seguir.

- Volume total do reservatório: 640 dam³ (400 x 80 x 20 m³);
- Volume mínimo do reservatório: 448 dam³ (400 x 80 x 14 m³);
- Cota da tomada d'água: 6 m abaixo do nível nominal;
- Nível mínimo da linha d'água: 14 m (a partir do fundo do reservatório);
- Nível de jusante: 80 m abaixo do fundo do reservatório (constante);
- Queda de referência: 97 m (17 m acima do fundo do reservatório);
- Perdas hidráulicas: consideradas nulas;
- Potência do gerador: 16,2 MW
- Potência da turbina: 16,4 MW (tipo Francis);
- Potência mínima operacional: 50% da potência nominal;³²
- Rendimento do conjunto turbina-gerador: 95%;
- Potência mínima: 7,8 MW (limite mínimo operacional da turbina)
- Potência máxima: 16, 2 MW (potência nominal do gerador);
- Cota máxima: 21 m (cota do vertedouro);
- Volume máximo: 672 dam³;
- Vazão sanitária: 1 m³/s ou 3,6 dam³ (exigência de órgãos ambientais)
- Período de integração: 1h.

A Figura 1 mostra algumas dimensões da PCH de teste.

³² Restrição do fabricante da turbina.

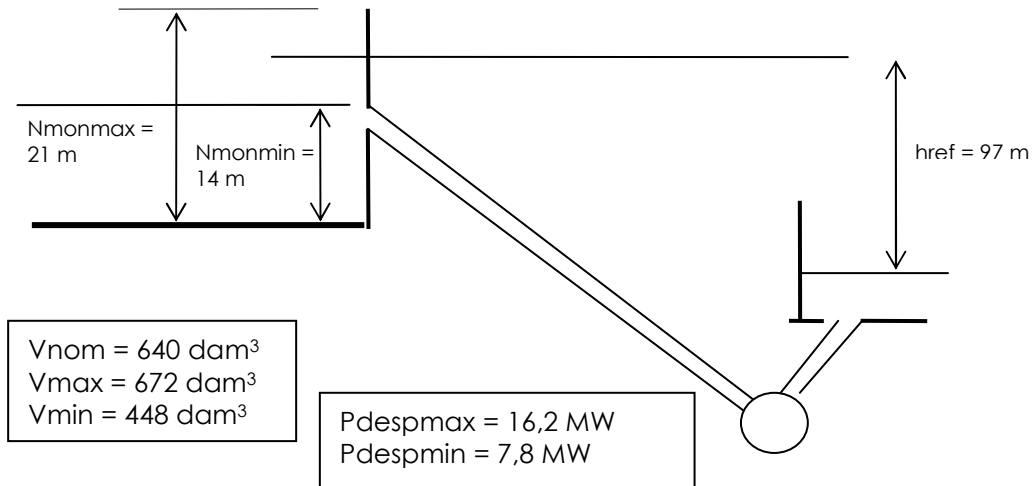


Figura 1 – Dimensões da Usina de Teste

4.4 Modelo Matemático

As equações abaixo atendem a Etapa 1 para modelo em DS – seção 4.2.

A relação entre potência, vazão e altura da coluna d'água é dada por:

$$P = \gamma \times Q \times h \text{ [W]}^{33} \quad (4.4.1)$$

onde:

P = potência mecânica, [W];

γ = peso específico do fluido, [N/m³];

³³ A expressão (4.4.1) é deduzida da definição de trabalho realizado pela água passando pela turbina, desde o reservatório até o canal de fuga:

Trabalho = força x deslocamento

$$dw = \rho \cdot g \cdot dV \cdot h$$

onde

dw = trabalho elementar realizado pelo volume dV;

ρ = massa específica da água;

g = aceleração da gravidade;

dV = volume elementar de água;

h = altura de deslocamento do volume elementar.

Integrando e dividindo pelo tempo:

$$P = \rho \cdot g \cdot h = \gamma \cdot Q \cdot h$$

(Nota do Autor)

Q = vazão, [m³/s];

h = altura da coluna d'água, [m].

Uma expressão decorrente da anterior é:

$$P_{tur} = \frac{9,81 \times Q_{tur} \times hl}{1000} [MW] \quad (4.4.2)$$

onde

P_{tur} = potência no eixo da turbina, [MW];

Q_{tur} = engolimento da turbina, [m³/s];

hl = altura líquida, [m].

No presente estudo considera-se que a altura líquida é igual à altura bruta ou seja, a diferença entre os níveis de montante e de jusante.

Da expressão (4.4.2):

$$Q_{tur} = 101,9368 \times \frac{P_{tur}}{hl} \left[\frac{m^3}{s} \right] \quad (.4.4.3)$$

A altura líquida corresponde à diferença entre a altura bruta - nível de montante menos nível de jusante - e a altura correspondente à perda de pressão por atrito na tubulação e componentes da turbina e é dada por:

$$hl = h_{br} - h_{per} \quad [m] \quad (4.4.4)$$

onde:

hl = altura líquida, [m];

h_{br} = altura bruta, [m];

h_{per} = altura de perdas, [m].

Para pequenas quedas pode-se desprezar as perdas de pressão, ou seja:

$$hl = hbr \quad (4.4.5)$$

A potência turbinada é definida pela equação:

$$P_{tur} = P_{gern} \times \left(\frac{hl}{href} \right)^\alpha \times \frac{1}{\eta} \text{ [MW]}^{34} \quad (4.4.6)$$

onde:

P_{tur} = potência turbinada [MW];

P_{gern} = potência nominal do gerador [MW];

hl = altura líquida [m];

$href$ = altura de referência [m];

α = coeficiente que depende do tipo da turbina - para turbinas Francis, vale 1,5;

η = rendimento do conjunto gerador – turbina.

O volume turbinável corresponde ao volume acima da tomada d'água; é esse volume que deve ser gerenciado, considerando vazões afluentes como entrada e vazões turbinadas e vertidas como saída. Desconsidera-se, no presente estudo, as vazões de evaporação, devido à pequena área do espelho d'água. Para o reservatório paralelepipedal do caso em estudo, vale a expressão seguinte:

$$V_{turbn} = l \times w \times \Delta h_{op} \text{ [m}^3\text{]} \quad (4.4.7)$$

onde:

V_{turbn} = volume turbinável nominal [m³];

³⁴ A expressão pode ser deduzida utilizando-se a equação (4.4.1) e a equação de Bernoulli, que para o caso presente dá que $v^2=2gh$ e, conseqüentemente, que $Q=S(2gh)^{0.5}$. Aplicando-se as duas equações à condição qualquer e à de referência e dividindo-se uma pela outra, além de considerar o rendimento do conjunto turbina-gerador, chega-se à equação 4.4.6. (Nota do Autor)

l = comprimento do reservatório [m];

w = largura do reservatório [m];

Δh_{op} = faixa de variação máxima da altura operacional [m].

A relação cota–volume para um reservatório paralelepipedal, cuja única dimensão variável é a altura da linha d'água, é:

$$h_{res} = h_{res0} + \frac{V_{resa}}{l \times w} \quad [m] \quad (4.4.8)$$

onde:

h_{res} = cota da linha d'água [m];

h_{res0} = cota da tomada d'água [m];

V_{resa} = volume do reservatório acima da tomada d'água [m³];

l = comprimento do reservatório [m];

w = largura do reservatório [m].

A vazão total vertida é composta pela vazão sanitária, fixada pelos órgãos ambientais, e a vertida por superação da cota máxima, variável, ou seja:

$$Q_{vertt} = Q_{sanit} + Q_{verts} \quad [m^3 / s] \quad (4.4.9)$$

onde:

Q_{vertt} = vazão total vertida [m³/s];

Q_{sanit} = vazão sanitária [m³/s];;

Q_{verts} = vazão por superação da cota máxima [m³/s].

4.5 Resultados da Aplicação do Modelo de Teste

Considerando uma altura líquida de 97 m (queda de referência), tem-se, com base na equação (4.4.3):

$$Q_{turnom} = 101,9368 \times \frac{16,4}{97} = 17,24 \frac{m^3}{s}$$

onde:

Q_{turnom} = vazão turbinada para a altura de referência [m³/s]

A máxima vazão é calculada para a máxima depleção, correspondente a 6 m:

$$Q_{tur\ max} = 101,9368 \times \frac{16,4}{94} = 17,78 \frac{m^3}{s}$$

onde:

$Q_{tur\ max}$ = vazão turbinada máxima para máxima depleção operacional [m³/s]

Considera-se que o nível de jusante independe da vazão afluyente, ou seja, é constante. Considera se também que a altura líquida corresponde à diferença entre os níveis de montante e de jusante. Assim, o nível do reservatório vazio é 0 e o nível de jusante é -80 m. Dessa forma, a altura líquida varia de 101 m (nível de extravasamento) a 94 m (nível da tomada d'água).

A potência turbinada, com base na equação (4.4.6), é representada na figura 2 e resulta em:

$$P_{tur} = 16,2 \times \left(\frac{hl}{97} \right)^{1,5} \times \frac{1}{0,95} \quad [MW]$$

Com base na expressão acima pode-se calcular a faixa de variação da potência no eixo da turbina, para geração nominal:

$$P_{turmax} = 18,1 \text{ MW}$$

$$P_{turmin} = 16,3 \text{ MW}$$

Onde:

P_{turmax} = potência turbinada máxima, para nível máximo de operação (21 m)

P_{turmin} = potência turbinada mínima, para o nível mínimo de operação (14 m)

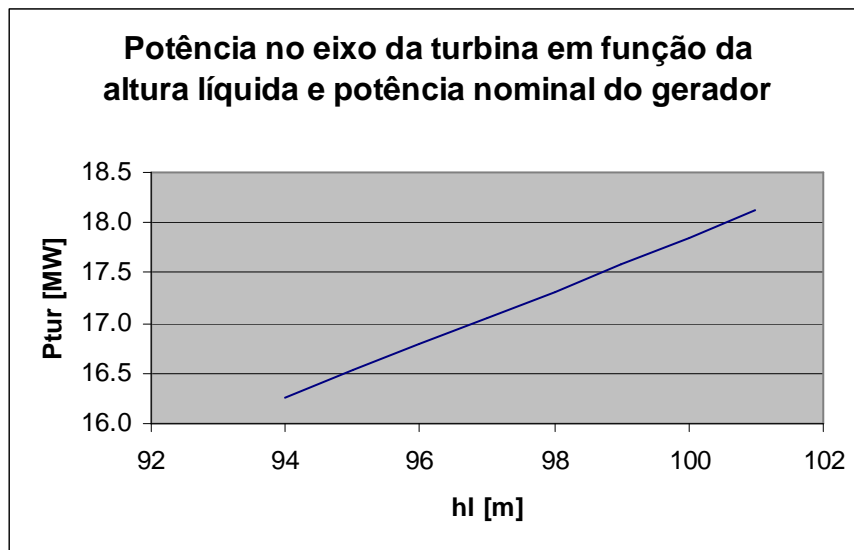


Figura 2 – Potência no Eixo da Turbina

O volume turbinável nominal vale, com base na Equação (4.4.7):

$$V_{turbn} = 400 \times 80 \times (20 - 14) = 192 \text{ dam}^3$$

A vazão vertida total vale, com base na Equação (4.4.9):

$$Q_{vert} = 1 + Q_{verts} \text{ [m}^3 / \text{s]}$$

onde:

Q_{vert} = vazão total vertida

Q_{verts} = vazão por superação da cota máxima

4.6 Modelagem Básica de uma PCH

4.6.1 Diagrama de Laço Causal

O diagrama da Figura 3 atende à Etapa 4 para modelos em DS (item 4.2).

Uma forma compacta de representar o processo de controle do nível de montante é através do diagrama de laço causal (DLC), mostrado na Figura 3. No DLC, observa-se que um aumento da “vazão afluyente” tende a aumentar o nível do reservatório (nível de montante) e que o aumento da “vazão vertida” e da “vazão sanitária”, ao contrário, tendem a diminuí-lo. O laço de controle, que associa as variáveis “nível de montante”, “potência gerada” e “potência despachada” é um laço de realimentação negativa, de forma que um aumento da “potência gerada” diminui o “nível de montante”. A partir destas relações será desenvolvido, detalhadamente, o modelo de PCH, como mostrado na seção 4.7.

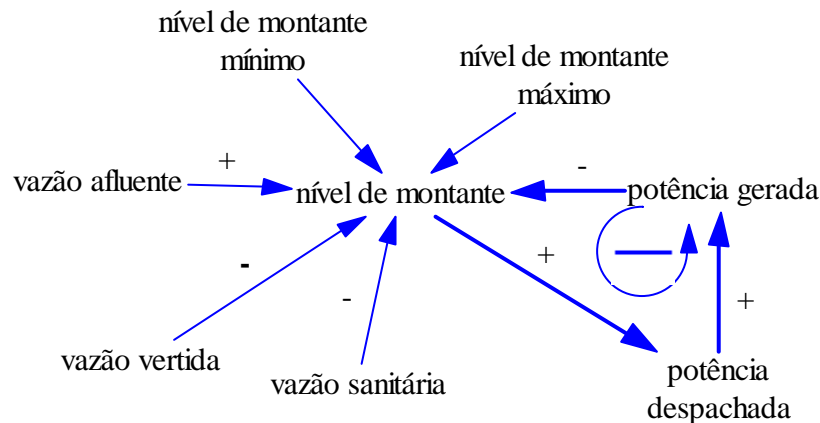


Figura 3 – Diagrama de Laço-Causal de uma PCH

Simbologia

- Seta reta: indica que as variáveis estão relacionadas. O sinal positivo ou negativo indica uma relação de crescimento ou de decrescimento.

- Seta circular: indica laço de realimentação, positiva ou negativa. Na Figura 3 aparece um laço de realimentação negativa.

4.6.2 Especificação do Comportamento: Modo de Referência

O presente item atende a etapa 2 para modelos em DS (seção 4.2).

A Figura 4 representa o comportamento esperado das principais variáveis do problema analisado. Esta etapa, chamada de “Modo de Referência” permite que se tenha uma idéia aproximada do comportamento dinâmico do sistema a ser modelado. O “Modo de Referência” será tão mais próximo do resultado a ser encontrado com o uso do modelo quanto melhor for o conhecimento da interação entre variáveis envolvidas, por parte do modelador.

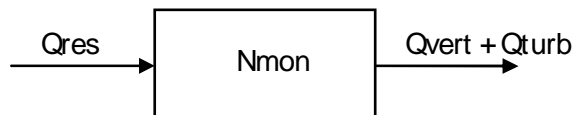


Figura 4 – Variáveis do Modo de Referência

Na Fig. 4, as variáveis representam:

Q_{res} = vazão de entrada no reservatório;

N_{mon} = nível de montante do reservatório;

Q_{vert} = soma das vazões vertida por extravasamento e sanitária;

Q_{turb} = vazão turbinada.

Como a vazão turbinada depende fundamentalmente da potência despachada, o “Modo de Referência” deve relacionar as variáveis fundamentais para o modelo (Q_{res} , N_{mon} e P_{desp}), como indicado na Figura 5.

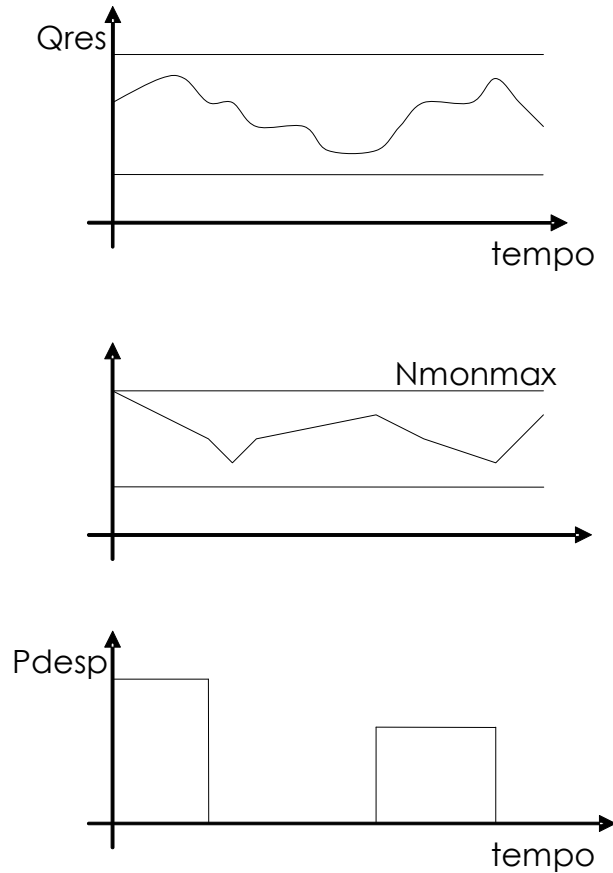


Figura 5 – Representação do Modo de Referência

4.7 Modelo Dinâmico de PCH

4.7.1 Modelo

O diagrama abaixo atende a etapa 3 para modelos em DS (seção 4.2). Para isso, foi desenvolvido o modelo de PCH representado na Figura 6, com apoio do software VENSIM DSS (vide seção 5.2). Na simulação, aplicou-se a ferramenta *game* (jogo), que permite alterar as variáveis ditas “de jogo” (*gaming variables*) no

transcorrer da simulação. Esse procedimento é geralmente usado para fins de treinamento em softwares conhecidos como *flight simulators* (simuladores de vôo). No caso em tela, as variáveis alteradas durante a simulação são a potência despachada ($Pdespx$) e o nível inicial de montante ($Ninic$).

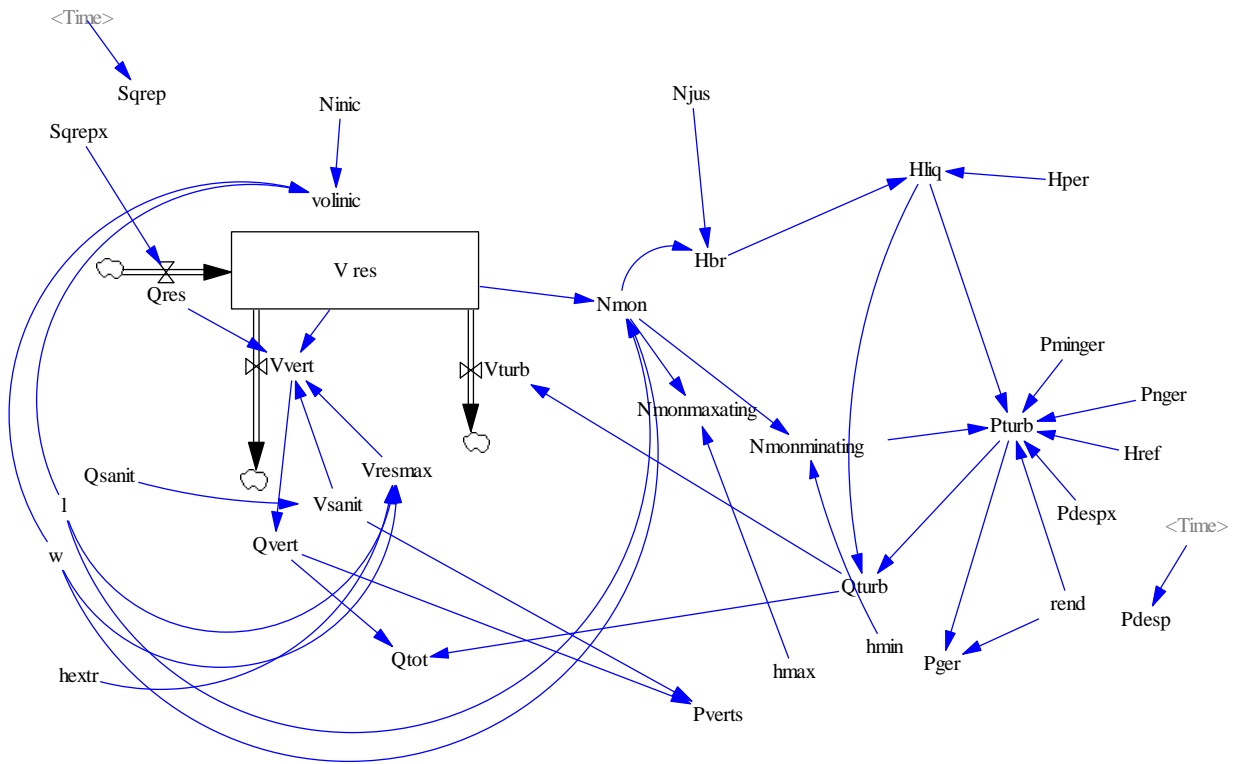
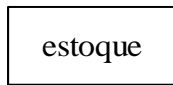
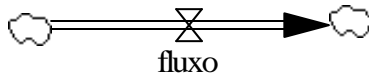


Figura 6 – Modelo Computacional de PCH

Simbologia



Uma variável de estoque tem a função matemática equivalente a uma integral definida



Uma função fluxo controla a entrada e saída de uma função estoque. As nuvens indicam que a origem e destino das grandezas do estoque são não consideradas.

A Figura 6 mostra as variáveis envolvidas, que contemplam as equações apresentadas anteriormente e serve para criar um modelo dinâmico de PCH. Cada uma dessas variáveis representa uma equação matemática, mostradas a seguir:

$S_{qrep} = \text{GAME}$ (valor arbitrário)

Units: $\{m^3/s\}$

vazão afluente com repetição

$Q_{res} = S_{qrep}$

Units: $\{m^3/s\}$

Vazão de entrada no reservatório com repetição

$N_{inic} = 16.68$

Units: m

cota inicial do reservatório (arbitrária)

$V_{olinic} = l * N_{inic} * w / 1000$

Units: $\{dam^3\}$

volume inicial do reservatório

$V_{res} = \text{INTEG}(Q_{res} * 3.6 - V_{vert} - V_{turb}, V_{olinic})$

Units: $\{dam^3\}$

Volume reservado

$V_{vert} = V_{sanit} + \text{IF THEN ELSE}(V_{res} \geq V_{resmax}, Q_{res} * 3.6 + V_{res} - V_{resmax}, 0)$

Units: $\{dam^3\}$

volume vertido

$V_{turb} = 3.6 * Q_{turb}$

Units: $\{dam^3\}$

volume turbinado

$V_{resmax} = h_{extr} * l * w / 1000$

Units: $\{hm^3\}$

volume máx. do reservatório

$V_{sanit} = Q_{sanit} * 3.6$

Units: $\{dam^3\}$

volume sanitário em uma hora

$Q_{sanit} = 1$

Units: $\{m^3/s\}$

vazão sanitária

$l = 400$

Units: m

comprimento do reservatório

$w = 80$

Units: m

largura do reservatório

$h_{extr} = 21$

Units: m
altura a partir da qual ocorre vertimento

$Q_{vert} = V_{vert} / 3.6$
Units: {m³/s}
vazão vertida

$N_{mon} = V_{res} * 1000 / (l * w)$
Units: m
polinômio cota-volume

$N_{jus} = -80$
Units: m
nível de jusante 80 m abaixo do nível 0 do reservatório

$H_{br} = N_{mon} - N_{jus}$
Units: m
altura bruta

$H_{liq} = H_{br} - H_{per}$
Units: m
altura líquida

$H_{per} = 0$
Units: m
altura de perdas

$h_{max} = 21$
Units: m
altura de extravasamento

$h_{min} = 14$
Units: m
altura da tomada d'água

$N_{monmaxating} = IF THEN ELSE(N_{mon} > h_{max}, 1, 0)$
Units: **undefined**
nível de montante máximo atingido

$N_{monminating} = IF THEN ELSE(N_{mon} \leq h_{min}, 1, 0)$
Units: **undefined**
nível de montante mínimo atingido

$P_{minger} = 7.8$
Units: MW
potência mínima gerada por limitação da turbina

$P_{nger} = 16.4$
Units: MW
Potência nominal do gerador

$H_{ref} = 97$
Units: m
altura de referência

$rend = 0.95$

Units: **undefined**

rendimento turbina-gerador

$P_{turb} = (IF THEN ELSE(P_{despx} \geq P_{nger}, MIN(P_{nger}/rend, (P_{nger}/rend) * ((H_{liq}/H_{ref})^{1.5})), (IF THEN ELSE(P_{despx} \geq P_{minger}, MIN(P_{despx}/rend, (P_{nger}/rend) * (H_{liq}/H_{ref})^{1.5}), 0)))) * (1 - N_{monminating})$

Units: MW

potência turbinada

$P_{ger} = P_{turb} * rend$

Units: MW

potência gerada

$Q_{turb} = P_{turb} * 101.937 / H_{liq}$

Units: {m³/s}

vazão turbinada

$Q_{tot} = Q_{turb} + Q_{vert}$

Units: {m³/s}

vazão total

$P_{despx} = GAME$ (valor arbitrário)

Units: MW

potência despachada

Observações:

- O modelo computacional apresentado foi baseado no diagrama de laço causal (DLC), mostrado na Figura 3. As variáveis mostradas naquela figura correspondem às da figura 4, conforme Tabela 2.

Tabela 2 – Correspondência entre Variáveis do DLC e do Modelo Computacional

Diagrama de Laço Causal	Modelo Computacional
Vazão afluente	Sqrepx
Nível de montante	Nmon
Nível de montante mínimo	hnmin
Nível de montante máximo	hmax
Potência despachada	Pdespx
Potência gerada	Pger
Vazão vertida	Qvert - Qsanit
Vazão sanitária	Qsanit

- As variáveis Sqrepx e Pdespx são variáveis de jogo ou seja, podem ser alteradas durante o processamento do caso em análise.

4.7.2 Passo de Integração

No que segue, apresentam-se algumas considerações sobre o passo de integração adotado neste trabalho.

Se as afluições forem representadas por vazões médias horárias, quanto menor o passo de integração, mais suave (contínua) será a variação dessa grandeza. Um passo de integração de 0,1 h, usado neste trabalho para simular séries de vazões, divide a hora em dez intervalos e faz uma interpolação linear. Um passo de integração de 0,5 h, utilizado com a ferramenta game, divide a hora em dois intervalos apenas, criando variações menos suaves. A escolha do passo de integração é livre e apenas a prática pode indicar seu melhor valor. Como valor inicial recomenda-se começar com 0,5 h e ir reduzindo, caso necessário.

O método de integração utilizado pelo programa Vensim é baseado na definição de integral, o qual calcula e soma áreas retangulares cujas dimensões são os valores da função nos pontos onde ocorrem os passos de integração, obtidos por interpolação linear, e a extensão do passo de integração.

4.8 Modelo de Afluições

O grande desafio do despachante é antecipar a vazão afluyente para as próximas 24 horas. A série histórica é uma referência para a pré-programação. Entretanto, no caso de estiagem ou precipitação pluvial, considerações especiais devem ser feitas para o melhor aproveitamento do estoque de água. Nesse sentido, duas técnicas são apresentadas a seguir, as quais visam a otimizar o uso do reservatório, evitando extravasamento e atingimento de cota mínima; aquele

para não se perder água e este para evitar parada de máquinas, pois as PCHs, em geral, não operam como compensadores síncronos.

A operação do reservatório leva em conta as vazões afluentes e defluentes. A primeira depende de diversas variáveis exógenas (não controláveis), tais como precipitação na área de captação do curso principal e de seus afluentes, o relevo, outros usos da água, tais como irrigação, navegação, piscicultura etc. A segunda depende da vazão sanitária, da ação do vertedouro e, principalmente, do engolimento das turbinas, que é função do despacho das máquinas.

FORTUNATO, 1990, p. 55, [7], descreve a modelagem de vazões diárias, para fins de planejamento, em estudos de controle de cheias, utilizando séries sintéticas com duas abordagens distintas: séries de vazões e de precipitações, alimentando modelos de correlação chuva–vazão. O autor menciona que, como o perfil de subida da vazão afluente é diferente do perfil de descida, fenômeno conhecido como “irreversibilidade temporal”, o problema da simulação de afluições diárias (método estocástico) torna-se bastante complexo.

No que segue, dois métodos de previsão de afluições são propostos. Ambos se baseiam na medição da vazão afluente na entrada do reservatório e no nível de montante. Ambas as leituras devem ser feitas de hora em hora e enviadas ao Centro de Operação remoto, embora nada impeça que a decisão de despacho seja local. Nesse caso o método se aplica identicamente.

4.8.1 Método 1 - Repetição da Afluência Atual

Consiste em se estabelecer um período a ser considerado pelo programa de simulação, geralmente de 1 hora, e estabelecer o instante inicial onde se tomarão as leituras da vazão afluente e da cota de montante. Deve-se arbitrar um número de períodos em que se suporá a repetição da vazão afluente. Como regra geral, recomenda-se o número de repetições (β) igual a 4 períodos de 1 hora. Com isso, admite-se que a vazão afluente não mudará significativamente durante esse tempo arbitrado.

Com o nível do reservatório e a vazão afluente no instante inicial, roda-se o programa de simulação e determina-se o despacho ideal que atenda às duas condições do problema de simulação: não-vertimento e não-atingimento da cota mínima. Vencido o tempo de repetição, volta-se a tomar o nível de montante e a vazão afluente e reinicia-se o processo.

O despachante deve, de qualquer modo, acompanhar a variação da vazão afluente e do nível de montante durante o tempo de repetição. Caso observe variação significativa, deve atuar imediatamente, reduzindo o tempo de repetição, para o mínimo de uma hora, caso necessário. Após a vazão afluente se normalizar, pode-se voltar a considerar o período de repetição igual a 4 horas ou mais.

4.8.2 Método 2 - Previsão de Afluência Fornecida

Um dos desafios para o serviço de meteorologia é conseguir prever a vazão em cursos d'água baseando-se nas medidas de vazão nos diversos postos de medição, ao longo do curso, e na avaliação da quantidade de água presente na

massa de nuvens existente sobre a bacia de captação do curso em análise. Atualmente, com o auxílio do radar meteorológico, é possível definir a precipitação provável mesmo antes dela de fato ocorrer. A técnica baseia-se na definição de um polígono geográfico, na análise da superfície do terreno e da constituição do solo, nas curvas de nível do terreno e no perfil do próprio curso.

É um tema de pesquisa na área de Meteorologia que está disponível apenas para grandes aproveitamentos, devido ao seu ainda alto custo. Quando esse serviço tornar-se mais acessível, o pré-despacho, de até 72 horas ou mais, poderá ser feito com base nessas previsões. Um acompanhamento da vazão afluente e do nível de montante reais poderá ser usado para gerar fatores de correção à tabela de despacho, ajustando-a à realidade.

5 Simulação de Casos

5.1 Introdução

Este capítulo atende às etapas 5 e 6 para modelos em DS (seção 4.2).

Os procedimentos a seguir servem para definir a tabela de despacho de uma PCH, em tempo real, de forma a atender condições desejáveis. No presente caso, as condições buscadas são vertimento nulo e não atingimento de cota mínima.

5.2 Programa de Simulação

Para a realização do presente trabalho foi utilizado o programa VENSIM, da Ventana Systemss, Inc., modelo DSS, versão 2005.

5.3 Vazões Afluentes de Teste

Para testar o modelo usou-se uma tabela com 72 valores de série histórica de vazões médias horárias (S_{qh}) e de vazões afluentes médias horárias (S_q), correspondentes a 3 dias (vide Tabela 3). As vazões da tabela são em m^3/s .

Tabela 3 – Série Histórica e Atual de Vazões

Hora		S_{qh}	S_q
1	8	7.797	
2	8	7.664	
3	8	7.779	
4	8	7.732	
5	8	7.754	
6	8	7.745	
7	8	7.685	
8	8	7.704	
9	8	7.735	
10	8	7.745	
11	8	7.776	
12	8	7.785	
13	8	7.763	
14	8	7.729	
15	8	7.751	
16	8	7.763	
17	8	11.889	
18	8	14.798	
19	8	14.832	
20	8	14.816	
21	8	14.785	
22	8	14.745	
23	8	14.714	
24	8	14.567	
25	8	14.483	
26	8	14.48	
27	8	13.985	
28	8	11.22	
29	8	11.229	
30	8	12.864	
31	8	14.555	
32	8	14.567	
33	8	14.567	
34	8	14.536	
35	8	14.514	
36	8	14.486	
37	8	14.502	
38	8	14.486	
39	8	14.48	
40	8	14.474	

41	8	14.458
42	8	14.452
43	8	14.458
44	8	14.471
45	8	14.421
46	8	11.643
47	8	11.621
48	8	11.145
49	7	7.713
50	7	7.601
51	7	7.745
52	7	7.688
53	7	7.688
54	7	7.751
55	7	7.757
56	7	7.72
57	7	7.729
58	7	7.729
59	7	7.71
60	7	7.729
61	7	7.726
62	7	7.726
63	7	7.738
64	7	7.754
65	7	7.748
66	7	10.401
67	7	14.377
68	7	13.356
69	7	7.72
70	7	7.723
71	7	7.707
72	7	7.704

5.4 Geração do Despacho para Série Histórica de Vazões

Utilizando a ferramenta de jogos (game), define-se a variável $Pdespx$ como variável de jogo (gaming). Isso a torna controlável durante a simulação, passo a passo. Com isso, empiricamente, consegue-se definir uma tabela de despacho (vide Anexo A, Tabela 5) que garante as condições desejadas: não atingimento da cota mínima e não extravasamento. Dessa etapa, é gerado o gráfico da Figura 7, representativo da operação da PCH, mostrando a variação do nível de montante, a potência gerada e a despachada, nesse caso coincidentes.

Para a simulação em tela, optou-se por considerar, inicialmente, o reservatório cheio, com cota máxima nominal (20 m), mas qualquer outro nível inicial poderia ter sido utilizado. A tabela de despacho construída serve como referência e é aplicável para pequenos desvios dos valores iniciais da cota do reservatório e das vazões afluentes adotadas na simulação (série histórica).

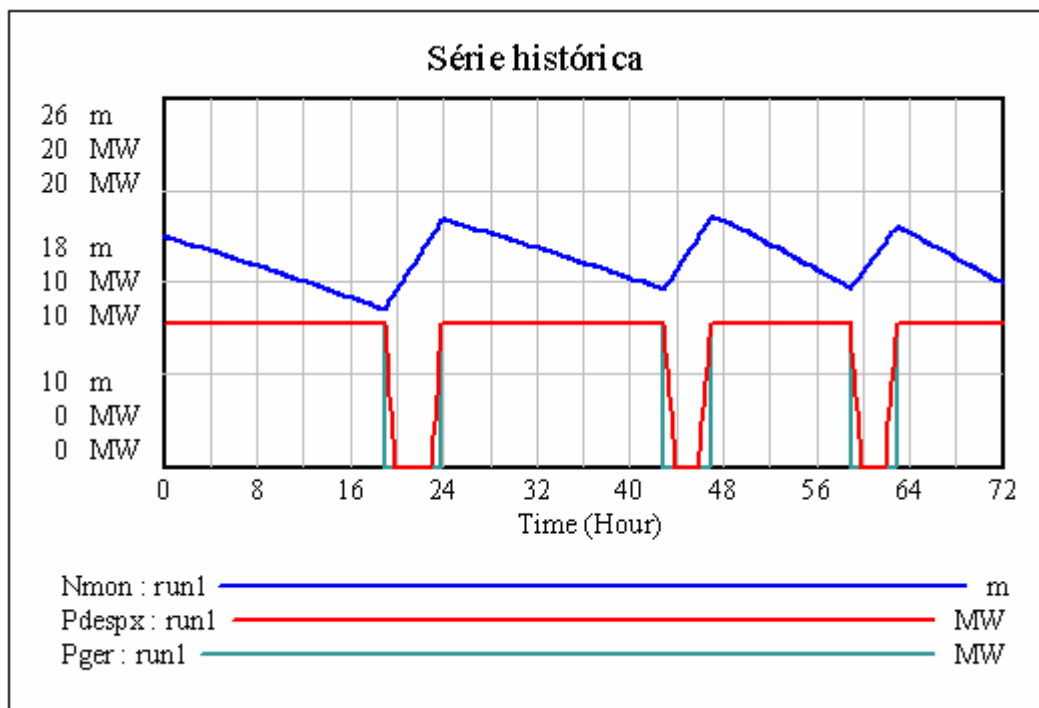


Figura 7 – Despacho Ajustado para Série Histórica

5.5 Vazão Afluente Real

Embora na média anual a série histórica de vazões possa se aproximar da realidade (média da vazão real), no dia-a-dia ela poderá se diferenciar muito, a ponto de ter sua aplicabilidade prática reduzida. A Tabela 3 mostra, para o caso em análise, a vazão real S_q no período analisado e também a série histórica S_{qh} , ambas arbitradas. Observamos coincidências em muitos horários e grandes

divergências em outros. Caso se utilizasse a tabela de despacho baseada na média histórica, apresentada na seção 5.4, com a vazão real, se obteria o resultado mostrado na Figura 8.

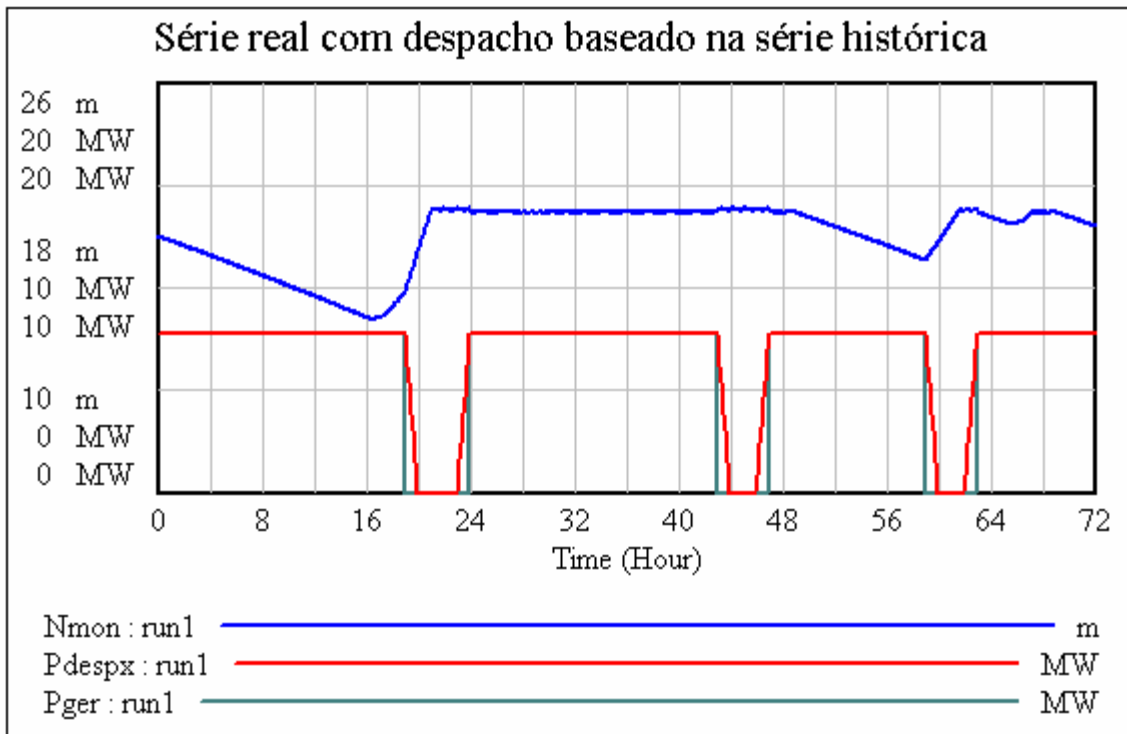


Figura 8 – Série Atual com Despacho Baseado em Série Histórica

Como se pode observar, ocorre extravasamento por superação da cota máxima durante boa parte do tempo, o que representa grande prejuízo ao proprietário da PCH. Fica evidente que a utilização da tabela de despacho baseada na série histórica (Anexo A, Tabela 5) pode ser inadequada para uma operação eficiente, do ponto de vista energético. A Tabela 6 do Anexo A, representada na Figura 8, pode ser observada para determinação precisa dos instantes em que ocorre extravasamento.

5.6 Correção do Despacho pela Afluência, com Repetibilidade β

O presente item atende a etapa 8 para modelo em DS (seção 4.2).

Esse método exige a leitura periódica da vazão afluente. Supondo que a variação no valor da vazão seja relativamente lenta, pode-se considerar uma repetibilidade arbitrária β . No presente caso, fez-se β igual a 4. A cada β valores repetidos de vazão afluente, será inserido o valor atual da cota do reservatório como cota inicial para nova simulação. O fator β pode ser modificado para mais ou para menos, em função da taxa de variação da vazão afluente. Novamente a ferramenta *game* será usada. A Tabela 7 do Anexo A mostra a aplicação do método, para β igual a 4.

É interessante avaliar-se o que são as leituras em cada instante, da forma como o programa *Vensim* de simulação as considera. A leitura do valor de uma variável, por exemplo, na hora 11 (vide Tabela 7 do Anexo A), a vazão S_q vale 7.776 e na hora 12 vale 7.785. Supondo que o passo de integração escolhido tenha sido de 0.1 h, entre 11 e 12 h há dez passos de integração. A variação total entre 7.776 e 7.785 (0.009), será distribuída uniformemente no intervalo.

O processo da simulação é descrito, detalhadamente, a seguir. Aplicando-se a ferramenta *game*, dispendo-se da cota inicial do reservatório, no caso presente arbitrada em 20 m, e considerando-se a vazão inicial inalterada até o instante 4, no valor de 7.797 m³/s, ajusta-se empiricamente um valor de despacho que atenda às condições desejáveis de cota - nível máximo de 21 m e mínimo de 14 m não atingidos. O valor definido arbitrariamente foi de 7.8 MW - limite mínimo de operação do gerador em função de definição por parte do fabricante da turbina.

O valor máximo de despacho é a potência nominal do gerador, de 16,2 MW (vide seção 4.3). A potência despachada é então determinada empiricamente e consta na coluna P_{desp} , da Tabela 8 do Anexo A. Deve-se observar nessa tabela que os valores de cota do reservatório, apresentados na coluna $N_{monreal}$, medidos ao fim de cada período β , são valores reais, simulados considerando a vazão afluyente real, coluna Sq e os valores de despacho encontrados empiricamente, coluna P_{desp} .

O valor da variável $N_{monreal}$ para uma dada sequência será o nível inicial do reservatório para a próxima seqüência. No Anexo B estão todas as $72/4 = 18$ simulações feitas, com β igual a 4, considerando os níveis reais de montante a cada período de 4 horas e reiniciando o “game”.

Observa-se, nas sequências do Anexo B, que o valor final do nível de montante de uma dada sequência, na maioria das vezes, é diferente do nível inicial da sequência seguinte. Como exemplo pode-se observar a sequência de 8 a 12 onde se tem, para $t = 12$, o nível de montante N_{mon} igual a 17,64 m, simulado com repetição da vazão afluyente, mas o nível inicial da sequência 12 a 16 é igual a 17,67 m, valor este originário da Tabela 8 do Anexo A.

Dessa forma, toda sequência começa corrigida, com valor de N_{mon} correto embora, ao longo da sequência, essa variável apresente desvios em relação ao valor realizado, devido à diferença entre as vazões repetidas e as reais. A Figura 9 mostra o comportamento do nível de montante real e o simulado, ao longo do período analisado.

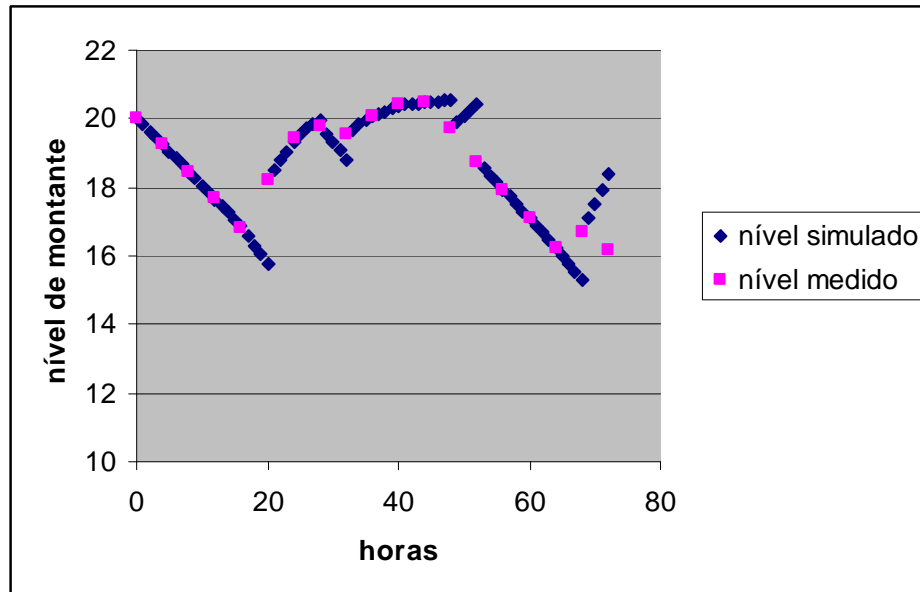


Figura 9 – Gráfico da Simulação e Correção dos Níveis de Montante

5.7 Análise de sensibilidade

Para o presente trabalho a análise de sensibilidade está presente, implicitamente, durante o processo de determinação da tabela de despacho – seção 5.6 e Anexo A. A sensibilidade do nível de montante à vazão de entrada no reservatório e à potência despachada é evidente. A análise de sensibilidade que realmente interessa é a da influência simultânea dessas duas variáveis no nível de montante, utilizando o método proposto em 5.6, cujo resultado está nos gráficos e tabelas do Anexo A e na Figura 9.

5.8 Despacho com Previsão da Vazão Afluente

Caso se disponha de uma tabela temporal de previsão da vazão afluente, baseada na probabilidade de precipitação pluvial na bacia hidrográfica, o método visto na seção 5.6 pode ser utilizado com a seguinte diferença: deve-se gerar uma

tabela de despacho para todo o período previsto e utilizá-la no lugar da tabela gerada pela repetição da vazão atual medida. Comparar os níveis de montante medido e simulado, a cada 4 horas. Caso tenham valores próximos, com uma tolerância de 5%, por exemplo, pode-se manter a tabela gerada pela previsão.

Caso a diferença seja maior que a tolerância, atualiza-se o nível de montante real e simula-se com a previsão de afluências e o despacho nela baseado. Ajusta-se a tabela de despacho, de modo a manter os objetivos de cota do reservatório atingidos. Se a medida do nível de montante diferir sistematicamente dos valores simulados com base na previsão de vazões, indica que a vazão prevista é muito diferente da real. Se o aproveitamento possuir medição de vazão ou existir posto de medição próximo ao mesmo, deve-se comparar as leituras da vazão medida e da prevista. Se as diferenças forem acentuadas, pode-se utilizar o método da repetibilidade, apresentado na seção 5.6, de forma permanente ou, preferencialmente, associado à previsão de fluências, deixando o método da repetibilidade apenas para os períodos em que o erro de previsão seja maior que um valor aceitável.

Para exemplificar a utilização do método, é apresentada a tabela 4, que mostra valores arbitrários de vazão, potência despachada e nível de montante.

A partir da *Vazão Prevista* deve ser rodado o programa de simulação e determinada a tabela de despacho e os níveis de montante calculados – *Nível Previsto*. O *Nível Real* deve ser comparado ao *Nível Previsto* e, havendo discrepância acima da tolerância, deve-se atualizar o valor dessa variável e redefinir a tabela de despacho.

Tabela 4 – Exemplo Arbitrário de Despacho baseado na Previsão de Afluências

Hora	Vazão Prevista	Potência despachada	Nível Previsto	Nível Real	Valor Discrepante
1	7,0	8,0	17,0	17,2	
2	7,2	8,0	17,2	17,3	
3	7,4	8,0	17,3	17,5	
4	7,6	8,0	17,5	18,0	
5	7,8	8,5	17,0	19,0	x
6	8,3	8,5	16,8		
7	8,7	8,5	16,9		
8	8,6	9,0	17,0		

No caso da Tabela 4, no instante 5 observa-se uma discrepância maior que a tolerância, por hipótese definida em 5%. O valor do *Nível Real* deveria estar entre 16,15 e 17,85. Esse “controle de qualidade” deve ser feito periodicamente, por exemplo, de quatro em quatro horas.

6 Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões

O método da repetição da vazão afluente de entrada no reservatório pode ser adequado à maioria das PCHs, em condições normais atmosféricas, incluindo períodos de precipitação. Em casos de variação brusca no regime de afluência, basta reduzir o período de repetição de modo a manter as condições de nível de montante atendidas. Apenas dois medidores são necessários para utilizar o método: o de vazão de entrada ou o mais próximo possível do reservatório, e o de nível de montante, ambos com sistema de telemedição ao Centro de Operação.

O método da previsão da vazão afluente depende de um bom sistema de previsão meteorológico, com radar meteorológico e modelos matemáticos confiáveis para estabelecer, com boa precisão, a relação precipitação – vazão. Quando for esse o caso, apenas o nível de montante necessitaria ser utilizado para ajustar o despacho. Entretanto, é recomendável a aferição das vazões previstas com as vazões reais, o que obriga à utilização simultânea da medição de vazão afluente, ambas telemidas e enviadas ao Centro de Operação.

Um dos problemas a serem resolvidos pelo despachante é a previsão de um volume de espera adequado, para que o vertimento, se ocorrer, seja mínimo. Ambos os métodos sinalizam nesse sentido.

Na aplicação do método da repetição da vazão afluente, caso o nível de montante seja repetidamente maior que o simulado, haverá clara indicação de que a vazão está aumentando. Considerando-se esse fato, ela deverá continuar aumentando por algum tempo. Prudentemente o despachante tentará baixar o

nível do reservatório, aumentando o engolimento das máquinas. Entretanto, seu tempo para tomada de decisão deve ser curto, pois se trata de despacho em tempo real. Já o método da previsão da vazão afluente é bem mais seguro, permitindo ao despachante administrar adequadamente o reservatório, com boa antecipação. Nesse caso ele poderá calcular o volume incremental de uma onda de cheia e criar um volume de espera no reservatório.

Quanto à modelagem da PCH, cada caso é um caso em separado. Algumas unidades possuem níveis de automação e telecomando sofisticados enquanto que outras dependem da ação humana local. Assim, a modelagem dinâmica será mais ou menos complexa, dependendo do caso.

Cabe ressaltar as vantagens encontradas com a utilização de DS no desenvolvimento do modelo dinâmico de uma PCH e da simulação de sua operação, gerando tabela de despacho que otimiza a utilização da vazão afluente, que são:

- Facilidade em agregar variáveis e inter-relacioná-las dentro do modelo;
- Facilidade em visualizar os resultados das simulações;
- Facilidade em realizar simulações com mudança nos valores das variáveis durante a própria simulação.

6.2 Trabalhos Futuros

A partir do presente estudo, entende-se como desejável que outros trabalhos sejam desenvolvidos para que a modelagem apresentada cumpra com o objetivo

de ser utilizada, com bons resultados, pelas empresas geradoras. As sugestões são as seguintes:

- Desenvolver dispositivo para conversão da tabela numérica do despacho, gerada pela simulação, em sinal elétrico de controle, atuando sobre o regulador de velocidade da turbina;
- Acrescentar à modelagem computacional ferramentas de otimização;
- Utilizando softwares de simulação e otimização, desenvolver programas de despacho em tempo real, sem intervenção humana.

Apêndice - Dinâmica de Sistemas

Tem como base a Teoria Geral dos Sistemas que representa uma forma de pensar o Universo diferente da do Reduccionismo Clássico. Nesta última o método de estudo consiste em dividir-se o todo de forma a obter-se partes menores e mais simples, de mais fácil compreensão – análise -, imaginando-se que o todo é a soma de seus componentes - síntese. Quase tudo o que foi estudado pela Ciência até hoje, seguiu esse método. Entretanto, principalmente a partir do século XX, percebeu-se que o pensamento reducionista era de difícil aplicação e que, quando aplicado, não trazia resultados corretos, no entendimento de fenômenos complexos como, por exemplo, os movimentos sociais, o meio ambiente e a saúde dos indivíduos. A Teoria Geral dos Sistemas aplica-se a esse tipo de fenômenos e baseia-se em princípios simples tais como, segundo LOPES, 1990, pg. 43, [12] a definição de sistema: “Um sistema consiste em um conjunto de dois ou mais elementos que se inter-relacionam”. Algumas propriedades que, segundo o autor supra citado, merecem destaque: “O comportamento e as características de cada componente do agregado têm influência no comportamento e nas características do próprio agregado”, uma segunda propriedade dos sistemas diz que “Nenhum componente ocasiona efeito independente no conjunto ou deixa de ser afetado pelo comportamento de outro componente”, e uma terceira e importantíssima propriedade: “Um sistema não pode ser decomposto em subsistemas independentes”

A Dinâmica de Sistemas, que tem base na Teoria Geral dos Sistemas e na Teoria de Controle, estuda o comportamento dos sistemas ao longo do tempo de interesse da observação do evento.

Sendo o objeto da presente dissertação a definição de um despacho de usina adequado, do ponto de vista energético, ou seja, o melhor aproveitamento da vazão afluyente, os pressupostos da Teoria Geral dos sistemas se aplicam razoavelmente ao problema. Podemos definir o sistema em estudo como a PCH. Ele é formado por três componentes - variáveis endógenas, que são o nível do reservatório, a potência turbinada e a vazão vertida. Essas variáveis atendem às três propriedades apresentadas acima. Há outras variáveis externas ao sistema – exógenas - como a vazão afluyente, que depende da precipitação pluviométrica na bacia hidrográfica e de afluências e defluências ao longo do curso d'água. Esse conjunto formado pelo sistema e por outros elementos a ele agregados forma um sistema agregado. A tabela abaixo apresenta as variáveis endógenas e exógenas do problema analisado:

Variáveis Endógenas

- nível do reservatório
- potência turbinada
- vazão vertida

Variáveis Exógenas

- vazão afluyente
- programa de despacho

MOROZOWSKI, 2006, pg. 8, [14], trata do Pensamento Sistêmico:

Pensamento sistêmico é a disciplina que busca compreender a realidade além de eventos isolados, permitindo reconhecer os padrões de comportamento e as estruturas mais profundas que moldam os eventos percebidos. O pensamento sistêmico permite compreender, analisar e projetar sistemas complexos, não lineares, dotados de múltiplas relações causais.

O pensamento sistêmico permite o entendimento de um sistema através da identificação das principais variáveis e inter-relações que governam o seu comportamento, permite ainda uma ação mais efetiva sobre estes sistemas, ao revelar seus pontos de alavancagem e de estrangulamento, bem como os ciclos de reforço e de equilíbrio responsáveis por sua evolução ao longo do tempo.

MOROZOWSKI, 2006, pg. 10, [14], trata da definição e da aplicabilidade da DS:

“A **Dinâmica de Sistemas** vai além dos princípios e abordagens do pensamento sistêmico. Ela busca representar e quantificar os sistemas através de seu mapeamento, de sua modelagem matemática e de simulação via computador. Fornece um método para explicitar e compartilhar modelos mentais de sistemas complexos e testá-los, superando a incapacidade da mente humana de simular cadeias de múltiplas variáveis inter-relacionadas e realimentadas. De acordo com Sterman: “Dinâmica de Sistemas é um método para intensificar a aprendizagem em sistemas complexos”. (Sterman 2000)

A Dinâmica de Sistemas é, portanto, uma metodologia que visa ao estudo e à gestão de sistemas complexos com realimentação e permite conectar vários aspectos - técnicos, econômicos, sociais e de gestão – num modelo conceitual coerente. De fato, esta metodologia tem sido utilizada para abordar praticamente qualquer tipo de sistema realimentado, seja ele uma empresa, um ecossistema, uma cidade ou um mercado específico.

Esta disciplina tem suas origens no trabalho de Jay Forrester, desenvolvido nos anos 50 na Sloan School of Management do MIT - Massachusetts Institute of Technology, com base nas teorias de controle e de sistemas dinâmicos (servomecanismos).

A flexibilidade de aplicação mencionada deriva, em grande parte, da possibilidade de representar, em modelos de DS, não só grandezas físicas (fluxos materiais), mas também fluxos de informação. Esta característica, aliada aos instrumentos de análise qualitativa (diagrama de enlaces causais e diagramas de estoque e fluxo) e de análise quantitativa (simuladores interativos e “micro mundos”), facilita a incorporação de fatores humanos (resistência às mudanças, p.ex.) nos modelos de gestão.

Uma das premissas principais desta disciplina diz que “estrutura gera comportamento”. Assim, para se entender a persistência de um padrão inflacionário numa economia ou a existência de oscilações nos preços de *commodities* é necessário compreender as estruturas subjacentes que sustentam estes comportamentos ao longo do tempo. Desta forma, aqueles que utilizam Dinâmica de Sistemas buscam identificar variáveis e estruturas capazes de gerar os comportamentos observados de forma endógena, ou seja, dentro dos limites do sistema.”

Anexo A

Unidades

Para as tabelas abaixo, as unidades são h, m, MW, m³/s para as grandezas correspondentes.

Tabela 5 – Despacho Ajustado para Série Histórica

Time	Nmon	Pger	Pdespx
0	20	7.8	7.8
0.5	19.92	7.8	7.8
1	19.84	7.8	7.8
1.5	19.76	7.8	7.8
2	19.68	7.8	7.8
2.5	19.61	7.8	7.8
3	19.53	7.8	7.8
3.5	19.45	7.8	7.8
4	19.37	7.8	7.8
4.5	19.29	7.8	7.8
5	19.21	7.8	7.8
5.5	19.13	7.8	7.8
6	19.04	7.8	7.8
6.5	18.96	7.8	7.8
7	18.88	7.8	7.8
7.5	18.80	7.8	7.8
8	18.72	7.8	7.8
8.5	18.63	7.8	7.8
9	18.55	7.8	7.8
9.5	18.46	7.8	7.8
10	18.38	7.8	7.8
10.5	18.29	7.8	7.8
11	18.21	7.8	7.8
11.5	18.12	7.8	7.8
12	18.04	7.8	7.8
12.5	17.95	7.8	7.8
13	17.86	7.8	7.8
13.5	17.78	7.8	7.8
14	17.69	7.8	7.8
14.5	17.60	7.8	7.8
15	17.51	7.8	7.8
15.5	17.42	7.8	7.8
16	17.33	7.8	7.8
16.5	17.24	7.8	7.8
17	17.15	7.8	7.8
17.5	17.06	7.8	7.8
18	16.97	7.8	7.8
18.5	16.88	7.8	7.8
19	16.78	0	7.8
19.5	17.180		3.9
20	17.57	0	0
20.5	17.970		0
21	18.36	0	0
21.5	18.75	0	0
22	19.15	0	0
22.5	19.54	0	0
23	19.93	0	0
23.5	20.330		3.9
24	20.72	7.8	7.8

24.5	20.65	7.8
25	20.57 7.8	7.8
25.5	20.507.8	7.8
26	20.43 7.8	7.8
26.5	20.35 7.8	7.8
27	20.27 7.8	7.8
27.5	20.20	7.8
28	20.12 7.8	7.8
28.5	20.057.8	7.8
29	19.97 7.8	7.8
29.5	19.89 7.8	7.8
30	19.81 7.8	7.8
30.5	19.74 7.8	7.8
31	19.66 7.8	7.8
31.5	19.58 7.8	7.8
32	19.50 7.8	7.8
32.5	19.427.8	7.8
33	19.34 7.8	7.8
33.5	19.26 7.8	7.8
34	19.18 7.8	7.8
34.5	19.10 7.8	7.8
35	19.02 7.8	7.8
35.5	18.93 7.8	7.8
36	18.85 7.8	7.8
36.5	18.777.8	7.8
37	18.69 7.8	7.8
37.5	18.607.8	7.8
38	18.52 7.8	7.8
38.5	18.44 7.8	7.8
39	18.35 7.8	7.8
39.5	18.277.8	7.8
40	18.18 7.8	7.8
40.5	18.097.8	7.8
41	18.01 7.8	7.8
41.5	17.927.8	7.8
42	17.83 7.8	7.8
42.5	17.757.8	7.8
43	17.66 0	7.8
43.5	18.050	3.9
44	18.45 0	0
44.5	18.84 0	0
45	19.23 0	0
45.5	19.630	0
46	20.02 0	0
46.5	20.41 0	3.9
47	20.81 7.8	7.8
47.5	20.73 7.8	7.8
48	20.66 7.8	7.8
48.5	20.58 7.8	7.8
49	20.46 7.8	7.8
49.5	20.337.8	7.8
50	20.20 7.8	7.8
50.5	20.077.8	7.8
51	19.93 7.8	7.8
51.5	19.807.8	7.8
52	19.66 7.8	7.8
52.5	19.53 7.8	7.8
53	19.39 7.8	7.8
53.5	19.26 7.8	7.8
54	19.12 7.8	7.8
54.5	18.98 7.8	7.8
55	18.84 7.8	7.8

55.5	18.71	7.8	7.8
56	18.57	7.8	7.8
56.5	18.42	7.8	7.8
57	18.28	7.8	7.8
57.5	18.14	7.8	7.8
58	18.00	7.8	7.8
58.5	17.86	7.8	7.8
59	17.71	0	7.8
59.5	18.05	0	3.9
60	18.39	0	0
60.5	18.73	0	0
61	19.06	0	0
61.5	19.40	0	0
62	19.74	0	0
62.5	20.08	0	3.9
63	20.41	7.8	7.8
63.5	20.28	7.8	7.8
64	20.15	7.8	7.8
64.5	20.02	7.8	7.8
65	19.88	7.8	7.8
65.5	19.75	7.8	7.8
66	19.61	7.8	7.8
66.5	19.48	7.8	7.8
67	19.34	7.8	7.8
67.5	19.21	7.8	7.8
68	19.07	7.8	7.8
68.5	18.93	7.8	7.8
69	18.79	7.8	7.8
69.5	18.65	7.8	7.8
70	18.51	7.8	7.8
70.5	18.37	7.8	7.8
71	18.23	7.8	7.8
71.5	18.09	7.8	7.8
72	17.95	7.8	7.8

Tabela 6 – Série Atual com Despacho Baseado em Série Histórica

Time	Nmon	Pger	Pdespx
0	20	7.8	7.8
0.5	19.91	7.8	7.8
1	19.82	7.8	7.8
1.5	19.73	7.8	7.8
2	19.63	7.8	7.8
2.5	19.53	7.8	7.8
3	19.44	7.8	7.8
3.5	19.35	7.8	7.8
4	19.25	7.8	7.8
4.5	19.16	7.8	7.8
5	19.06	7.8	7.8
5.5	18.97	7.8	7.8
6	18.87	7.8	7.8
6.5	18.77	7.8	7.8
7	18.67	7.8	7.8
7.5	18.57	7.8	7.8
8	18.47	7.8	7.8
8.5	18.37	7.8	7.8
9	18.27	7.8	7.8
9.5	18.17	7.8	7.8
10	18.07	7.8	7.8

10.5	17.97	7.8	7.8
11	17.87	7.8	7.8
11.5	17.77	7.8	7.8
12	17.67	7.8	7.8
12.5	17.57	7.8	7.8
13	17.47	7.8	7.8
13.5	17.36	7.8	7.8
14	17.26	7.8	7.8
14.5	17.15	7.8	7.8
15	17.05	7.8	7.8
15.5	16.94	7.8	7.8
16	16.84	7.8	7.8
16.5	16.78	7.8	7.8
17	16.83	7.8	7.8
17.5	16.99	7.8	7.8
18	17.23	7.8	7.8
18.5	17.53	7.8	7.8
19	17.82	0	7.8
19.5	18.60	0	3.9
20	19.38	0	0
20.5	20.16	0	0
21	20.93	0	0
21.5	21.02	0	0
22	21.10	0	0
22.5	21.01	0	0
23	21.09	0	0
23.5	21.01	0	3.9
24	21.07	7.8	7.8
24.5	21.03	7.8	7.8
25	20.99	7.8	7.8
25.5	20.95	7.8	7.8
26	20.91	7.8	7.8
26.5	21.03	7.8	7.8
27	20.98	7.8	7.8
27.5	20.91	7.8	7.8
28	20.93	7.8	7.8
28.5	20.91	7.8	7.8
29	20.89	7.8	7.8
29.5	21.02	7.8	7.8
30	20.91	7.8	7.8
30.5	20.98	7.8	7.8
31	20.92	7.8	7.8
31.5	21.05	7.8	7.8
32	21.01	7.8	7.8
32.5	20.98	7.8	7.8
33	20.94	7.8	7.8
33.5	20.90	7.8	7.8
34	21.03	7.8	7.8
34.5	20.99	7.8	7.8
35	20.95	7.8	7.8
35.5	20.92	7.8	7.8
36	21.04	7.8	7.8
36.5	21.00	7.8	7.8
37	20.96	7.8	7.8
37.5	20.92	7.8	7.8
38	21.05	7.8	7.8
38.5	21.01	7.8	7.8
39	20.97	7.8	7.8
39.5	20.93	7.8	7.8
40	20.89	7.8	7.8
40.5	21.02	7.8	7.8
41	20.98	7.8	7.8

41.5	20.93	7.8	7.8
42	20.89	7.8	7.8
42.5	21.02	7.8	7.8
43	20.98	0	7.8
43.5	21.05	0	3.9
44	21.14	0	0
44.5	21.04	0	0
45	21.12	0	0
45.5	21.02	0	0
46	21.09	0	0
46.5	21.00	0	3.9
47	21.05	7.8	7.8
47.5	20.91	7.8	7.8
48	20.89	7.8	7.8
48.5	20.96	7.8	7.8
49	20.93	7.8	7.8
49.5	20.84	7.8	7.8
50	20.75	7.8	7.8
50.5	20.65	7.8	7.8
51	20.56	7.8	7.8
51.5	20.47	7.8	7.8
52	20.38	7.8	7.8
52.5	20.29	7.8	7.8
53	20.19	7.8	7.8
53.5	20.10	7.8	7.8
54	20.01	7.8	7.8
54.5	19.92	7.8	7.8
55	19.82	7.8	7.8
55.5	19.73	7.8	7.8
56	19.64	7.8	7.8
56.5	19.54	7.8	7.8
57	19.45	7.8	7.8
57.5	19.35	7.8	7.8
58	19.26	7.8	7.8
58.5	19.16	7.8	7.8
59	19.07	0	7.8
59.5	19.44	0	3.9
60	19.82	0	0
60.5	20.20	0	0
61	20.58	0	0
61.5	20.96	0	0
62	21.07	0	0
62.5	20.99	0	3.9
63	21.00	7.8	7.8
63.5	20.83	7.8	7.8
64	20.74	7.8	7.8
64.5	20.65	7.8	7.8
65	20.57	7.8	7.8
65.5	20.51	7.8	7.8
66	20.52	7.8	7.8
66.5	20.63	7.8	7.8
67	20.85	7.8	7.8
67.5	20.96	7.8	7.8
68	20.90	7.8	7.8
68.5	20.93	7.8	7.8
69	20.94	7.8	7.8
69.5	20.85	7.8	7.8
70	20.76	7.8	7.8
70.5	20.67	7.8	7.8
71	20.58	7.8	7.8
71.5	20.49	7.8	7.8
72	20.40	7.8	7.8

Tabela 7 - Vazões Históricas, Reais e Repetidas com $\beta = 4$

Hora	Sqh	Sq	Sqrep	Sqrep	Sqrep	Sqrep
0	8	7.797	7.797			
1	8	7.797	7.797			
2	8	7.664	7.797			
3	8	7.779	7.797			
4	8	7.732	7.797	7.732		
5	8	7.754		7.732		
6	8	7.745		7.732		
7	8	7.685		7.732		
8	8	7.704		7.732	7.704	
9	8	7.735			7.704	
10	8	7.745			7.704	
11	8	7.776			7.704	
12	8	7.785			7.704	7.785
13	8	7.763				7.785
14	8	7.729				7.785
15	8	7.751				7.785
16	8	7.763	7.763			7.785
17	8	11.889	7.763			
18	8	14.798	7.763			
19	8	14.832	7.763			
20	8	14.816	7.763	14.816		
21	8	14.785		14.816		
22	8	14.745		14.816		
23	8	14.714		14.816		
24	8	14.567		14.816	14.567	
25	8	14.483			14.567	
26	8	14.48			14.567	
27	8	13.985			14.567	
28	8	11.22			14.567	11.22
29	8	11.229				11.22
30	8	12.864				11.22
31	8	14.555				11.22
32	8	14.567	14.567			11.22
33	8	14.567	14.567			
34	8	14.536	14.567			
35	8	14.514	14.567			
36	8	14.486	14.567	14.486		
37	8	14.502		14.486		
38	8	14.486		14.486		
39	8	14.48		14.486		
40	8	14.474		14.486	14.474	
41	8	14.458			14.474	
42	8	14.452			14.474	
43	8	14.458			14.474	
44	8	14.471			14.474	14.471
45	8	14.421				14.471
46	8	11.643				14.471
47	8	11.621				14.471
48	8	11.145	11.145			14.471

49	7	7.713	11.145		
50	7	7.601	11.145		
51	7	7.745	11.145		
52	7	7.688	11.145	7.688	
53	7	7.688		7.688	
54	7	7.751		7.688	
55	7	7.757		7.688	
56	7	7.72		7.688	7.72
57	7	7.729			7.72
58	7	7.729			7.72
59	7	7.71			7.72
60	7	7.729			7.72
61	7	7.726			7.729
62	7	7.726			7.729
63	7	7.738			7.729
64	7	7.754	7.754		7.729
65	7	7.748	7.754		
66	7	10.401	7.754		
67	7	14.377	7.754		
68	7	13.356	7.754	13.356	
69	7	7.72		13.356	
70	7	7.723		13.356	
71	7	7.707		13.356	
72	7	7.704		13.356	

Tabela 8 - Vazões Reais, Potência Despachada e Nível de Montante Real

Hora	Sq	Pdesp	Nmonreal
0	7.797	7.8	20
1	7.797	7.8	
2	7.664	7.8	
3	7.779	7.8	
4	7.732	7.8	19.25
5	7.754	7.8	
6	7.745	7.8	
7	7.685	7.8	
8	7.704	7.8	18.47
9	7.735	7.8	
10	7.745	7.8	
11	7.776	7.8	
12	7.785	7.8	17.67
13	7.763	7.8	
14	7.729	7.8	
15	7.751	7.8	
16	7.763	7.8	16.84
17	11.889	8.2	
18	14.798	8.2	
19	14.832	8.2	
20	14.816	8.2	18.24
21	14.785	10.5	
22	14.745	10.5	
23	14.714	10.5	

24	14.567	10.5	19.46
25	14.483	11.5	
26	14.48	11.5	
27	13.985	11.5	
28	11.22	11.5	19.81
29	11.229	11.5	
30	12.864	11.5	
31	14.555	11.5	
32	14.567	11.5	19.56
33	14.567	11.5	
34	14.536	11.5	
35	14.514	11.5	
36	14.486	11.5	20.08
37	14.502	12	
38	14.486	12	
39	14.48	12	
40	14.474	12	20.41
41	14.458	12.5	
42	14.452	12.5	
43	14.458	12.5	
44	14.471	12.5	20.49
45	14.421	12.5	
46	11.643	12.5	
47	11.621	12.5	
48	11.145	12.5	19.72
49	7.713	8	
50	7.601	8	
51	7.745	8	
52	7.688	8	18.75
53	7.688	7.8	
54	7.751	7.8	
55	7.757	7.8	
56	7.72	7.8	17.93
57	7.729	7.8	
58	7.729	7.8	
59	7.71	7.8	
60	7.729	7.8	17.10
61	7.726	7.8	
62	7.726	7.8	
63	7.738	7.8	
64	7.754	7.8	16.23
65	7.748	7.8	
66	10.401	7.8	
67	14.377	7.8	
68	13.356	7.8	16.68
69	7.72	7.8	
70	7.723	7.8	
71	7.707	7.8	
72	7.704	7.8	16.15

Anexo B

Unidades

Para as tabelas abaixo, as unidades são h, m, MW, m³/s para as grandezas correspondentes.

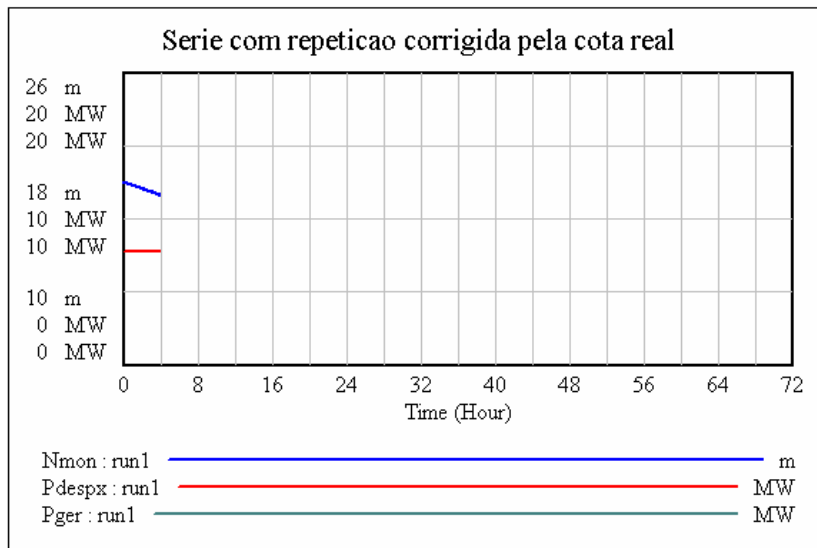


Figura 10 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (0 - 4)

Tabela 9 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real 90 – 4)

Time	Sqrepx	Nmon	Pger	Pdespx
0	7.797	20	7.8	7.8
0.5	7.797	19.91	7.8	7.8
1	7.797	19.82	7.8	7.8
1.5	7.797	19.73	7.8	7.8
2	7.797	19.64	7.8	7.8
2.5	7.797	19.55	7.8	7.8
3	7.797	19.46	7.8	7.8
3.5	7.797	19.37	7.8	7.8
4	7.797	19.27	7.8	7.8

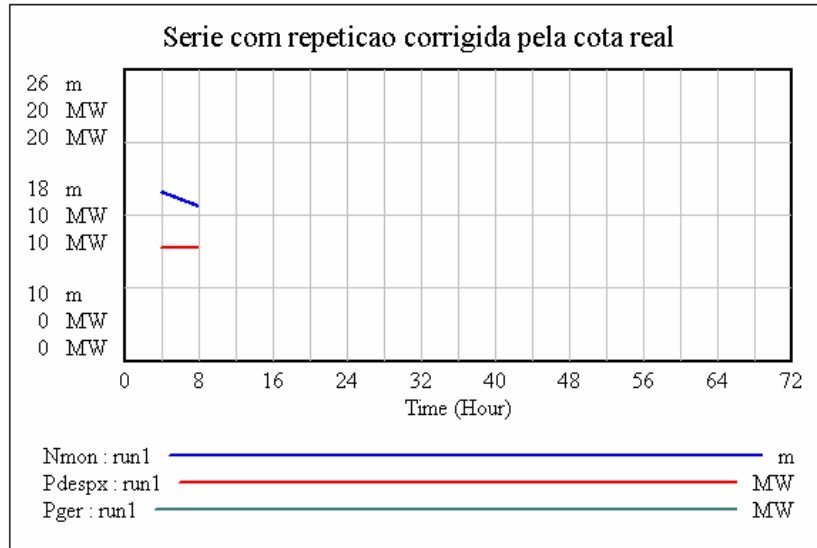


Figura 11 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (4 - 8)

Tabela 10 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real 94 – 8)

Time	Sqrepx	Nmon	Pger	Pdespx
4	7.731	19.25	7.8	7.8
4.5	7.731	19.15	7.8	7.8
5	7.731	19.05	7.8	7.8
5.5	7.731	18.96	7.8	7.8
6	7.731	18.86	7.8	7.8
6.5	7.731	18.76	7.8	7.8
7	7.731	18.66	7.8	7.8
7.5	7.731	18.56	7.8	7.8
8	7.731	18.47	7.8	7.8

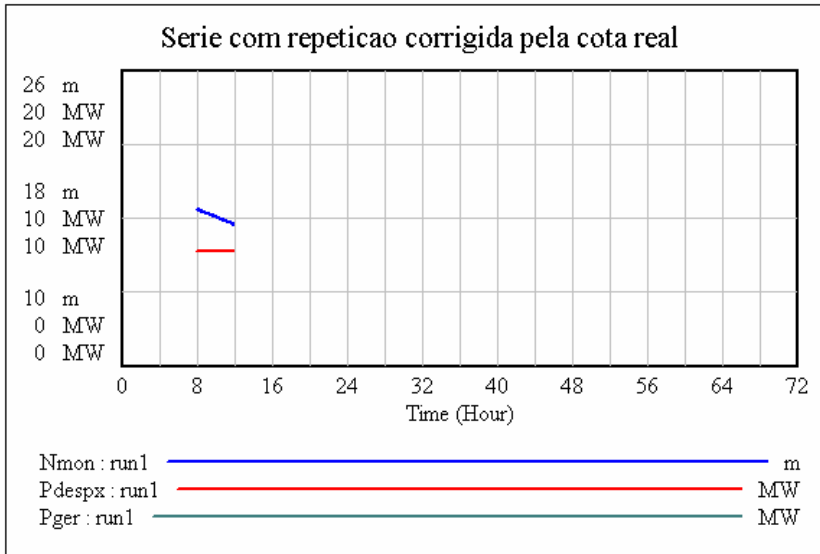


Figura 12 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (8 - 12)

Tabela 11 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real 98 – 12)

Time	Sqrepx	Nmon	Pger	Pdespx
8	7.704	18.47	7.8	7.8
8.5	7.704	18.36	7.8	7.8
9	7.704	18.26	7.8	7.8
9.5	7.704	18.16	7.8	7.8
10	7.704	18.06	7.8	7.8
10.5	7.704	17.95	7.8	7.8
11	7.704	17.85	7.8	7.8
11.5	7.704	17.75	7.8	7.8
12	7.704	17.64	7.8	7.8

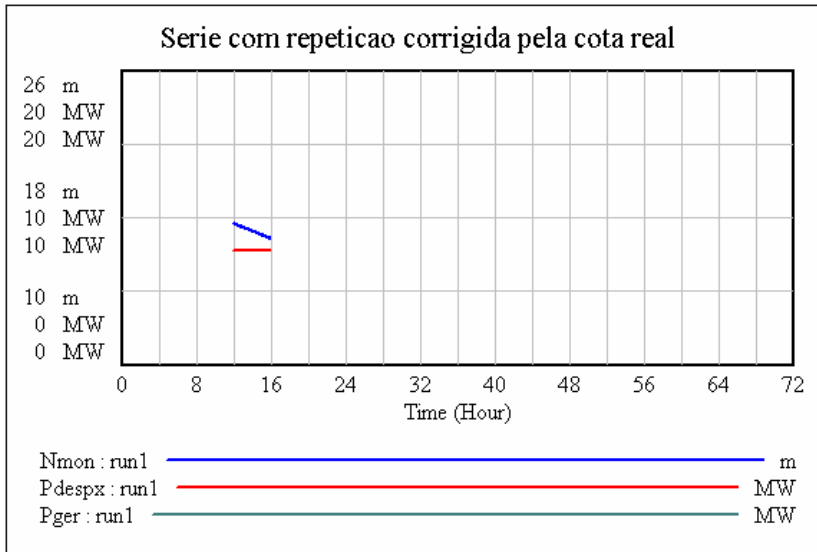


Figura 13 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (12 - 16)

Tabela 12 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real 12 – 16)

Time	Sqrepx	Nmon	Pger	Pdespx
12	7.784	17.67	7.8	7.8
12.5	7.784	17.56	7.8	7.8
13	7.784	17.46	7.8	7.8
13.5	7.784	17.36	7.8	7.8
14	7.784	17.26	7.8	7.8
14.5	7.784	17.16	7.8	7.8
15	7.784	17.05	7.8	7.8
15.5	7.784	16.95	7.8	7.8
16	7.784	16.85	7.8	7.8

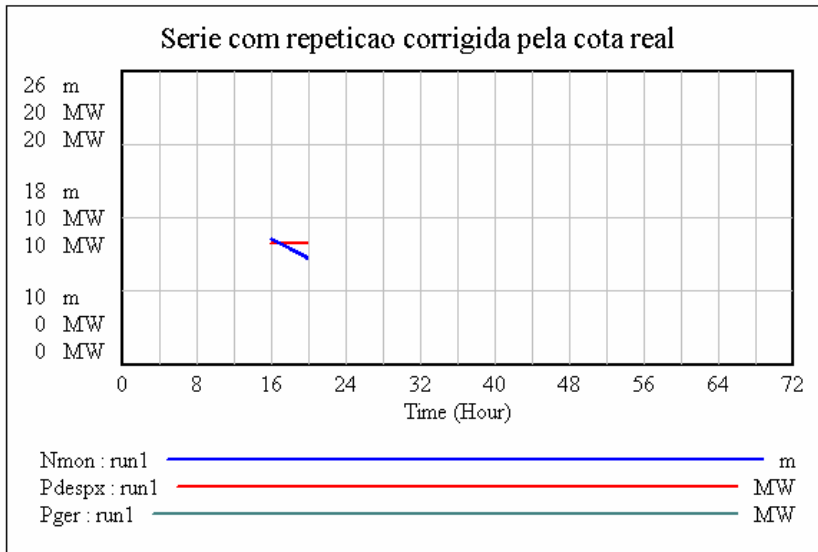


Figura 14 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (16 - 20)

Tabela 13 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real 16 – 20)

Time	Sqrep	Nmon	Pger	Pdespx
16	7.763	16.84	8.2	8.2
16.5	7.763	16.70	8.2	8.2
17	7.763	16.57	8.2	8.2
17.5	7.763	16.44	8.2	8.2
18	7.763	16.31	8.2	8.2
18.5	7.763	16.17	8.2	8.2
19	7.763	16.04	8.2	8.2
19.5	7.763	15.90	8.2	8.2
20	7.763	15.77	8.2	8.2

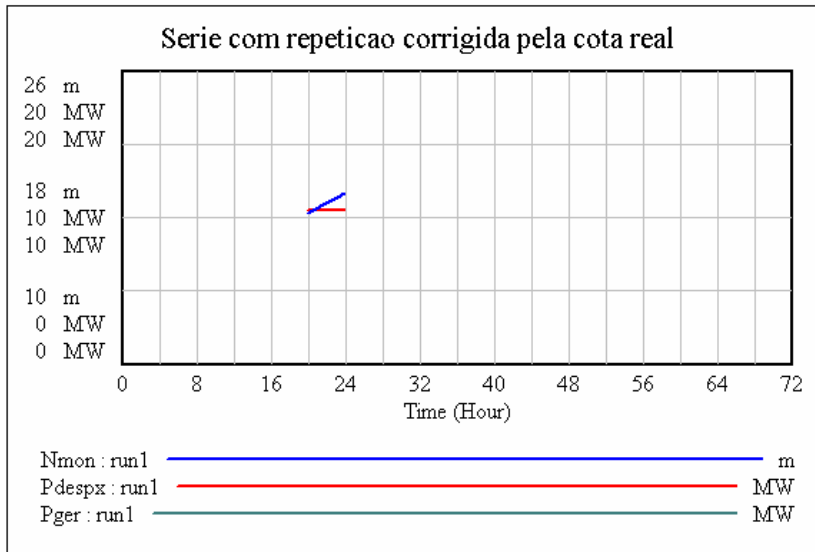


Figura 15 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (20 - 24)

Tabela 14 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real 20 – 24)

Time	Sqrep	Nmon	Pger	Pdespx
20	14.81	18.24	10.5	10.5
20.5	14.81	18.37	10.5	10.5
21	14.81	18.50	10.5	10.5
21.5	14.81	18.63	10.5	10.5
22	14.81	18.77	10.5	10.5
22.5	14.81	18.91	10.5	10.5
23	14.81	19.04	10.5	10.5
23.5	14.81	19.18	10.5	10.5
24	14.81	19.32	10.5	10.5

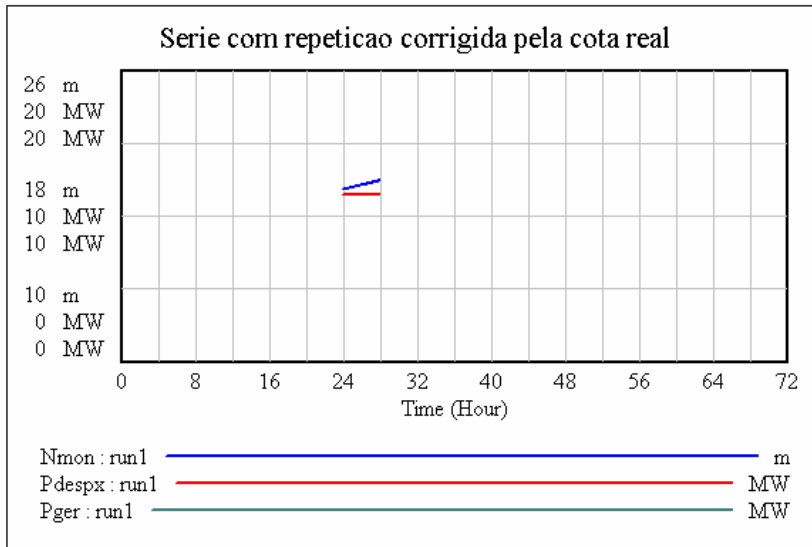


Figura 16 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (24 - 28)

Tabela 15 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (24 – 28)

Time	Sqrep	Nmon	Pger	Pdespx
24	14.46	19.46	11.5	11.5
24.5	14.46	19.51	11.5	11.5
25	14.46	19.58	11.5	11.5
25.5	14.46	19.64	11.5	11.5
26	14.46	19.70	11.5	11.5
26.5	14.46	19.76	11.5	11.5
27	14.46	19.82	11.5	11.5
27.5	14.46	19.88	11.5	11.5
28	14.46	19.95	11.5	11.5

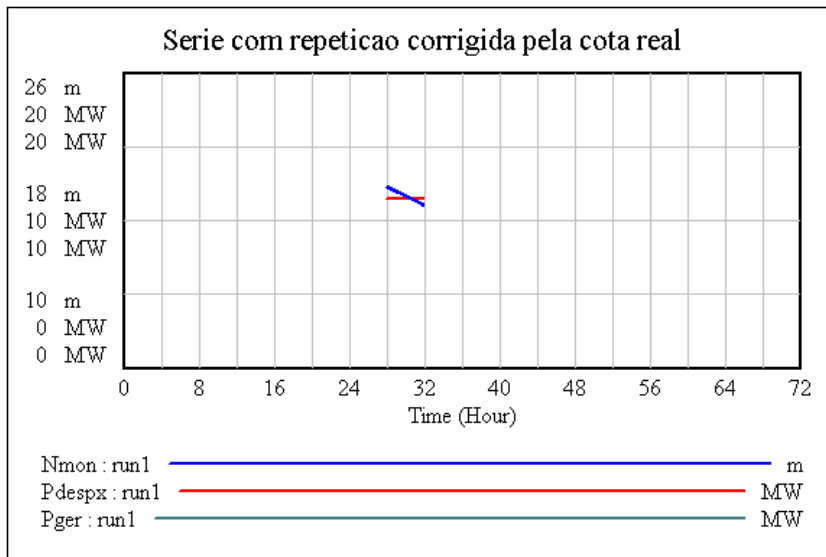


Figura 17 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (28 - 32)

Tabela 16 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (28 – 32)

Time	Sqrepx	Nmon	Pger	Pdespx
28	11.22	19.81	11.5	11.5
28.5	11.22	19.68	11.5	11.5
29	11.22	19.56	11.5	11.5
29.5	11.22	19.44	11.5	11.5
30	11.22	19.32	11.5	11.5
30.5	11.22	19.19	11.5	11.5
31	11.22	19.07	11.5	11.5
31.5	11.22	18.94	11.5	11.5
32	11.22	18.81	11.5	11.5

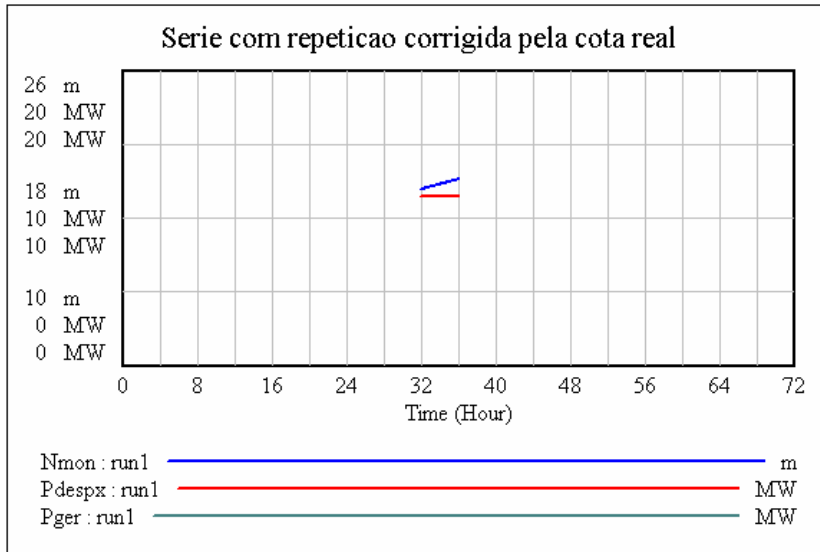


Figura 18 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (32 - 36)

Tabela 17 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (32 – 36)

Time	Sqrep	Nmon	Pger	Pdespx
32	14.56	19.56	11.5	11.5
32.5	14.56	19.62	11.5	11.5
33	14.56	19.69	11.5	11.5
33.5	14.56	19.75	11.5	11.5
34	14.56	19.82	11.5	11.5
34.5	14.56	19.89	11.5	11.5
35	14.56	19.96	11.5	11.5
35.5	14.56	20.03	11.5	11.5
36	14.56	20.10	11.5	11.5

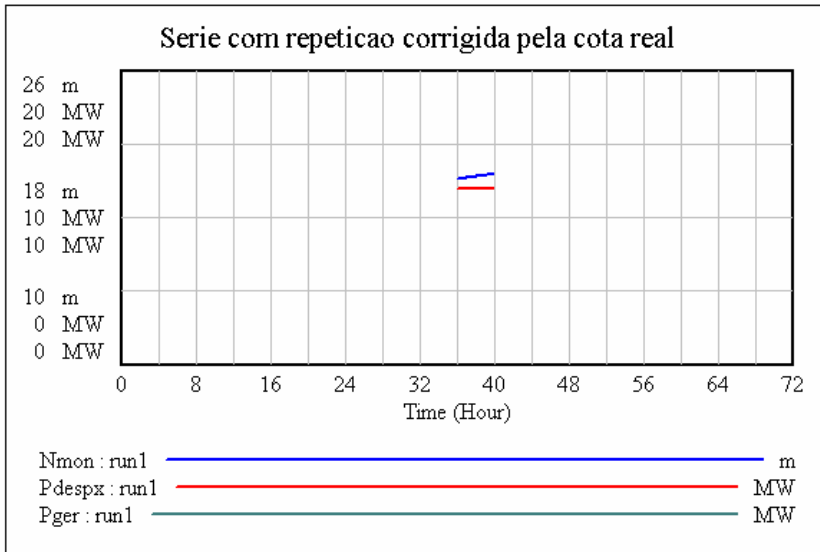


Figura 19 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (36 - 40)

Tabela 18 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (36 – 40)

Time	Sqrepx	Nmon	Pger	Pdespx
36	14.48	20.08	12	12
36.5	14.48	20.11	12	12
37	14.48	20.15	12	12
37.5	14.48	20.18	12	12
38	14.48	20.22	12	12
38.5	14.48	20.25	12	12
39	14.48	20.29	12	12
39.5	14.48	20.33	12	12
40	14.48	20.36	12	12

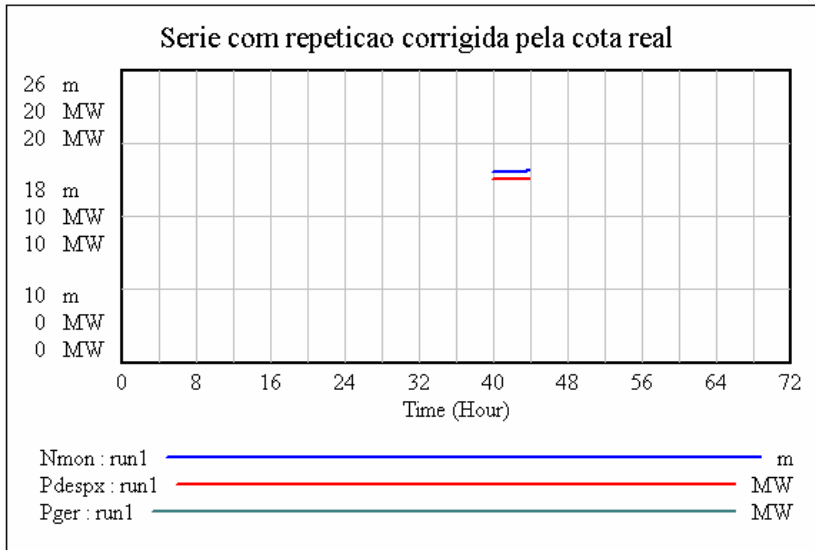


Figura 20 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (40 - 44)

Tabela 19 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (40 – 44)

Time	Sqrep	Nmon	Pger	Pdespx
40	14.47	20.41	12.5	12.5
40.5	14.47	20.41	12.5	12.5
41	14.47	20.42	12.5	12.5
41.5	14.47	20.42	12.5	12.5
42	14.47	20.43	12.5	12.5
42.5	14.47	20.44	12.5	12.5
43	14.47	20.45	12.5	12.5
43.5	14.47	20.45	12.5	12.5
44	14.47	20.46	12.5	12.5

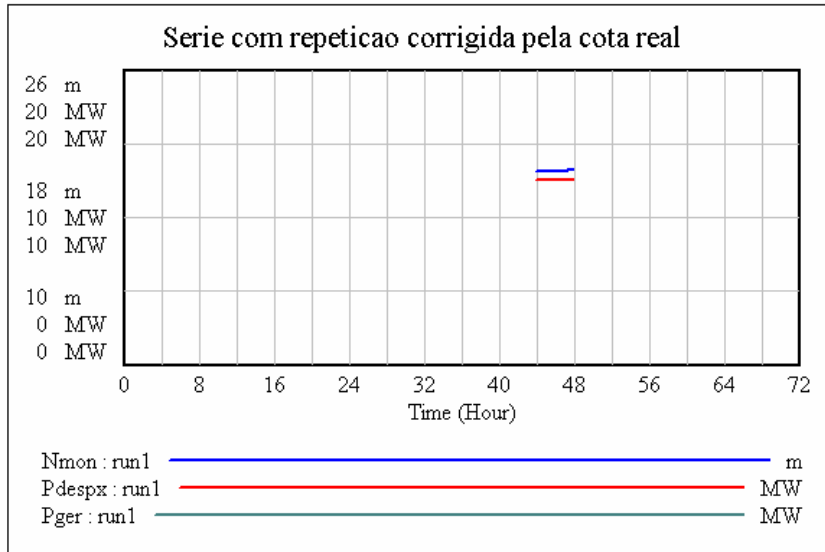


Figura 21 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (44 - 48)

Tabela 20 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (44 – 48)

Time	Sqrep	Nmon	Pger	Pdespx
44	14.47	20.49	12.5	12.5
44.5	14.47	20.49	12.5	12.5
45	14.47	20.50	12.5	12.5
45.5	14.47	20.51	12.5	12.5
46	14.47	20.51	12.5	12.5
46.5	14.47	20.52	12.5	12.5
47	14.47	20.53	12.5	12.5
47.5	14.47	20.53	12.5	12.5
48	14.47	20.54	12.5	12.5

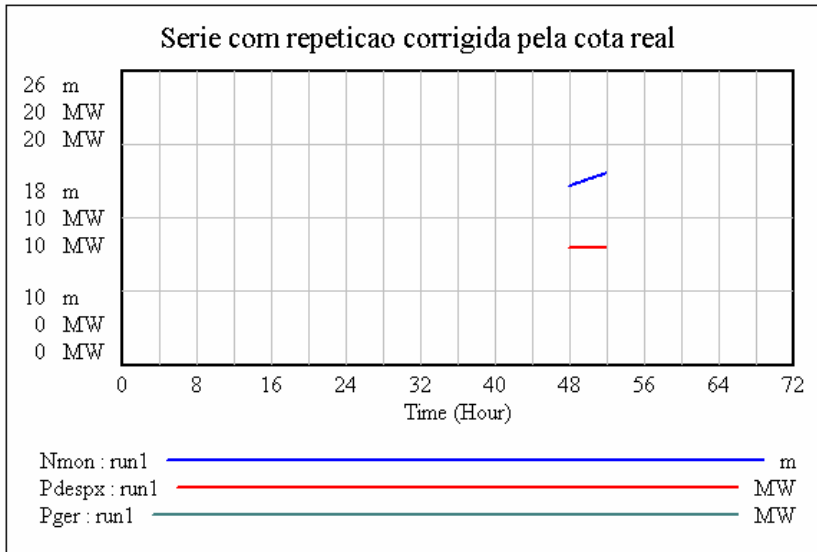


Figura 22 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (48 - 52)

Tabela 21 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (48 – 52)

Time	Sqrepx	Nmon	Pger	Pdespx
48	11.14	19.72	8	8
48.5	11.14	19.80	8	8
49	11.14	19.89	8	8
49.5	11.14	19.98	8	8
50	11.14	20.06	8	8
50.5	11.14	20.15	8	8
51	11.14	20.24	8	8
51.5	11.14	20.33	8	8
52	11.14	20.42	8	8

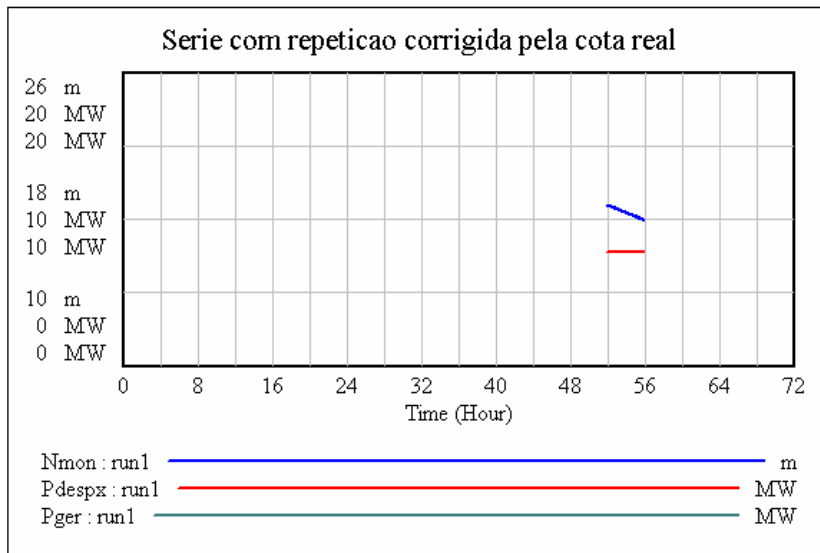


Figura 23 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (52 - 56)

Tabela 22 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (52 – 56)

Time	Sqrep	Nmon	Pger	Pdespx
52	7.688	18.75	7.8	7.8
52.5	7.688	18.64	7.8	7.8
53	7.688	18.54	7.8	7.8
53.5	7.688	18.44	7.8	7.8
54	7.688	18.34	7.8	7.8
54.5	7.688	18.24	7.8	7.8
55	7.688	18.13	7.8	7.8
55.5	7.688	18.03	7.8	7.8
56	7.688	17.93	7.8	7.8

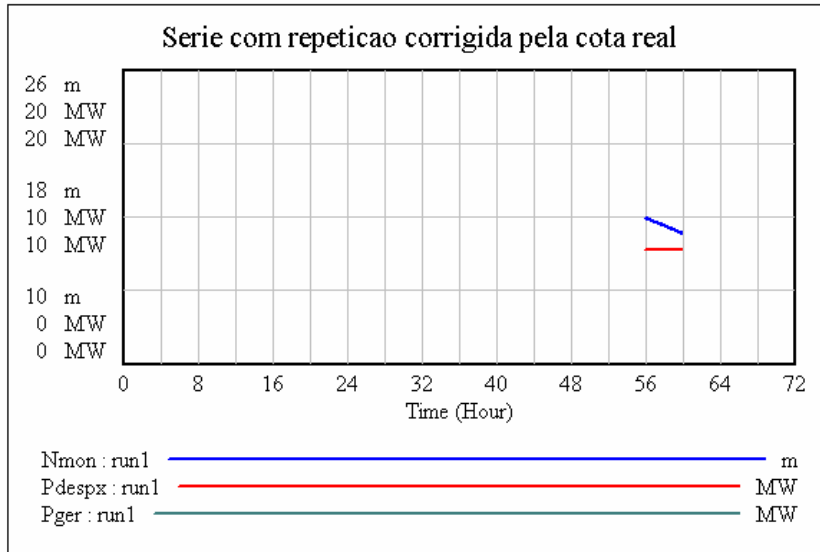


Figura 24 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (56 - 60)

Tabela 23 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (56 – 60)

Time	Sqrepx	Nmon	Pger	Pdespx
56	7.72	17.93	7.8	7.8
56.5	7.72	17.82	7.8	7.8
57	7.72	17.72	7.8	7.8
57.5	7.72	17.61	7.8	7.8
58	7.72	17.51	7.8	7.8
58.5	7.72	17.41	7.8	7.8
59	7.72	17.30	7.8	7.8
59.5	7.72	17.19	7.8	7.8
60	7.72	17.09	7.8	7.8

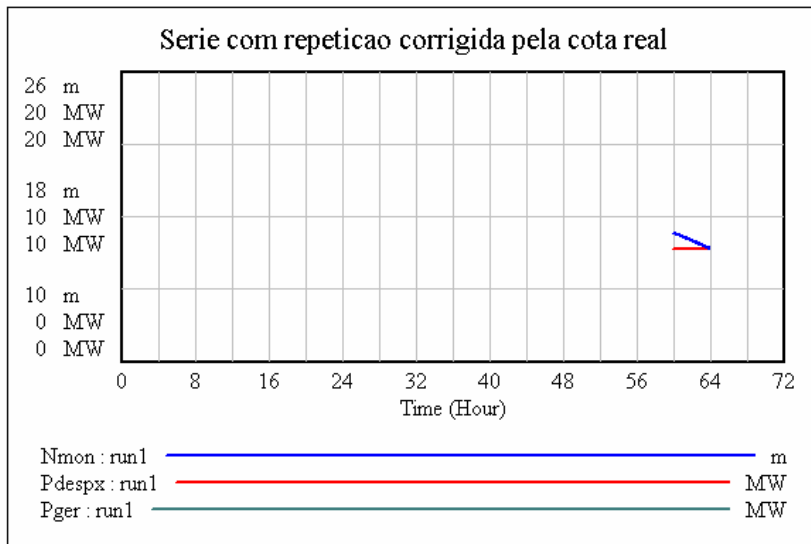


Figura 25 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (60 - 64)

Tabela 24 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (60 – 64)

Time	Sqrepx	Nmon	Pger	Pdespx
60	7.729	17.1	7.8	7.8
60.5	7.729	16.99	7.8	7.8
61	7.729	16.88	7.8	7.8
61.5	7.729	16.77	7.8	7.8
62	7.729	16.67	7.8	7.8
62.5	7.729	16.56	7.8	7.8
63	7.729	16.45	7.8	7.8
63.5	7.729	16.34	7.8	7.8
64	7.729	16.23	7.8	7.8

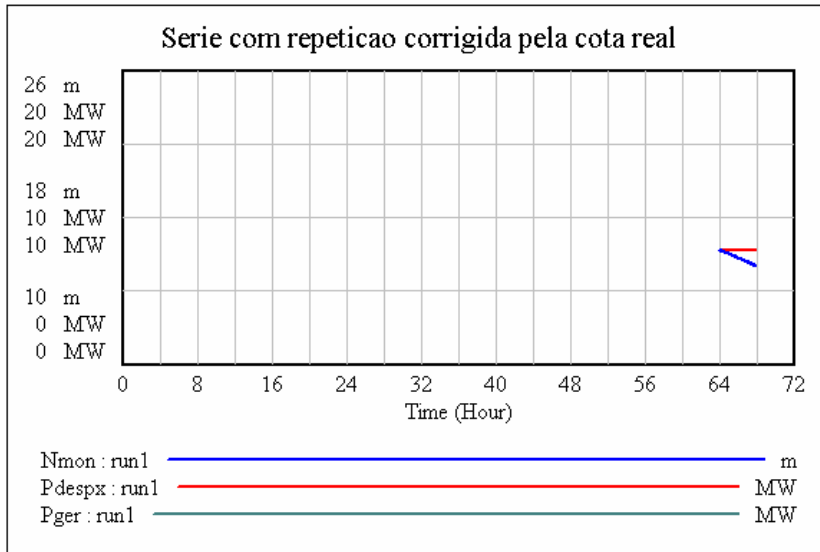


Figura 26 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (64 - 68)

Tabela 25 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (64 – 68)

Time	Sqrepx	Nmon	Pger	Pdespx
64	7.754	16.23	7.8	7.8
64.5	7.754	16.12	7.8	7.8
65	7.754	16.01	7.8	7.8
65.5	7.754	15.89	7.8	7.8
66	7.754	15.78	7.8	7.8
66.5	7.754	15.67	7.8	7.8
67	7.754	15.56	7.8	7.8
67.5	7.754	15.45	7.8	7.8
68	7.754	15.33	7.8	7.8

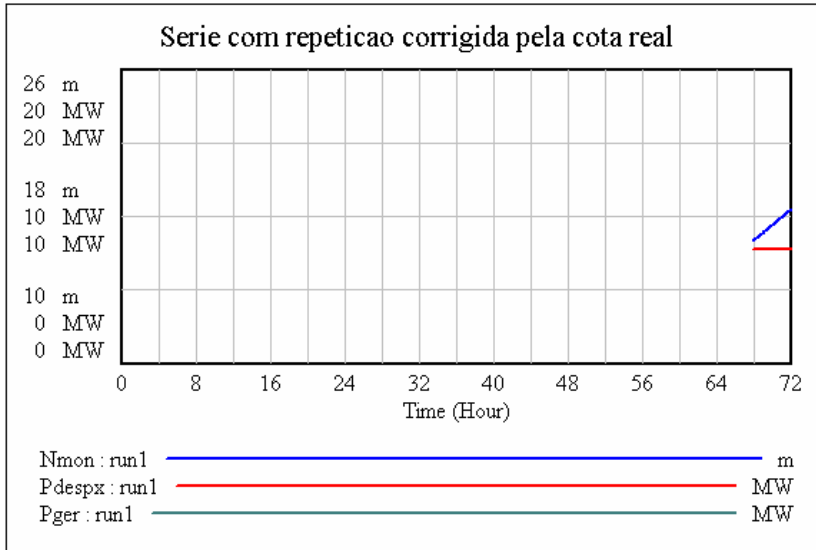


Figura 27 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (68 - 72)

Tabela 26 – Série com Repetição Corrigida pela Cota Real (68 – 72)

Time	Sqrepx	Nmon	Pger	Pdespx
68	13.35	16.68	7.8	7.8
68.5	13.35	16.88	7.8	7.8
69	13.35	17.09	7.8	7.8
69.5	13.35	17.30	7.8	7.8
70	13.35	17.52	7.8	7.8
70.5	13.35	17.73	7.8	7.8
71	13.35	17.94	7.8	7.8
71.5	13.35	18.16	7.8	7.8
72	13.35	18.37	7.8	7.8

Referências

- [1] COSTA, Helder L. da, *Dinâmica de Sistemas – Referências*. S. I., S. ed., I sem. 2004.
- [2] Critérios para Classificação da Modalidade de Operação de Usinas – Submódulo 26.2, Ver. 0, 05/06/2007, ONS.
- [3] Diretrizes para Projetos de PCH, Capítulo 6 – Estudos Básicos, Eletrobrás.
- [4] ENERGIA ASSEGURADA, Cadernos Temáticos da ANEEL, ANEEL, 04/2005.
- [5] FLORENTIN, Carlos M. C., *Operação de Sistemas Hidroelétricos em Ambiente Competitivo: Uma abordagem da Gestão Empresarial via Simulação Estocástica e Dinâmica de Sistemas*, Florianópolis, 2000, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, UFSC.
- [6] FORD, Andrew, *Modeling the Environment: An Introduction to System Dynamics Modeling of Environmental Systems*, Washington D. C.: Island Press, 401 p.
- [7] FORTUNATO, Luiz A. M. *et alii*, *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Niterói: EDUFF – Editora Universitária, 1990, 232 p.
- [8] HEC – RAS River Analysis System, *US Army Corps*. Disponível em www.hec.usace.army.mil/software/hec-ras/
- [9] INFORMATIVO TÉCNICO - ENERGIA ELÉTRICA, nº 04 , junho/2009, Brasília, MME/SEE/DGSE
- [10] INFORME SOBRE AS PCHS, 04/06/2002, Porto Alegre, BRDE.
- [11] INSTRUÇÕES PARA ESTUDOS DE VIABILIDADE DE APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS, 1997, DNAEE, MME.
- [12] LOPES, C. T. G., *Planejamento, Estado e Crescimento*; São Paulo: LivrariaPioneira Editora; 1990, 205 p.
- [13] MEDEIROS, C., Alstom estima crescimento de 500 MW por ano no mercado de PCHs, 02/06/2009. Disponível em www.canalenergia.com.br
- [14] MOROZOWSKI, . F. et alii, *Planejamento e Dinâmica de Sistemas*

Energéticos – Relatório final; ONS, 2006

[15] PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2007 – 2016, EPE, MME, 2007.

[16] PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2008 – 2017, EPE, MME, 2008.

[17] SICA, Everthon T. e CAMARGO, Celso de B., *Planejamento Integrado dos Recursos Hídricos para Geração de Energia Elétrica Considerando Múltiplos Critérios e a Dinâmica do Capital Natural*, Rio de Janeiro: SNPTEE, 2007.

[18] Vensim – PLE (Personal Learning Edition), www.vensim.com

Legislação

Brasil, Lei nº 1943, de 28/05/2009, Presidência da República.

BRASIL, Portaria Nº 258, de 28/07/2008, MME.

BRASIL, Lei Nº 488, de 15/06/2007, Presidência da República.

BRASIL, Resolução Normativa Nº 247, de 21/12/2006, ANEEL.

BRASIL, Lei Nº 11075, de 30/12/2004, Presidência da República.

BRASIL, Resolução Normativa Nº 132, de 23/12/2004, ANEEL.

BRASIL, Decreto Nº 5163, de 30/07/2004, Presidência da República.

BRASIL, Decreto Nº 5025, de 30/03/2004, Presidência da República.

BRASIL, Lei Nº 10848, de 15/03/2004, Presidência da República.

BRASIL, Resolução Nº 652, de 09/12/2003, ANEEL.

BRASIL, Lei N° 10762, de 11/11/2003, Presidência da República.

AGUIAR, J. de, Relatório do Processo N° 48500.000926/01-91, de 11/03/2003, ANEEL.

BRASIL, Decreto 4541, de 23/12/2002, Presidência da República.

BRASIL, Lei N° 10438, de 26/04/2002, Presidência da República.

BRASIL, Resolução N° 169, de 03/05/2001, ANEEL.

BRASIL, Decreto N° 3653, de 07/11/2000, Presidência da República.

BRASIL, Resolução N° 394, de 04/12/1998, ANEEL.

BRASIL, Decreto N° 2655, de 02/07/1998, Presidência da República.

BRASIL, Lei N° 9648, de 27/05/1998, Presidência da República.

BRASIL, Lei N° 9427, de 26/12/1996, Presidência da República.

BRASIL, Lei N° 9074, de 07/07/1995, Presidência da República.

BRASIL, Lei N° 7990, de 28/12/1989, Presidência da República.