

Amanda Nerger

**Modelo de Fluxo de Potência Ótimo
Dinâmico para Sistemas Hidrotérmicos**

Bauru - SP

Junho de 2022

Amanda Nerger

Modelo de Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico para Sistemas Hidrotérmicos

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual Paulista “Júlio De Mesquita Filho”, UNESP, Câmpus de Bauru, como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"

Faculdade de Engenharia de Bauru

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno

Bauru - SP

Junho de 2022

N444m NERGER, Amanda
Modelo de fluxo de potência ótimo dinâmico para sistemas hidrotérmicos / Amanda Nerger. -- Bauru, 2022
142 p. : il., tabs.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de Engenharia, Bauru
Orientador: Leonardo Nepomuceno

1. Engenharia elétrica. 2. Otimização matemática. 3. Sistemas de energia elétrica hidrotérmica. 4. Fluxo de potência ótimo. 5. Otimização não-linear. I. Título.

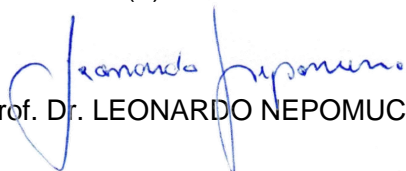
Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca da Faculdade de Engenharia, Bauru. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE AMANDA NERGER, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 02 dias do mês de junho do ano de 2022, às 09:00 horas, por meio de Videoconferência, realizou-se a defesa de DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de AMANDA NERGER, intitulada **MODELO DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO DINÂMICO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS**. A Comissão Examinadora foi constituída pelos seguintes membros: Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO (Orientador(a) - Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Eletrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, Prof. Dr. MARCELO AUGUSTO CICOGNA (Participação Virtual) do(a) - / HydroByte Software, Prof. Dr. ANDRE CHRISTOVAO PIO MARTINS (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP. Após a exposição pela mestrande e arguição pelos membros da Comissão Examinadora que participaram do ato, de forma presencial e/ou virtual, a discente recebeu o conceito final: Aprovado .

Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelo(a) Presidente(a) da Comissão Examinadora.



Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO

*Aos meus pais que sempre trabalharam arduamente para que nunca me faltasse nada e que sempre fizeram questão de que meus estudos viessem em primeiro lugar.
À minha melhor amiga e minha motivação diária, minha mãe, Marta Rocha.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço minha mãe, Marta Rocha, por toda a educação que me deu, por nunca ter me deixado desistir nos meus momentos mais difíceis, que continua me apoiando e me dando forças para que eu consiga seguir em frente, vencendo meus maiores desafios.

À toda minha família e aos meus grandes amigos pelo apoio e compreensão nestes anos de estudo.

Ao meu orientador, professor Leonardo Nepomuceno, por todo o acolhimento e ensinamentos, principalmente pelo apoio em momentos que eu não conseguia focar nos estudos por problemas pessoais. Seu apoio e sua confiança em mim, é de extrema importância. Agradeço imensamente pela oportunidade e amparo.

Aos queridos amigos que fiz durante a Pós-graduação, Ana Raquel Faccioli, Daniel Fernando Garcia, João Vitor Dias, Letícia Maria Miquelin e Marcelo Fernandes Cabral, obrigada pelo apoio e acolhimento, pelos bons momentos e por todo incentivo.

À CAPES, Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, pelo apoio financeiro concedido.

Por fim e não menos importante, a Deus, que jamais me deixou desistir e abrir mão dos meus desafios, mesmo nos meus momentos de menor fé.

"Hoje, ainda almejamos saber por que estamos aqui e de onde viemos. O desejo profundo da humanidade pelo conhecimento é justificativa suficiente para nossa busca contínua." (Stephen Hawking)

RESUMO

Este trabalho propõe um novo modelo para o problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) relacionado à sistemas hidrotérmicos. Para sistemas hidrotérmicos, os modelos de FPO propostos na literatura têm ignorado, ou tratado de forma simplificada, a representação das restrições hidráulicas das unidades hidrelétricas. O objetivo deste trabalho é propor um modelo de FPO que minimiza os custos de combustíveis de unidades termelétricas para geração de energia elétrica, através de um despacho ativo/reactivo, em que as restrições hidráulicas sejam representadas de forma detalhada. Em função da inserção das restrições hidráulicas, o modelo proposto é denominado FPO Hidrotérmico (FPOH). O modelo FPOH é formulado como um problema de otimização não-linear e dinâmico, em que todas as restrições são consideradas para cada período de tempo de uma operação diária, em base horária, representando a dinâmica dos reservatórios das usinas hidrelétricas e do consumo de energia elétrica (demanda). Os testes computacionais do modelo FPOH foram realizados utilizando-se três sistemas IEEE, os quais foram adaptados para sistemas hidrotérmicos com maior participação de geração hidrelétrica. Os resultados obtidos, envolvendo sistemas de pequeno a grande porte, evidenciam a importância das restrições hidráulicas serem representadas de forma detalhada, mostrando a importância do gerenciamento/planejamento hídrico. A representação das restrições hidráulicas mostrou-se particularmente importante para sistemas com matriz energética similar àquela do sistema brasileiro, em que a maior parte da energia gerada é proveniente das usinas hidrelétricas.

Palavras-chave: Fluxo de Potência Ótimo, Sistemas Hidrotérmicos, Otimização Não-linear.

ABSTRACT

This project aims at proposing a new model for the Optimal Power Flow (OPF) problem related to hydrothermal systems. For hydrothermal systems, the OPF models proposed in the literature have ignored or treated in a simplified way the representation of the hydraulic constraints of hydroelectric units. The objective of this project is to propose an OPF model that minimizes the fuel costs of thermoelectric units for the generation of electric energy, through an active/reactive dispatch, in which the hydraulic constraints are considered and represented in detailed way. Due to the insertion of hydraulics constraints, the proposed model is called OPF Hydrothermal (OPFH). The OPFH model is formulated as a nonlinear and dynamic optimization problem, in which all constraints are considered for each time period of a daily operation, on an hourly basis, representing the dynamics of hydroelectric power plant reservoirs and electricity consumption (power demand). The computational tests of the OPFH model were performed using three IEEE systems, which were adapted for hydrothermal systems with greater participation of hydroelectric generation. The results obtained, involving small to large systems, show the importance of hydraulic constraints to be represented in detailed way, showing the importance of water management/planning. The representation of hydraulic constraints proved to be particularly important for systems with an energy matrix similar to that of the Brazilian system, in which most of the energy generated comes from hydroelectric plants.

Keywords: Optimal Power Flow, Hydrothermal Systems, Nonlinear Optimization.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Diagrama Unifilar de um Transformador Generalizado.	27
Figura 3.1 – Perfil Esquemático de Usinas Hidrelétricas.	29
Figura 3.2 – Simbologia dos Tipos de Reservatório - Exemplo da Bacia do Paranaíba.	30
Figura 3.3 – Representação Esquemática de uma Usina Hidrelétrica com Algumas Variáveis Relevantes para seu Planejamento e Operação.	31
Figura 3.4 – Vazões Afluentes de Parte da Bacia Hidrográfica do Paraná.	33
Figura 3.5 – Curvas de Cota Montante \times Volume e Cota do Canal de Fuga \times Defluência para a Usina de Nova Ponte.	35
Figura 3.6 – Curvas de Potência Máxima \times Altura de Queda Líquida e Vazão Turbinada Máxima \times Altura de Queda Líquida.	37
Figura 3.7 – Curvas de Potência Máxima \times Altura de Queda Líquida Para a Usina de Emborcação.	39
Figura 3.8 – Função de Rendimento de uma Unidade Geradora - Usina Igarapava.	40
Figura 5.1 – Diagrama Esquemático das Usinas Hidrelétricas do SIN.	51
Figura 5.2 – Cascata do Sistema-Teste Modificado de 24 Barras.	52
Figura 5.3 – Perfil da Demanda Horária dos Sistemas-Teste	54
Figura 5.4 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Caso 1.	58
Figura 5.5 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Caso 2.	58
Figura 5.6 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Caso 3.	59
Figura 5.7 – Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.	60
Figura 5.8 – Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.	60
Figura 5.9 – Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.	61
Figura 5.10 – Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.	62
Figura 5.11 – Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.	62
Figura 5.12 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Caso 1.	63

Figura 5.13–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Caso 2. . . .	64
Figura 5.14–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Caso 3. . . .	65
Figura 5.15–Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.	65
Figura 5.16–Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.	66
Figura 5.17–Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.	66
Figura 5.18–Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.	67
Figura 5.19–Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.	67
Figura 5.20–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Casos 1 e 2.	69
Figura 5.21–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Caso 3.	70
Figura 5.22–Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.	71
Figura 5.23–Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.	71
Figura 5.24–Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.	72
Figura 5.25–Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.	72
Figura 5.26–Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.	73
Figura 5.27–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Caso 1.	74
Figura 5.28–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Caso 2.	74
Figura 5.29–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Caso 3.	75
Figura 5.30–Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.	76
Figura 5.31–Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.	76

Figura 5.32–Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.	77
Figura 5.33–Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.	78
Figura 5.34–Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.	78
Figura 5.35–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Não-linear.	80
Figura 5.36–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Linear.	81
Figura 5.37–Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Não-linear \times Linear.	81
Figura 5.38–Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Não-linear \times Linear.	82
Figura 5.39–Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Não-linear \times Linear.	83
Figura 5.40–Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Não-linear \times Linear.	83
Figura 5.41–Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Não-linear \times Linear.	84
Figura 5.42–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Não-linear.	85
Figura 5.43–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Linear.	85
Figura 5.44–Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Não-linear \times Linear.	86
Figura 5.45–Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Não-linear \times Linear.	87
Figura 5.46–Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Não-linear \times Linear.	87
Figura 5.47–Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Não-linear \times Linear.	88
Figura 5.48–Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Não-linear \times Linear.	88
Figura 5.49–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Casos 1 e 2.	90
Figura 5.50–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Caso 3.	91

Figura 5.51–Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.	91
Figura 5.52–Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.	92
Figura 5.53–Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.	92
Figura 5.54–Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.	93
Figura 5.55–Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.	94
Figura 5.56–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Caso 1. . .	95
Figura 5.57–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Caso 2. . .	95
Figura 5.58–Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Caso 3. . .	96
Figura 5.59–Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.	96
Figura 5.60–Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.	97
Figura 5.61–Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.	98
Figura 5.62–Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.	98
Figura 5.63–Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Coeficientes dos Polinômios das Cotas de Montante e de Jusante da Usina de Nova Ponte.	35
Tabela 5.1 – Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 24 Barras.	52
Tabela 5.2 – Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 24 Barras.	53
Tabela 5.3 – Dados da Demanda Horária Utilizada no Sistema-Teste 24 barras. . . .	54
Tabela 5.4 – Dados dos Reservatórios das Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 24 Barras.	55
Tabela 5.5 – Número Total de Restrições de Igualdade e Desigualdade - Sistema 24 Barras.	56
Tabela 5.6 – Tempo Decorrido da Simulação - Sistema 24 Barras, Situação Cheia e Seca, Casos 1, 2 e 3.	57
Tabela 5.7 – Função Objetivo - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3. .	57
Tabela 5.8 – Função Objetivo - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3. . .	63
Tabela 5.9 – Número Total de Restrições de Igualdade e Desigualdade - Sistema 118 Barras	68
Tabela 5.10–Tempo Decorrido da Simulação - Sistema 118 Barras, Situação Cheia e Seca, Casos 1, 2 e 3.	68
Tabela 5.11–Função Objetivo - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3. .	68
Tabela 5.12–Função Objetivo - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3. .	73
Tabela 5.13–Número Total de Restrições de Igualdade e Desigualdade - Sistema 118 Barras, Não-linear/Linear.	79
Tabela 5.14–Tempo Decorrido da Simulação - Sistema 118 Barras, Situação Cheia e Seca, Não-linear/Linear.	79
Tabela 5.15–Função Objetivo - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Não-linear × Linear.	80
Tabela 5.16–Função Objetivo - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Não-linear × Linear.	84
Tabela 5.17–Número Total de Restrições de Igualdade e Desigualdade - Sistema 300 Barras	89
Tabela 5.18–Tempo Decorrido da Simulação - Sistema 300 Barras, Situação Cheia e Seca, Casos 1, 2 e 3.	89
Tabela 5.19–Função Objetivo - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3. .	89
Tabela 5.20–Função Objetivo - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3. .	94
Tabela A.1–Dados das Unidades Geradoras Termelétricas do Sistema-Teste de 24 Barras.	107

Tabela A.2–Polinômios das Curvas de Cotas x Volume e Coeficientes de Perda de Carga dos Reservatórios do Sistema-Teste de 24 Barras.	107
Tabela A.3–Volumes Iniciais e Volumes de Meta do Sistema-Teste de 24 Barras. . .	108
Tabela A.4–Altura de Queda Líquida, Potência e Vazão Turbinada Efetivas dos Geradores Hidráulicos - Sistema-Teste de 24 Barras.	108
Tabela A.5–Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 24 Barras.	109
Tabela A.6–Vazões Afluentes Médias dos Períodos de Cheia e de Seca do Sistema-Teste de 24 Barras.	109
Tabela A.7–Usinas f à Montante das Usinas r do Sistema-Teste de 24 Barras. . . .	110
Tabela B.1–Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 118 Barras.	111
Tabela B.2–Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 118 Barras (continua).	112
Tabela B.3–Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 118 Barras (continuação).	113
Tabela B.4–Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 118 Barras (conclusão).	114
Tabela B.5–Dados da Demanda Horária do Sistema-Teste de 118 Barras.	114
Tabela B.6–Dados das Unidades Geradoras Termelétricas do Sistema-Teste de 118 Barras.	115
Tabela B.7–Dados dos Reservatórios das Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 118 Barras (continua).	115
Tabela B.8–Dados dos Reservatórios das Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 118 Barras (conclusão).	116
Tabela B.9–Polinômios das Curvas de Cotas x Volume e Coeficientes de Perda de Carga dos Reservatórios do Sistema-Teste de 118 Barras (continua). . .	116
Tabela B.10–Polinômios das Curvas de Cotas x Volume e Coeficientes de Perda de Carga dos Reservatórios do Sistema-Teste de 118 Barras (conclusão). .	117
Tabela B.11–Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 118 Barras (continua).	117
Tabela B.12–Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 118 Barras (continuação).	118
Tabela B.13–Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 118 Barras (conclusão).	119

Tabela B.14–Altura de Queda Líquida, Potência e Vazão Turbinada Efetivas dos Geradores Hidráulicos - Sistema-Teste de 118 Barras.	120
Tabela B.15–Volumes Iniciais e Volumes de Meta do Sistema-Teste de 118 Barras. . .	121
Tabela B.16–Vazões Afluentes Médias dos Períodos de Cheia e de Seca do Sistema-Teste de 118 Barras.	122
Tabela B.17–Usinas f à Montante das Usinas r do Sistema-Teste de 118 Barras. . .	123
Tabela C.1–Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 300 Barras.	124
Tabela C.2–Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 300 Barras (continua).	125
Tabela C.3–Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 300 Barras (continuação).	126
Tabela C.4–Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 300 Barras (continuação).	127
Tabela C.5–Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 300 Barras (continuação).	128
Tabela C.6–Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 300 Barras (conclusão).	129
Tabela C.7–Dados da Demanda Horária do Sistema-Teste de 300 Barras.	130
Tabela C.8–Dados das Unidades Geradoras Termelétricas do Sistema-Teste de 300 Barras.	131
Tabela C.9–Dados dos Reservatórios das Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 300 Barras (continua).	131
Tabela C.10–Dados dos Reservatórios das Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 300 Barras (conclusão).	132
Tabela C.11–Polinômios das Curvas de Cotas x Volume e Coeficientes de Perda de Carga dos Reservatórios do Sistema-Teste de 300 Barras.	133
Tabela C.12–Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 300 Barras (continua).	134
Tabela C.13–Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 300 Barras (continuação).	135
Tabela C.14–Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 300 Barras (continuação).	136
Tabela C.15–Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 300 Barras (continuação).	137

Tabela C.16–Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 300 Barras (conclusão).	138
Tabela C.17–Altura de Queda Líquida, Potência e Vazão Turbinada Efetivas dos Geradores Hidráulicos - Sistema-Teste de 300 Barras (continua).	138
Tabela C.18–Altura de Queda Líquida, Potência e Vazão Turbinada Efetivas dos Geradores Hidráulicos - Sistema-Teste de 300 Barras (conclusão).	139
Tabela C.19–Volumes Iniciais e Volumes de Meta do Sistema-Teste de 300 Barras.	140
Tabela C.20–Vazões Afluentes Médias - Cheia/Seca - Sistema-Teste de 300 Barras.	141
Tabela C.21–Usinas f à Montante das Usinas r do Sistema-Teste de 300 Barras.	142

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
2	MODELO DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	23
2.1	Introdução	23
2.2	Nomenclatura	23
2.3	Formulação Matemática	25
3	GERAÇÃO DE ENERGIA EM USINAS HIDRELÉTRICAS	29
3.1	Variáveis e Parâmetros de uma Usina Hidrelétrica	30
3.2	Balanco de Massa de Água	33
3.3	Cotas dos Reservatórios	34
3.4	Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima Expressas em Função da Altura de Queda Líquida	36
3.5	Rendimento de Unidades Geradoras	39
3.6	Função de Produção	40
4	MODELO DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO HIDROTÉR- MICO	42
4.1	Introdução	42
4.2	Nomenclatura	42
4.3	Formulação do Fluxo de Potência Ótimo Hidrotérmico	46
4.3.1	Restrições de Geração Hidráulica	47
5	RESULTADOS NUMÉRICOS	50
5.1	Descrição dos Sistemas Utilizados	50
5.1.1	Princípios Gerais para Criação dos Sistemas-Teste Modificados	51
5.1.2	Dados dos Sistemas-Teste Hidrotérmicos	52
5.2	Sistema-Teste Modificado de 24 Barras	56
5.2.1	Situação de Cheia - Sistema 24 Barras	57
5.2.2	Situação de Seca - Sistema 24 Barras	63
5.3	Sistema-Teste Modificado de 118 barras	68
5.3.1	Situação de Cheia - Sistema 118 Barras	68
5.3.2	Situação de Seca - Sistema 118 Barras	73
5.3.3	Restrições Hidráulicas: Não Lineares \times Lineares	79
5.3.3.1	Situação de Cheia - Não-linear / Linear	79
5.3.3.2	Situação de Seca - Não-linear / Linear	84

5.4	Sistema-Teste Modificado de 300 barras	89
5.4.1	Situação de Cheia - Sistema 300 Barras	89
5.4.2	Situação de Seca - Sistema 300 Barras	94
6	CONCLUSÕES	100
	REFERÊNCIAS	102
	APÊNDICES	106
	APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA-TESTE MODIFI- CADO DE 24 BARRAS	107
	APÊNDICE B – DADOS DO SISTEMA-TESTE MODIFI- CADO DE 118 BARRAS	111
	APÊNDICE C – DADOS DO SISTEMA-TESTE MODIFI- CADO DE 300 BARRAS	124

1 INTRODUÇÃO

O problema Fluxo de Potência Ótimo (FPO) em sistemas de energia foi originalmente proposto por (CARPENTIER, 1962) e (DOMMEL H.W.; TINNEY, 1968), de forma individualizada. O FPO tem como objetivo calcular um conjunto de variáveis de decisão, a fim de otimizar um critério estabelecido de otimização, geralmente relacionado aos sistemas de geração e transmissão, respeitando conjuntos de restrições impostos no problema. Historicamente, o FPO foi proposto como uma generalização do problema de despacho econômico (HAPP, 1977), sendo que, ao contrário do problema de despacho econômico, no FPO a rede de transmissão é descrita de forma detalhada.

Dependendo da formulação adotada, vários problemas de otimização clássicos têm sido propostos, os quais podem ser vistos como casos especiais de um problema de FPO mais geral. Para problemas em que as variáveis de decisão envolvem a saída de geração de potência de unidades de geração do sistema, especifica-se uma classe de problemas de FPO denominada de despacho de geração.

Os problemas de despacho de geração de curto prazo, foco deste trabalho, por sua vez, têm sido classificados nos seguintes subproblemas: despacho econômico (PAPAGEORGIOU; FRAGA, 2007) (JABR, 2012) (TAO et al., 2014), em que o sistema de transmissão é geralmente desprezado, o problema de *unit commitment* (BORGHETTI et al., 2008) (BERTSIMAS et al., 2013) (ANSARI; AMJADY; VATANI, 2014) (BRUNINX et al., 2016) em que as decisões de liga/desliga das unidades são introduzidas, bem como os custos de partida/parada destas unidades, e os problemas de programação da geração de curto prazo (FOSSO et al., 1999), (MARCHAND et al., 2018) (HELSETH; JAEHNERT; DINIZ, 2021), em que o horizonte de planejamento para a geração é discretizado em intervalos de tempo (e.g. discretização horária) e a geração é calculada para cada um destes intervalos.

O FPO tem sido uma ferramenta indispensável no contexto de sistemas de potência para que a operação da geração de energia seja confiável e eficiente. O problema de FPO é um problema de otimização básico para estudos envolvendo a operação e o planejamento, sendo, portanto, de grande importância para o setor elétrico.

Entretanto, com a crescente introdução das fontes renováveis de energia nas matrizes energéticas dos sistemas de potência, novos modelos de FPO têm sido propostos, os quais buscam incorporar as características específicas de modelagem destas novas matrizes. Em (CHANG et al., 2014) (CAO; DU; WANG, 2016) (ELATTAR, 2019), são discutidos novos métodos de solução e formulações envolvendo unidades de geração eólicas. Em (BISWAS; SUGANTHAN; AMARATUNGA, 2017), são introduzidas características conjuntas de modelagem de unidades eólicas e solares, enquanto que em (JADHAV; ROY, 2015) discute-

se a incorporação de unidades eólicas em conjunto com veículos elétricos nos modelos de FPO.

Na literatura, há diversos estudos envolvendo diferentes formulações e métodos de solução para o problema de FPO, principalmente para sistemas termelétricos. Nestes trabalhos, verifica-se que a representação do processo de geração das usinas hidrelétricas tem sido feita de forma simplificada. As principais deficiências encontradas na literatura, no que diz respeito à representação da geração hidrelétrica, são: i) a utilização de alturas de queda líquida constantes, o que raramente ocorre em uma operação diária de sistemas com participação hidráulica na matriz energética, ii) a falta de representação de alguma forma de coordenação da operação diária com o planejamento de médio prazo, a qual em geral é feita por meio de restrições de meta de volume final, iii) as linearizações realizadas de forma simples sobre as funções de cotas de montante, cota do canal de fuga, e da função de produção hidráulica utilizadas nestes trabalhos podem comprometer a política ótima de despacho e de operação de reservatórios, iv) a falta de representação dos limites de potência máxima disponíveis das unidades, associados tanto às turbinas quanto às máquinas elétricas, o que também pode comprometer o despacho de geração calculado e v) a não representação da dinâmica dos reservatórios do sistema, por meio de equações de balanço de água.

Boa parte dos trabalhos da literatura possuem foco nos métodos de resolução e não no processo de geração hidrelétrico. Em (ANGELIDIS, 1994) (HABIBOLLAHZADEH; LUO; SEMLYEN, 1989) (RAVINDRANATH; EL-HAWARY, 1988) (WEI; SASAKI; KUBOKAWA, 1998), verifica-se que as restrições associadas ao sistema hidráulico são representadas de forma simplificada, de modo que restrições importantes relacionadas à geração hidrelétrica não são consideradas, por meio de linearizações inadequadas. Em (MOHAN, 2009), os autores propõem a solução do problema de FPO hidrotérmico por meio de algoritmos genéticos, nos quais os sistemas termelétricos e hidrelétricos são resolvidos separadamente, utilizando-se técnicas de decomposição. Entretanto, o modelo utilizado considera as alturas de queda líquida e potências máximas das unidades hidrelétricas constantes.

O trabalho descrito em (PANDA et al., 2017) propõe um modelo de FPO hidrotérmico e eólico, com foco nos métodos de resolução e na comparação dos métodos evolutivos. Neste trabalho, verifica-se uma representação simples das restrições hidráulicas, em que as alturas de queda líquidas não são representadas, apesar de haver certa não linearidade embutida na função de produção, a qual é descrita como uma função dos volumes dos reservatórios e das vazões turbinadas. Em (NGUYEN et al., 2018), tem-se um estudo envolvendo sistema hidrotérmico em que operação ótima das redes de transmissão é considerada. Em (LACHOVICZ et al., 2021), tem-se um estudo de FPO hidrotérmico, em que as restrições dinâmicas de balanço de água são representadas. Entretanto, o modelo

proposto considera somente a parte ativa do problema de FPO, desprezando as restrições associadas ao balanço de potência reativa e as magnitudes de tensões. Em (KOUROUNIS; FUCHS; SCHENK, 2018) os autores destacam uma nova geração de problemas de FPO. Destaca-se que, em função do progressivo aumento da inserção das energias renováveis nas matrizes energéticas, existe uma tendência de que os problemas de FPO sejam cada vez mais formulados como problemas de otimização dinâmica (multi-período), os quais representam melhor as relações de dependência intertemporal entre as variáveis de decisão.

Este trabalho, tem como objetivo propor um modelo de FPO ativo/reactivo não-linear em que as restrições hidráulicas sejam representadas de modo detalhado. O modelo de FPO clássico, utilizado na operação e planejamento de sistemas termelétricos (MONTICELLI, Alcir J.; GARCIA, Ariovaldo V., 2003) é adaptado para a formulação do modelo de Fluxo de Potência Ótimo Hidrotérmico (FPOH). No FPOH, propõe-se a representação detalhada dos processos de produção de usinas hidrelétricas, de modo a investigar a representação de restrições não lineares que ocorrem em sistemas hidrotérmicos em estudos de FPO. O foco, deste trabalho, consiste em descrever um modelo de FPOH dinâmico que considere diversos conjuntos de restrições associadas às unidades de geração hidrelétricas, de modo que, os sistemas hidrotérmicos sejam descritos de forma mais próxima possível dos sistemas existentes.

O método de otimização utilizado para a resolução do problema de FPOH proposto é o método de pontos interiores, implementado pelo *solver Interior Point OPTimizer* (IPOPT) na plataforma *Generalized Algebraic Modeling System* (GAMS). A metodologia de solução adotada não se constitui no foco deste trabalho, já que o objetivo central é explorar a representação não-linear das principais funções e restrições relacionadas ao sistema de produção hidráulica, avaliando o impacto de cada uma no processo de produção de energia de sistemas hidrotérmicos. O *solver* IPOPT teve um bom desempenho na resolução dos problemas de FPOH investigados, permitindo que quase todas as restrições não lineares fossem representadas na sua forma não-linear (as exceções a este caso, são discutidas no decorrer do texto). Dentro deste ambiente, o modelo FPOH foi resolvido para sistemas-teste modificados de 24, 118 e 300 barras. Cada sistema foi testado para duas situações: períodos de cheia e de seca. Além disso, para cada situação de cheia e seca em cada sistema, três casos diferentes foram testados, os quais estão relacionados à aspectos específicos de representação da parte hidráulica.

O trabalho está sintetizado conforme descrito a seguir. No Capítulo 2, descreve-se o modelo de fluxo de potência ótimo ativo/reactivo tradicional, não-dinâmico (i.e. sem a representação das restrições intertemporais) e considerando uma matriz energética puramente termelétrica. No Capítulo 3, os processos de geração de energia elétrica proveniente das usinas hidrelétricas e suas principais variáveis e parâmetros são descritos de forma detalhada, assim como, cada conjunto de restrição hidráulica que compõe o modelo

proposto. No Capítulo 4, o modelo proposto de Fluxo de Potência Ótimo Hidrotérmico (FPOH) é descrito detalhadamente, de forma dinâmica e inclui todas as restrições hidráulicas descritas no capítulo anterior. No Capítulo 5 são descritos os sistemas utilizados, os testes realizados e os resultados numéricos obtidos. Nesse capítulo, procura-se investigar o impacto de diversos parâmetros das restrições hidráulicas no cálculo do despacho de geração e preços de energia do sistema. No Capítulo 6, são apresentadas as conclusões obtidas deste trabalho. Nos Apêndices A, B e C, são apresentados os dados necessários e utilizados para implementação dos sistemas-teste hidrotérmicos modificados de 24, 118 e 300 barras, respectivamente. Também são descritos nesse capítulo, os princípios básicos utilizados para a adaptação de sistemas termelétricos para sistemas hidrotérmicos.

2 MODELO DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

2.1 Introdução

Neste capítulo, descreve-se o modelo de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) tradicional, ativo/reactivo, em que tanto as potências ativas quanto as reativas são utilizadas para a otimização do critério adotado. O critério adotado consiste na minimização dos custos de produção das unidades termelétricas, o qual é tradicionalmente utilizado em problemas de despacho de geração. Assim, o FPO aqui descrito tem como objetivo a minimização dos custos de combustíveis das unidades geradoras, sujeito ao atendimento de restrições físicas e operacionais. No modelo aqui descrito, supõe-se ainda que toda a geração é de origem termelétrica. Por facilidade, a nomenclatura adotada para o problema é detalhada na Seção 2.2, envolvendo os conjuntos, índices, constantes, variáveis e funções utilizadas no modelo. A formulação matemática, envolvendo a função objetivo e restrições do modelo, é descrita na Seção 2.3. No Capítulo 4, descreve-se o modelo de FPO Hidrotérmico (FPOH) proposto neste trabalho.

2.2 Nomenclatura

Conjuntos

\mathcal{B}^{SH}	Barras com bancos de capacitores/reactores.
\mathcal{G}	Barras de geração.
G	Unidades geradoras termelétricas.
\mathcal{K}	Todas as barras do sistema.
\mathcal{L}	Barras de carga.
\mathcal{N}_k	Barras vizinhas (diretamente conectadas à barra k).
\mathcal{TAP}	Transformadores do sistema.

Índices

g	Unidades geradoras termelétricas $\{1, \dots, N^G\}$.
-----	--

- k Barras do sistema $\{1, \dots, N^K\}$.
- km Ramos $k - m$ do sistema $\{1, \dots, N^{KM}\}$.

Constantes

- A_g, B_g, C_g Coeficientes da parcela quadrática da função de custos de combustíveis das unidades geradoras g [$\$/pu^2$, $\$/pu$ e $\$$, respectivamente].
- B_k^{Smin}, B_k^{Smax} Limites mínimo e máximo de susceptância *shunt* na barra k , respectivamente [pu].
- B_{km} Susceptância série do ramo $k - m$ [pu].
- B_{km}^{SH} Susceptância *shunt* do ramo $k - m$ [pu].
- G_{km} Condutância série do ramo $k - m$ [pu].
- P_k^D Potência ativa demandada na barra k [pu].
- P_k^{Gmin}, P_k^{Gmax} Limites mínimo e máximo de geração de potência ativa na barra k , respectivamente [pu].
- P_{km}^{max} Limite máximo do fluxo de potência ativa no ramo $k - m$ [pu].
- P_k^{SP} Potência ativa líquida especificada na barra k [pu].
- Q_k^D Potência reativa demandada na barra k [pu].
- Q_k^{Gmin}, Q_k^{Gmax} Limites mínimo e máximo de geração de potência reativa na barra k , respectivamente [pu].
- Q_k^{SP} Potência reativa líquida especificada na barra k [pu].
- $TAP_{km}^{min}, TAP_{km}^{max}$ Limites mínimo e máximo do tap do transformador no ramo $k - m$, respectivamente [pu].
- V_k^{min}, V_k^{max} Limites mínimo e máximo de magnitude de tensão na barra k , respectivamente [pu].

Variáveis e funções

- b_k^{SH} Susceptância *shunt* associada ao banco de capacitor/reator na barra k [pu].
- p_k^G Potência ativa gerada na barra k [pu].

p_{km}	Fluxo de potência ativa fluindo da barra k para a barra m (no ramo $k - m$) [pu].
q_k^G	Potência reativa gerada na barra k [pu].
q_{km}	Fluxo de potência reativa fluindo da barra k para a barra m (no ramo $k - m$) [pu].
tap_{km}	Tap do transformador conectado ao ramo $k - m$ [pu].
tap	Vetor de taps dos transformadores do sistema [pu].
v_k	Magnitude da tensão na barra k [pu].
v	Vetor das magnitudes de tensão nas barras do sistema [pu].
θ_{km}	Diferença angular entre θ_k e θ_m [rad].
θ	Vetor de ângulos das tensões nas barras do sistema [rad].
φ_{km}	Ângulo de defasagem imposto por um transformador defasador [rad].

2.3 Formulação Matemática

A função objetivo, considerando-se os coeficientes da parcela quadrática da curva de custos de combustíveis, é mostrada em (2.1).

$$Min \sum_{k \in \mathcal{G}} A_g (p_k^G)^2 + B_g p_k^G + C_g. \quad (2.1)$$

Em algumas formulações mais detalhadas, é comum a representação dos chamados pontos de carregamento de válvula na função (2.1). Neste caso, os pontos de carregamento de válvula têm sido formulados por meio de funções senoidais retificadas, conforme mostrado em (2.2).

$$Min \sum_{k \in \mathcal{G}} A_g (p_k^G)^2 + B_g p_k^G + C_g + E_k \left| \text{sen} \left(F_k \left(P_k^{Gmin} - p_k^G \right) \right) \right|. \quad (2.2)$$

A introdução dos pontos de carregamento de válvula na função objetivo do FPO torna o problema não diferenciável, o que dificulta a sua solução por meio de técnicas de otimização convencionais, que dependem das derivadas de primeira e segunda ordem para o cálculo dos vetores gradiente e matriz Hessiana, respectivamente. Técnicas para o tratamento desta função são discutidas em (PINHEIRO; BALBO; NEPOMUCENO, 2019). Outra dificuldade associada à função de custos de combustíveis, está relacionada às zonas de operação proibidas, que consistem em faixas de geração nas quais as máquinas não

podem operar, em função de problemas mecânicos. A introdução das zonas de operação proibida na função objetivo do FPO tornam este problema mais complexo, uma vez que este se torna descontínuo, não suave e sem derivadas nos pontos extremos associados à zona de operação proibida. Um método de otimização que propõe a reformulação do problema descontínuo como um problema contínuo equivalente, o qual foi especificamente proposto para tratar esse problema, é descrito em (PINHEIRO et al., 2022). Neste trabalho, nem os pontos de carregamento de válvula e nem as zonas de operação proibidas são considerados na formulação do problema de FPO, visto que o objetivo central está na modelagem das restrições associadas à geração de unidades hidrelétricas. Entretanto, as técnicas descritas em (PINHEIRO; BALBO; NEPOMUCENO, 2019) e (PINHEIRO et al., 2022) para o tratamento dos problemas descritos acima, podem ser incorporadas na formulação aqui proposta.

Na formulação aqui adotada, a função objetivo (2.1) está sujeita aos conjuntos de restrições descritos a seguir. As restrições de balanço de potência ativa nas barras de geração \mathcal{G} e nas barras de carga \mathcal{L} são descritas em (2.3) e (2.4), respectivamente:

$$p_k^G - P_k^D - \sum_{m \in \mathcal{N}_k} p_{km}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) = 0, \forall k \in \mathcal{G}, \quad (2.3)$$

$$P_k^{SP} - \sum_{m \in \mathcal{N}_k} p_{km}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) = 0, \forall k \in \mathcal{L}. \quad (2.4)$$

As restrições de balanço de potência reativa nas barras de geração \mathcal{G} e nas barras de carga \mathcal{L} são descritas conforme mostrado em (2.5) (2.6), respectivamente:

$$q_k^G - Q_k^D + b_k^{SH} v_k^2 - \sum_{m \in \mathcal{N}_k} q_{km}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) = 0, \forall k \in \mathcal{G}, \quad (2.5)$$

$$Q_k^{SP} + b_k^{SH} v_k^2 - \sum_{m \in \mathcal{N}_k} q_{km}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) = 0, \forall k \in \mathcal{L}. \quad (2.6)$$

As restrições de limites mínimo e máximo do fluxo de potência p_{km} , o qual é função do vetor de magnitudes de tensão nas barras (\mathbf{v}), do vetor de ângulos das tensões na barras (θ) e do vetor de taps dos transformadores do sistema (\mathbf{tap}), são descritas em (2.7):

$$-P_{km}^{max} \leq p_{km}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) \leq P_{km}^{max}, \forall k \in \mathcal{K}, \forall m \in \mathcal{N}_k. \quad (2.7)$$

As restrições de limites mínimos e máximos das potências ativas p_k^G nas barras de geração, das potências reativas q_k^G nas barras de geração, das magnitudes de tensão v_k em todas as barras, dos taps dos transformadores tap_{km} nos ramos $k - m$ com transformadores e das susceptâncias *shunt* b_k^{SH} nas barras em que tais susceptâncias ocorrem, são descritas de (2.8) a (2.12), respectivamente:

$$P_k^{Gmin} \leq p_k^G \leq P_k^{Gmax}, \forall k \in \mathcal{G}, \quad (2.8)$$

$$Q_k^{Gmin} \leq q_k^G \leq Q_k^{Gmax}, \forall k \in \mathcal{G}, \quad (2.9)$$

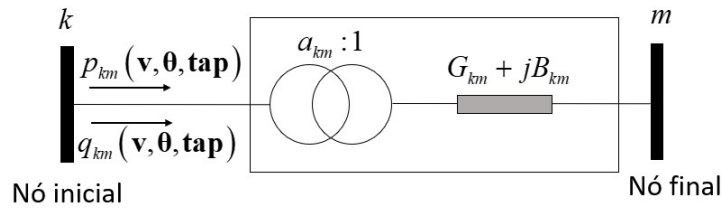
$$V_k^{min} \leq v_k \leq V_k^{max}, \forall k \in \mathcal{K}, \quad (2.10)$$

$$TAP_{km}^{min} \leq tap_{km} \leq TAP_{km}^{max}, \forall (k-m) \in \mathcal{TAP}, \quad (2.11)$$

$$B_k^{Smin} \leq b_k^{SH} \leq B_k^{Smax}, \forall k \in \mathcal{B}^{SH}. \quad (2.12)$$

As equações para as funções de fluxos de potência ativa (p_{km}) e reativa (q_{km}) são obtidas a partir da Figura 2.1, que mostra um transformador generalizado em que a relação de transformação é dada de forma complexa por $a_{km} = tap_{km} \angle \varphi_{km}$.

Figura 2.1 – Diagrama Unifilar de um Transformador Generalizado.



Fonte: do Autor.

Quando a barra k está localizada no nó inicial, conforme mostrado na Figura 2.1, ou seja, no lado em que a alteração do tap do transformador é feita, mostra-se em (MONTICELLI, Alcir J., 1983) que as expressões genéricas para os fluxos de potência ativa e reativa no transformador generalizado são dadas por (2.13) e (2.14), respectivamente:

$$p_{km}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) = (tap_{km}v_k)^2 G_{km} - tap_{km}v_k v_m G_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - tap_{km}v_k v_m B_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}), \quad (2.13)$$

$$q_{km}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) = -(tap_{km}v_k)^2 (B_{km}) + tap_{km}v_k v_m B_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - tap_{km}v_k v_m G_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}). \quad (2.14)$$

Caso contrário, ou seja, quando a barra k ocupa a posição de nó final na Figura 2.1, as expressões para os fluxos de potência ativa e reativa são dadas por (2.15) e (2.16), respectivamente:

$$p_{km}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) = G_{km}v_k^2 - tap_{km}v_k v_m G_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - tap_{km}v_k v_m B_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}), \quad (2.15)$$

$$q_{km}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) = -(B_{km})v_k^2 + tap_{km}v_k v_m B_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - tap_{km}v_k v_m G_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}). \quad (2.16)$$

As expressões dos fluxos de potência ativa e reativa descritas em (2.13) – (2.16) para um transformador generalizado podem ser adaptadas para representar os respectivos fluxos de potência em um transformador em fase, fazendo-se $\varphi_{km} = 0$. As expressões

dos fluxos de potência ativa e reativa (2.13) – (2.16) podem ainda ser alteradas para representar um transformador defasador, fazendo-se $\text{tap}_{km} = 1$.

As expressões dos fluxos de potência ativa e reativa em uma linha de transmissão são dadas conforme (2.17) e (2.18), respectivamente:

$$p_{km}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) = v_k^2 G_{km} - v_k v_m G_{km} \cos(\theta_{km}) - v_k v_m B_{km} \sin(\theta_{km}), \quad (2.17)$$

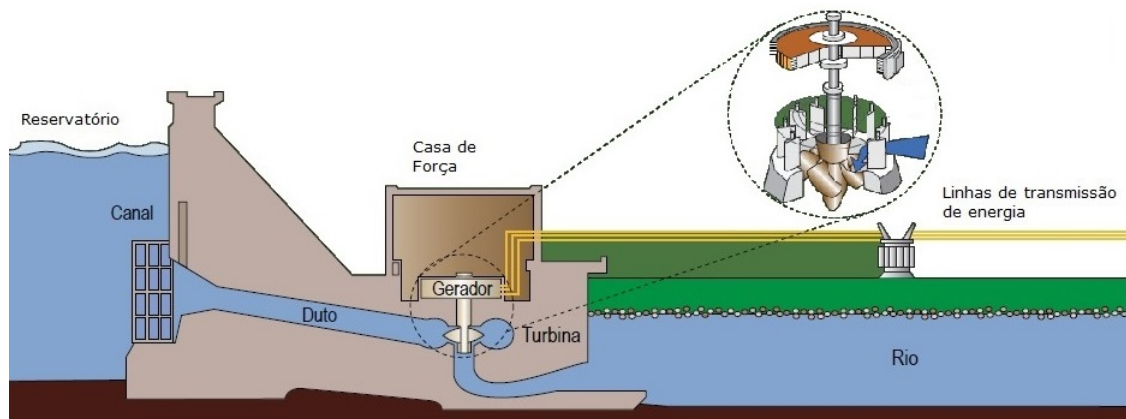
$$q_{km}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) = -v_k^2 (B_{km} + B_{km}^{SH}) + v_k v_m B_{km} \cos(\theta_{km}) - v_k v_m G_{km} \sin(\theta_{km}). \quad (2.18)$$

É importante destacar que, em uma formulação mais precisa, os taps dos transformadores, bem como as susceptâncias dos bancos de capacitores/reatores de barra, são representados como variáveis discretas, cujos valores discretos devem pertencer a um conjunto discreto previamente estabelecido. Entretanto, neste trabalho essas variáveis são tratadas, de modo aproximado, como variáveis contínuas, uma vez que o foco principal consiste na modelagem detalhada do sistema de geração hidrelétrica. Os detalhes do sistema de geração hidrelétrica são discutidos no Capítulo 3.

3 GERAÇÃO DE ENERGIA EM USINAS HIDRELÉTRICAS

Em uma usina hidrelétrica a energia elétrica é gerada por meio da transformação da energia potencial proveniente das quedas d'água. Uma usina hidrelétrica tem como estruturas básicas: a barragem, o sistema de captação d'água, a casa de força e o vertedouro, funcionando de forma integrada (ANEEL, 2008). Um diagrama esquemático básico de uma usina hidrelétrica é mostrado na Figura 3.1, em que se destacam as principais estruturas deste sistema de geração. As usinas hidrelétricas dependem de seus reservatórios para captar o volume d'água adequado, logo, é necessário estabelecer limites adequados para estes volumes por meio de restrições matemáticas nos problemas de FPOH.

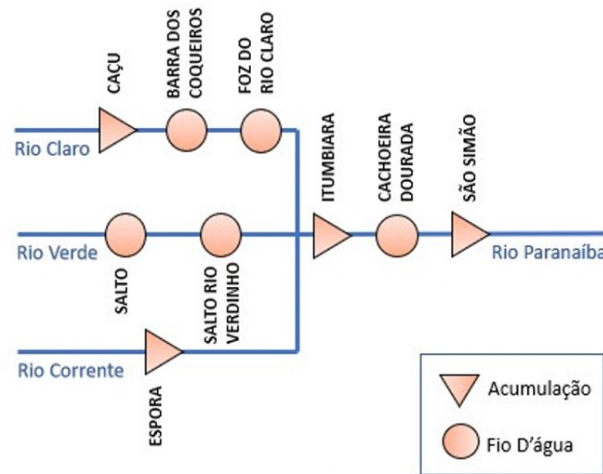
Figura 3.1 – Perfil Esquemático de Usinas Hidrelétricas.



Fonte: (ANEEL, 2008).

Os tipos de usinas hidrelétricas mais comuns são: usinas de reservatórios e a fio d'água. As usinas de reservatório possuem os chamados reservatórios de acumulação de energia, os quais possuem grande capacidade de armazenamento de energia, o que os torna responsáveis pela regulação da vazão dos rios. Já as usinas a fio d'água, possuem os chamados reservatórios de compensação, os quais possuem pequena capacidade para armazenar energia, o que permite a regulação de apenas pequenas descargas (CICOGNA M.; FILHO, 1999). No Brasil, há usinas a fio d'água com reservatórios consideráveis (tais como, Itaipu, Belo Monte, Jirau) que mantêm uma certa capacidade de regulação. A simbologia comumente utilizada para classificar os tipos de reservatórios é representada na Figura 3.2, em que se destacam ainda as usinas das bacias associadas aos rios Claro, Verde, Corrente e Paranaíba.

Figura 3.2 – Simbologia dos Tipos de Reservatório - Exemplo da Bacia do Paranaíba.



Fonte: do Autor.

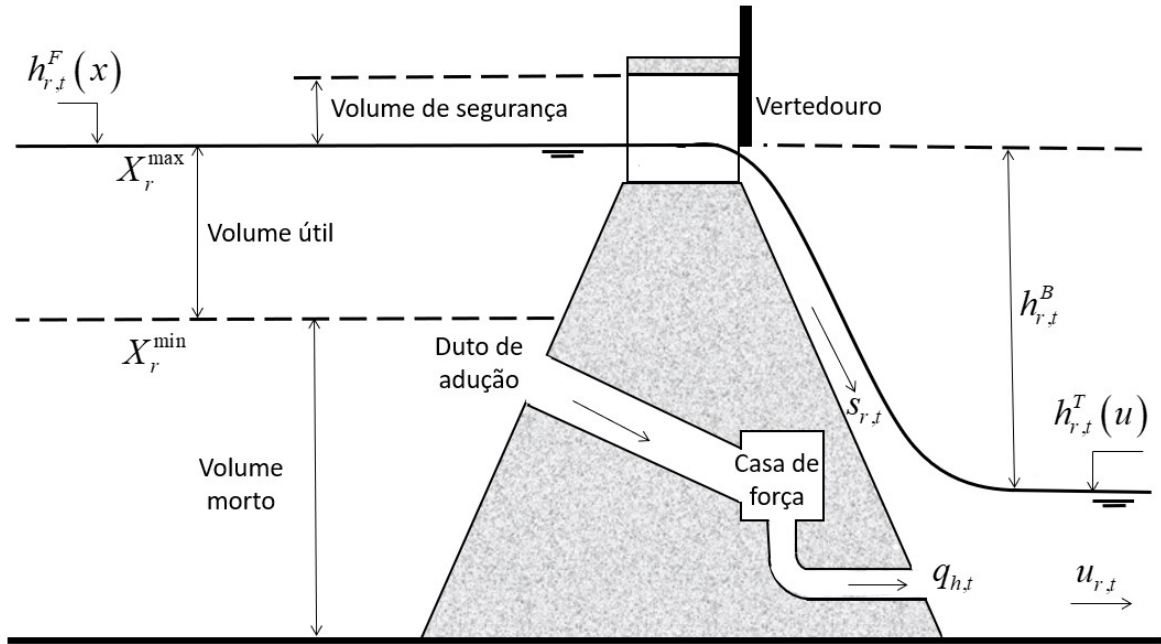
3.1 Variáveis e Parâmetros de uma Usina Hidrelétrica

Nesta seção, são descritas as variáveis associadas às usinas hidrelétricas que são relevantes para a operação e o planejamento de uma política de operação eficiente e segura para os sistemas hidrotérmicos. Para o ambiente de operação e planejamento, as principais variáveis são: os volumes dos reservatórios, as vazões afluentes aos reservatórios, as vazões turbinadas, as vazões defluídas, os vertimentos e as cotas de montante e jusante dos reservatórios. Detalhes envolvendo a utilização destas variáveis na operação e planejamento de sistemas hidrotérmicos são descritos a seguir. Algumas destas variáveis estão destacadas na Figura 3.3, em que é mostrada uma representação esquemática de uma usina hidrelétrica.

As alturas e cotas dos reservatórios, medidas em m , que são geralmente utilizadas para a caracterização de usinas hidrelétricas, representadas na Figura 3.1 envolvem: a cota de montante $h_{r,t}^F(x)$ (o super-índice F é utilizado do inglês, *Forebay*), a cota de jusante $h_{r,t}^T(u)$ (o super-índice T é utilizado do inglês, *Tailrace*), a altura de queda bruta $h_{r,t}^B$ e a altura de queda líquida $h_{h,t}$, calculadas para cada reservatório $r \in R$, para cada unidade $h \in U_r$ e em cada período $t \in T$. A cota de montante é matematicamente formulada como um polinômio de grau quatro dado em função dos volumes armazenados nos reservatórios $(x_{r,t})$. A cota de jusante também é matematicamente formulada como um polinômio de grau quatro dado em função da vazão defluente do reservatório $(u_{r,t})$. A altura de queda bruta é dada pela subtração entre as cotas de montante e jusante, conforme mostrado na Figura 3.3. A altura de queda líquida, é dada pela subtração da altura de queda bruta da altura de perdas no circuito de adução. Os limites associados às cotas de uma usina hidrelétrica, bem como a formulação matemática da altura de perdas, são detalhados na Seção 3.3.

Conforme já descrito, o reservatório de uma usina hidrelétrica armazena volumes

Figura 3.3 – Representação Esquemática de uma Usina Hidrelétrica com Algumas Variáveis Relevantes para seu Planejamento e Operação.



Fonte: do Autor.

de água $(x_{r,t})$, geralmente dados em hm^3 , nos modelos do Setor Elétrico brasileiro. Para que a operação da usina seja feita com segurança e confiabilidade, é comum classificar os volumes dos reservatórios da seguinte forma: volume útil, volume de segurança e volume morto. O volume útil é aquele que pode ser efetivamente utilizado para a geração de energia, sendo dado pela subtração entre os volumes máximo (X_r^{max}) e mínimo (X_r^{min}). Já o volume de segurança é aquele que está associado à chamada cota de *maximorum*. Caso esta cota seja ultrapassada pelo volume de água, a usina hidrelétrica poderá estar em risco de operação. O volume morto é o volume de água armazenado abaixo da cota mínima operativa, que é definida como a mínima cota do reservatório, na qual a água consegue entrar no sistema de adução (CICOGNA M.; FILHO, 1999). Assim, o volume morto não pode ser aproveitado para gerar energia.

O volume $(x_{r,t})$, de uma dada usina r pertencente ao conjunto R de usinas hidrelétricas do sistema, em cada período de tempo t pertencente ao conjunto T , deve estar limitado pelos valores de volume máximo (X_r^{max}) e volume mínimo (X_r^{min}), respectivamente, conforme descrito pelo conjunto de restrições (3.1):

$$X_r^{min} \leq x_{r,t} \leq X_r^{max}, \forall r \in R, \forall t \in T. \quad (3.1)$$

Outro parâmetro relacionado aos volumes dos reservatórios de interesse para o planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos é o volume armazenado no último período da operação diária, também conhecido como meta de volume (X_r^{goal}). Este parâmetro, algumas vezes utilizado em modelos de planejamento, tem como finalidade garantir que o

volume armazenado no reservatório ao final da operação diária tenha um valor mínimo previamente estabelecido. Os valores de X_r^{goal} são geralmente calculado por meio de modelos de planejamento de médio e longo prazos. O estabelecimento de uma meta de volume final para os reservatórios ao final do dia de operação tem como objetivo acoplar diferentes problemas de planejamento de médio/longo prazo, de modo que as usinas não corram o risco de terem seus recursos hídricos esgotados em tempos de seca. Assim, uma restrição muito utilizada em modelos de planejamento e operação consiste em estabelecer que o volume final dos reservatórios ($x_{r,|T|}$), dado para o último período $|T|$ do dia, seja maior que uma dada meta de volume final (X_r^{goal}), para cada usina r , conforme descrito no conjunto de restrições (3.2):

$$x_{r,|T|} \geq X_r^{goal}, \forall r \in R. \quad (3.2)$$

Para que haja geração de energia elétrica em uma usina hidrelétrica, a vazão turbinada, geralmente dada em m^3/s , deve passar pelo duto de adução de água e acionar a máquina primária localizada na casa de força, a qual gira o rotor do gerador (o qual é alimentado por uma fonte de corrente contínua), de forma a produzir um campo girante que induz tensões trifásicas e equilibradas nos enrolamentos do estator da máquina síncrona.

A vazão turbinada ($q_{h,t}$) é a taxa com que o volume de água escoou, em determinado tempo t , através do duto de cada unidade geradora hidrelétrica h pertencente ao conjunto U_r de unidades geradoras hidrelétricas vinculadas à usina r . Os limites máximos relacionados à vazão turbinada de uma usina hidrelétrica não são valores fixos, pois dependem da altura de queda líquida à qual a usina está submetida. Para uma determinada faixa de valores da altura de queda líquida, a turbina limita a vazão turbinada máxima, enquanto que para outra faixa, a vazão turbinada é limitada pela unidade geradora. Detalhes sobre os limites máximos variáveis associados à vazão turbinada são descritos na Seção 3.4.

Neste trabalho os limites mínimos associados à vazão turbinada são considerados nulos. A adoção de limites mínimos não nulos para a vazão turbinada implicaria que cada unidade estaria gerando um valor de potência mínimo associado diferente de zero. Para que seja possível adotar limites mínimos não nulos seria necessário utilizar variáveis binárias, de modo a ligar ou desligar determinada unidade. Entretanto, essa formulação faria com que o FPO se tornasse um problema de programação não-linear inteira mista, conhecido como *unit commitment* hidráulico, cuja solução é mais complexa, o qual não é investigado neste trabalho.

O vertimento, representado pela letra s , (do inglês, *spillage*), é o volume de água escoado/derramado através do vertedouro. Sua utilização tem duas finalidades básicas: i) regular o volume do reservatório, vertendo a água excedente, ii) colaborar no sentido de garantir a defluência mínima quando a vazão turbinada não é suficiente. O vertimento ($s_{r,t}$), dado em m^3/s , da usina r para cada período de tempo t , deve obedecer seus limites

mínimo e máximo pré-estabelecidos, conforme mostrado no conjunto de restrições (3.3):

$$S_r^{min} \leq s_{r,t} \leq S_r^{max}, \forall r \in R, \forall t \in T. \quad (3.3)$$

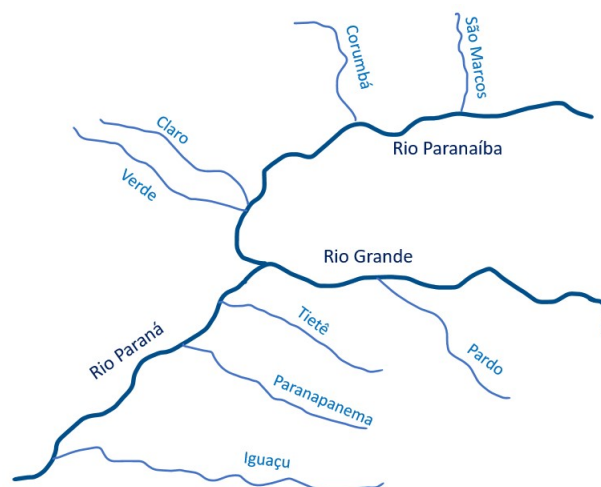
A defluência ($u_{r,t}$) da usina hidrelétrica r em determinado período de tempo t , dada em m^3/s é definida como a vazão d'água total que escoa à jusante da usina. A partir dessa definição, a defluência é calculada pela somatória das vazões turbinadas ($q_{h,t}$) em cada uma das unidades $h \in U_r$ da usina e do vertimento ($s_{r,t}$) da usina, como mostra o conjunto de restrições (3.4):

$$u_{r,t} = \sum_{h \in U_r} q_{h,t} + s_{r,t}, \forall r \in R, \forall t \in T. \quad (3.4)$$

3.2 Balanço de Massa de Água

O balanço de água ou massa de água em um reservatório expressa o princípio de conservação de água em um determinado ponto da cascata hidráulica, ou seja, os volumes de água que afluem a este ponto e defluem dele devem se manter para cada período de tempo. Em um sistema hidrelétrico, o volume de água que aflui ao reservatório de uma usina é proveniente de sua bacia hidrográfica. Neste mesmo sistema hidrelétrico, a água que deflui é a escoada através das vazões turbinadas e do vertimento, ou seja, é a defluência. O Rio Paraná, por exemplo, recebe vazões afluentes de dois importantes rios: Rio Paranaíba e Rio Grande. Estes três rios citados anteriormente têm vazões afluentes provenientes de outros, como mostra a Figura 3.4.

Figura 3.4 – Vazões Afluentes de Parte da Bacia Hidrográfica do Paraná.



Fonte: do Autor.

O balanço de massa de água, para melhor compreensão, deve ser calculado de forma individualizada para o período inicial e para os outros períodos de tempo. Portanto,

divide-se o balanço de água em dois conjuntos de restrições: o primeiro, no qual o volume ($x_{r,t}$) é calculado para períodos de tempos diferente de 1, conforme o conjunto de restrições (3.5) e o segundo, no qual o volume ($x_{r,1}$) é calculado para o primeiro período, conforme o conjunto de restrições (3.6). No conjunto de restrições (3.5), o volume ($x_{r,t}$) de um reservatório r em um período t é dado pelo volume deste mesmo reservatório no período anterior ($x_{r,(t-1)}$), somado aos volumes associados às vazões afluentes a este reservatório (i.e. vazão afluente lateral $\Psi_{r,t}$ e a vazão defluente $u_{f,t}$ dos reservatórios f localizados à montante de r , i.e. $f \in F_r$) e subtraído dos volumes associados às vazões defluentes ($u_{r,t}$) do próprio reservatório r . Para a conversão das vazões afluentes e defluentes, dadas em m^3/s , em unidades de volume por período, dadas em hm^3 , utiliza-se o fator de conversão $\Gamma = 0.0036$, conforme descrito no conjunto de restrições (3.5):

$$x_{r,t} = x_{r,(t-1)} + \Gamma \left(\Psi_{r,t} + \sum_{f \in F_r} u_{f,t} - u_{r,t} \right), \forall r \in R, \forall t \in T : t \neq 1. \quad (3.5)$$

Para o balanço de água no período inicial ($t = 1$), o cálculo segue o mesmo padrão para os períodos diferentes de 1, porém é necessário levar em conta o volume inicial constante (X_r), obtido a partir da resolução do problema de FPO hidrotérmico (ou a partir de outra ferramenta de programação da geração) do dia anterior, conforme descrito no conjunto de restrições (3.6):

$$x_{r,1} = X_r + \Gamma \left(\Psi_{r,1} + \sum_{f \in F_r} u_{f,1} - u_{r,1} \right), \forall r \in R. \quad (3.6)$$

3.3 Cotas dos Reservatórios

As cotas e alturas de um reservatório de uma usina hidrelétrica são de extrema importância para a segurança da barragem. A cota de montante expressa o nível do reservatório da usina, a cota de jusante é a cota do canal de fuga e a diferença entre elas é a altura de queda bruta, conforme visto na Figura 3.1. A cota de montante ($h_{r,t}^F$), dada em m , é geralmente representada como uma função polinomial de quarto grau do volume do reservatório, enquanto que a cota de jusante ($h_{r,t}^T$), dada em m , é uma função polinomial de quarto grau da defluência do canal de fuga, para toda usina r e para todo período de tempo t , conforme mostrado em (3.7) e (3.8), respectivamente:

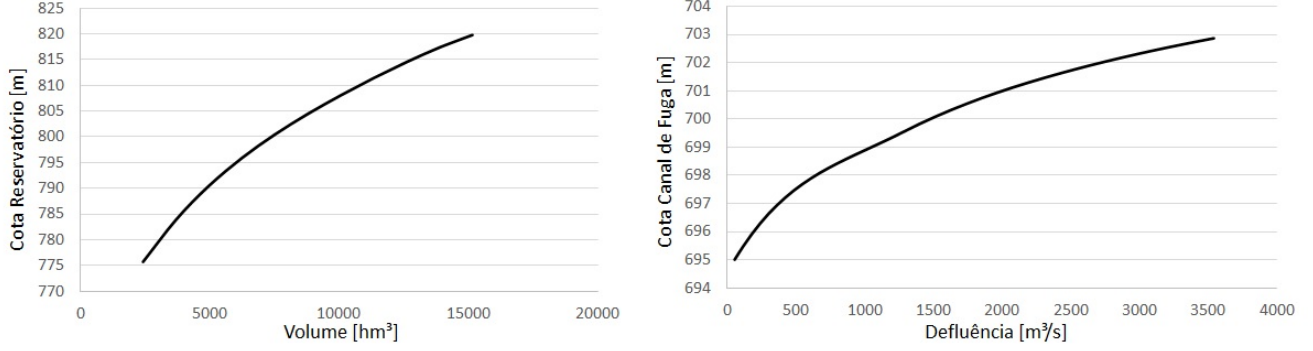
$$h_{r,t}^F = A_r^0 + A_r^1 x_{r,t} + A_r^2 x_{r,t}^2 + A_r^3 x_{r,t}^3 + A_r^4 x_{r,t}^4, \forall r \in R, \forall t \in T \quad (3.7)$$

$$h_{r,t}^T = B_r^0 + B_r^1 u_{r,t} + B_r^2 u_{r,t}^2 + B_r^3 u_{r,t}^3 + B_r^4 u_{r,t}^4, \forall r \in R, \forall t \in T. \quad (3.8)$$

A título de exemplo, a Figura 3.5 mostra os polinômios Cota Montante \times Volume e Cota do Canal de Fuga \times Defluência, respectivamente, para a usina hidrelétrica de Nova

Ponte. Na Tabela 3.1, mostram-se os parâmetros A_r^0 , A_r^1 , A_r^2 , A_r^3 , A_r^4 e os parâmetros B_r^0 , B_r^1 , B_r^2 , B_r^3 , B_r^4 utilizados na construção destas curvas.

Figura 3.5 – Curvas de Cota Montante \times Volume e Cota do Canal de Fuga \times Defluência para a Usina de Nova Ponte.



Fonte: do Autor.

Tabela 3.1 – Coeficientes dos Polinômios das Cotas de Montante e de Jusante da Usina de Nova Ponte.

Cota Montante x Volume				
A_r^0	A_r^1	A_r^2	A_r^3	A_r^4
7,539073E+02	1,118825E-02	-1,014516E-06	5,621843E-11	-1,255919E-15
Cota Canal de Fuga x Defluência				
B_r^0	B_r^1	B_r^2	B_r^3	B_r^4
6,944394E+02	5,949261E-03	-1,966398E-06	3,752578E-10	-2,945754E-14

No modelo de FPO proposto, utilizamos inicialmente as formulações dadas em (3.7) e (3.8) para a formulação das alturas de montante ($h_{r,t}^F$) e jusante ($h_{r,t}^T$), respectivamente. Entretanto, verificou-se que o *solver* IPOPT utilizado na plataforma GAMS, não foi capaz de resolver boa parte dos problemas de FPO quando esta formulação foi utilizada. Assim, buscamos uma representação simplificada para estas variáveis, em que as curvas foram aproximadas por polinômios de segundo grau. Assim, a formulação adotada é mostrada em (3.9) e (3.10), respectivamente, em que os parâmetros foram recalculados:

$$h_{r,t}^F = A_r^0 + A_r^1 x_{r,t} + A_r^2 x_{r,t}^2, \forall r \in R, \forall t \in T \quad (3.9)$$

$$h_{r,t}^T = B_r^0 + B_r^1 u_{r,t} + B_r^2 u_{r,t}^2, \forall r \in R, \forall t \in T. \quad (3.10)$$

A diferença entre a cota de montante e a cota de jusante é igual a altura de queda bruta ($h_{r,t}^B$), conforme o conjunto de restrições (3.11):

$$h_{r,t}^B = h_{r,t}^F - h_{r,t}^T, \forall r \in R, \forall t \in T. \quad (3.11)$$

No processo de geração de energia elétrica nas unidades hidrelétricas ocorrem perdas mecânicas de carga hidráulica, as quais são geralmente dadas em m , denominadas

de $h_{h,t}^{Loss}$ para cada unidade h . Estas perdas ocorrem no percurso que a água faz pelos dutos de adução e estão relacionadas ao atrito que ocorre entre o fluxo da água e as tubulações de adução. Estas perdas têm sido denominadas como perdas hidráulicas ou perdas de altura de queda. No Brasil, a formulação matemática para as perdas hidráulicas tem sido feita por meio de dois modelos, dependendo da estrutura de adução de cada usina: i) perda constante (K_h^A) ou ii) perda variável em função do quadrado da vazão turbinada ($q_{h,t}^2$). A perda hidráulica total ($h_{h,t}^{Loss}$) de uma unidade h , em cada período de tempo t é dada pela soma das perdas constantes (se houver) e das perdas variáveis em função da vazão turbinada (se houver), conforme o conjunto de restrições (3.12):

$$h_{h,t}^{Loss} = K_h^A + K_h^B q_{h,t}^2, \forall h \in H, \forall t \in T. \quad (3.12)$$

Destaca-se que o modelo de representação descrito em (3.12) contempla as duas formas de representação utilizadas no Brasil para formulação das perdas. No caso de perdas constantes, adota-se o parâmetro $K_h^B = 0$, e em casos de perdas variáveis, adota-se $K_h^A = 0$. Para situações em que as perdas hidráulicas são desprezíveis, ambos os parâmetros são feitos nulos.

Por fim, a altura de queda líquida ($h_{h,t}$), dada em m , é calculada de forma individualizada para cada unidade h , sendo dada pela diferença entre a cota de montante ($h_{r,t}^F$) e a cota de jusante ($h_{r,t}^T$) (i.e. a altura de queda bruta ($h_{r,t}^B$)), para toda usina r , subtraída da perda hidráulica ($h_{h,t}^{Loss}$) de cada unidade h , para todo período de tempo t . A altura de queda líquida ($h_{h,t}$), matematicamente definida no conjunto de restrições (3.13), é de fundamental importância para a caracterização da geração hidráulica, pois está diretamente relacionada à função de produção hidráulica, a qual estabelece a relação entre as vazões turbinadas e a energia efetivamente produzida. A função de produção é descrita detalhadamente na Seção 3.6.

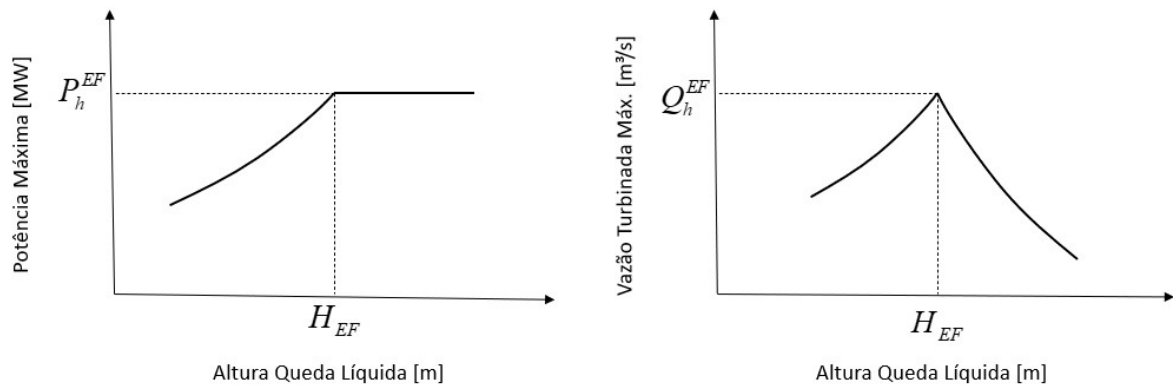
$$h_{h,t} = h_{r,t}^F - h_{r,t}^T - h_{h,t}^{Loss}, \forall r \in R, h \in U_r, \forall t \in T. \quad (3.13)$$

3.4 Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima Expressas em Função da Altura de Queda Líquida

A potência máxima de uma unidade geradora hidrelétrica é definida como o maior valor de potência ativa que pode ser produzida para uma determinada altura de queda líquida, considerando ao mesmo tempo as limitações da turbina e da máquina síncrona. Por sua vez, a vazão turbinada máxima de uma unidade é definida como o maior valor de vazão turbinada que esta unidade pode produzir, também considerando ao mesmo tempo as limitações impostas pela turbina e pela máquina síncrona. Observa-se na Figura 3.6 que a potência máxima e a vazão turbinada máxima, de uma unidade geradora h ,

é variável e depende da altura de queda líquida, como descrito anteriormente. O ponto máximo da curva potência máxima \times altura de queda líquida corresponde à potência efetiva (P_h^{EF}), dada em MW , e à altura de queda efetiva (H_{EF}), dada em m . Já o ponto máximo da curva de vazão turbinada máxima \times altura de queda líquida corresponde à vazão turbinada efetiva (Q_h^{EF}), dada em m^3/s , e à altura de queda efetiva.

Figura 3.6 – Curvas de Potência Máxima \times Altura de Queda Líquida e Vazão Turbinada Máxima \times Altura de Queda Líquida.



Fonte: do Autor.

Segundo CICOGNA M.; FILHO (1999), a operação para alturas de queda líquida inferiores à altura de queda líquida efetiva faz com que a produção de potência elétrica fique limitada pela turbina. Para estas alturas inferiores à efetiva, a potência mecânica máxima produzida pela turbina é inferior ao valor que a máquina síncrona deve receber em seu eixo para produzir a potência efetiva, como mostra a curva da Figura 3.6. Já a operação para alturas superiores à de queda efetiva, a turbina é capaz de produzir potências mecânicas superiores àquela que a máquina síncrona pode absorver em seu eixo. Entretanto, como o gerador não pode absorver toda essa potência, os distribuidores das turbinas são parcialmente fechados reduzindo o turbinamento máximo. Isto explica o lado descendente da curva vazão turbinada máxima \times altura de queda líquida, da Figura 3.6.

As curvas não lineares mostradas na Figura 3.6 foram linearizadas, a fim de simplificar a modelagem proposta do problema. A curva ascendente de potência máxima \times altura de queda líquida linearizada possui os coeficientes α_h^P e β_h^P , para cada unidade geradora h . De forma análoga, a curva ascendente (relacionada aos limites da turbina) de vazão turbinada máxima \times altura de queda líquida linearizada possui os coeficientes α_h^Q e β_1^Q , enquanto que a curva descendente (relacionada aos limites da máquina síncrona) possui os coeficientes α_2^Q e β_2^Q , para toda unidade geradora h .

Para representarmos os limites associados a todas as curvas ao mesmo tempo, propõe-se neste trabalho, a utilização de uma variável de potência máxima disponível $p_{h,t}^{Gmax}$ para cada unidade geradora $h \in H$ e para todo período de tempo $t \in T$. Para que

os limites sejam respeitados ao mesmo tempo, é necessário que a variável $p_{h,t}^{Gmax}$ seja menor ou igual à potência efetiva constante P_h^{EF} e que também seja menor ou igual aos valores dados pela curva ascendente linearizada, conforme descrito nos conjuntos de restrições (3.14) e (3.15), respectivamente. Finalmente, é necessário que a potência ativa gerada $p_{h,t}^G$ seja menor ou igual à potência máxima disponível, conforme descrito pelo conjunto de restrições (3.16):

$$p_{h,t}^{Gmax} \leq P_h^{EF}, \forall h \in H, \forall t \in T, \quad (3.14)$$

$$p_{h,t}^{Gmax} \leq \beta_h^P + \alpha_h^P h_{h,t}, \forall h \in H, \forall t \in T, \quad (3.15)$$

$$p_{h,t}^G \leq p_{h,t}^{Gmax}, \forall h \in H, \forall t \in T. \quad (3.16)$$

Uma abordagem similar é aqui proposta para o tratamento da vazão turbinada máxima das unidades hidrelétricas. Assim, define-se a vazão turbinada máxima disponível $q_{h,t}^{max}$, medida em m^3/s , para todo $h \in H$ e para todo $t \in T$. Neste caso, a vazão turbinada máxima disponível $q_{h,t}^{max}$ deve ser menor ou igual a vazão turbinada efetiva Q_h^{EF} , dada em m^3/s , conforme o conjunto de restrições (3.17), e também ser menor ou igual aos valores descritos pelas curvas ascendente e descendente linearizadas, como descrito nos conjuntos de restrições (3.18) e (3.19), respectivamente. Por fim, a vazão turbinada $q_{h,t}$ deve ser limitada pela vazão turbinada máxima disponível, conforme descrito no conjunto de restrições (3.20):

$$q_{h,t}^{max} \leq Q_h^{EF}, \forall h \in H, \forall t \in T, \quad (3.17)$$

$$q_{h,t}^{max} \leq \beta_1^Q + \alpha_1^Q h_{h,t}, \forall h \in H, \forall t \in T, \quad (3.18)$$

$$q_{h,t}^{max} \leq \beta_2^Q + \alpha_2^Q h_{h,t}, \forall h \in H, \forall t \in T, \quad (3.19)$$

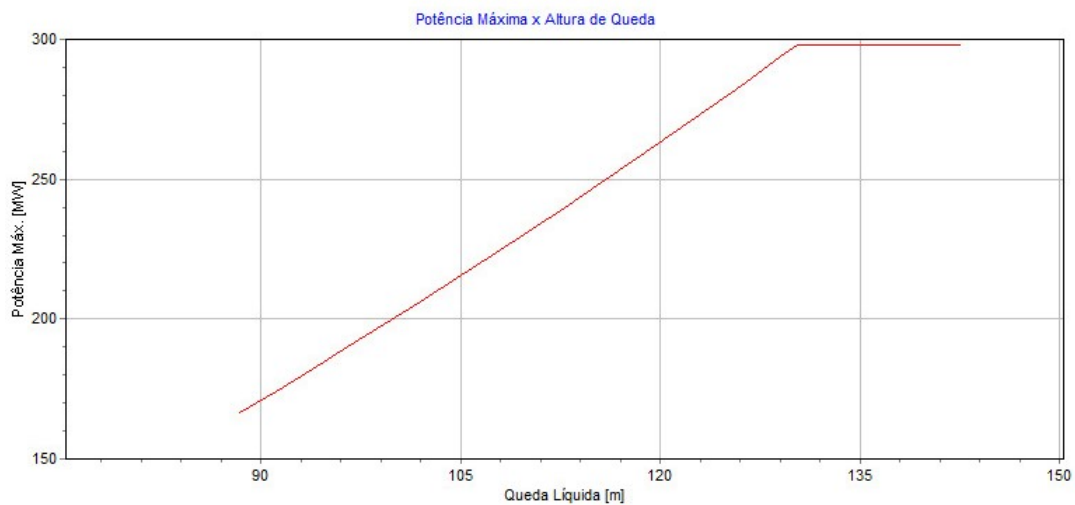
$$q_{h,t} \leq q_{h,t}^{max}, \forall h \in H, \forall t \in T. \quad (3.20)$$

Apesar das limitações mostradas nas curvas da Figura 3.6 serem descritas na literatura, os modelos de despacho e programação da geração não têm adotado essas restrições em função de suas não-linearidades e, principalmente, pelo fato destas curvas serem não diferenciáveis nos pontos em que tem-se $h = H_{EF}$. Assim, a modelagem descrita de (3.14) a (3.20), é uma contribuição deste trabalho para a representação destas restrições.

Nos resultados apresentados neste trabalho, avalia-se o impacto destas restrições nas decisões de despacho calculadas pelo FPO e uma comparação das restrições hidráulicas quando são consideradas lineares e não lineares. Uma primeira noção deste impacto pode ser avaliada pela curva real de potência máxima disponível para uma das unidades da usina de Emborcação, a qual é obtida a partir *software* HydroData XP (CICOGNA, 2008), como mostra a Figura 3.7. Percebe-se pela figura que a potência máxima desta unidade

geradora, que possui potência efetiva de 298 MW, pode ficar significativamente limitada pela turbinada para alturas de queda inferiores à altura efetiva (dada em 130,30 m). Estas limitações ainda não foram avaliadas de forma sistêmica por algoritmos de despacho de geração. Porém, pelo que se percebe da curva para uma única unidade do sistema, a sua representação tem potencial para causar um impacto considerável no despacho de geração do sistema. Este impacto será devidamente avaliado no Capítulo (5).

Figura 3.7 – Curvas de Potência Máxima \times Altura de Queda Líquida Para a Usina de Emborcação.

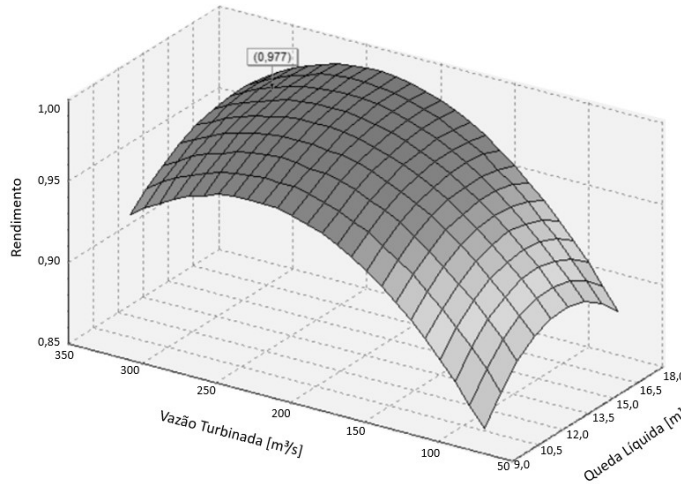


Fonte: *software* HydroData XP (CICOGNA, 2008).

3.5 Rendimento de Unidades Geradoras

O processo de produção de energia elétrica está sujeito ao rendimento do par turbina-gerador de cada unidade h (η_h), uma vez que nem toda a energia que adentra estes dispositivos é integralmente convertida em energia elétrica. O rendimento (η_h) de uma unidade de geração hidrelétrica é geralmente calculado em função da altura de queda líquida e da potência de saída da unidade ou ainda como uma função da altura de queda líquida e da vazão turbinada. Para algumas usinas, é possível encontrar a altura de queda bruta, substituindo a altura de queda líquida. A Figura 3.8 mostra a função de rendimento (ou curva colina) de uma unidade geradora da usina hidrelétrica de Igarapava, que neste caso, é calculada como uma função da vazão turbinada e da altura de queda líquida. Neste trabalho, foi adotado um rendimento constante de $\eta_h = 0,90$ para todos os conjuntos turbina-gerador de todas as unidades hidrelétricas.

Figura 3.8 – Função de Rendimento de uma Unidade Geradora - Usina Igarapava.



Fonte: *software* Hydrodata XP (CICOGNA, 2008).

3.6 Função de Produção

A função de produção de uma unidade de geração hidrelétrica integra a parte hidráulica da produção de energia (vazão turbinada) com a parte elétrica (geração) do sistema. Portanto, a função de produção possui grande importância nos modelos matemáticos de despachos de geração. A função de produção das unidades hidrelétricas possui características não lineares que requerem um tratamento específico nos modelos de despacho. A partir da função de produção, é possível quantificar a geração de energia elétrica produzida na usina em função da vazão que é turbinada pela unidade.

Conforme dedução matemática descrita em (CICOGNA M.; FILHO, 1999), a potência ativa gerada ($p_{h,t}^G$) por uma unidade geradora $h \in H$ no período $t \in T$ é função da altura de queda líquida ($h_{h,t}$) da unidade $h \in H$, descrita em (3.13) na Seção 3.3, e da vazão turbinada ($q_{h,t}$), descrita em (3.20) na Seção 3.4. Além disso, a potência ($p_{h,t}^G$) de saída depende do rendimento (η_h) da unidade geradora h e de sua produtibilidade específica (γ_h), dada em $MW/m^3/s/m$. Assim, a função de produção é matematicamente descrita pelo conjunto de restrições (3.21):

$$p_{h,t}^G = \gamma_h \eta_h h_{h,t} q_{h,t}, \forall h \in H, \forall t \in T. \quad (3.21)$$

Como a altura de queda líquida ($h_{h,t}$) é descrita como uma subtração de polinômios de quarto grau, associados ao volume do reservatório e da vazão defluente, respectivamente, e sabendo-se que o rendimento (η_h) é descrito por meio de curvas colina, com alto grau de não-linearidade, a função de produção é uma grande fonte de não linearidade para os problemas de despacho de sistemas hidrotérmicos. Várias técnicas têm sido propostas para a linearização desta função (DINIZ; MACEIRA, 2008), (CERISOLA; LATORRE;

RAMOS, 2012), (LI et al., 2014), (HELSETH; JAEHNERT; DINIZ, 2021). Neste trabalho, não é adotado nenhum tipo de linearização na função de produção, uma vez que busca-se neste caso, soluções não lineares que possam ser utilizadas como referência de comparação para modelos linearizados. Entretanto, como na maioria dos trabalhos envolvendo esta função, a curva colina não é representada (uma exceção, é o artigo dado em (DINIZ; ESTEVES; SAGASTIZABAL, 2007), em que é proposto um modelo matemático para a representação da curva de rendimento), sendo também adotado um rendimento fixo de 0,90. Outra aproximação inerente à função de produção utilizada neste trabalho diz respeito ao tratamento dado à altura de queda líquida ($h_{h,t}$), em que os polinômios de quarta ordem associados às cotas de montante e jusante foram aproximados por polinômios de segunda ordem.

4 MODELO DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO HIDROTÉRMICO

4.1 Introdução

O problema formulado proposto nesta seção, denominado de Fluxo de Potência Ótimo Hidrotérmico (FPOH), é particularmente adequado ao sistema elétrico brasileiro, no qual a maior parte da geração de energia elétrica é realizada por meio de usinas hidrelétricas. Dados do Operador Nacional do Sistema (ONS) brasileiro, descritos em (ONS, 2021), mostram que cerca de 63% da capacidade de geração de energia elétrica total instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) é proveniente de usinas hidrelétricas, seguida de usinas termelétricas a gás e a gás natural liquefeito (GNL), com cerca de 9% de capacidade instalada.

O FPOH é descrito detalhadamente na Seção 4.3, em que o problema estático de fluxo de potência ótimo (FPO) descrito anteriormente no Capítulo 2 para um único período de tempo, é reescrito como um problema de otimização dinâmica, em que as restrições intertemporais são representadas. Além disso, o FPOH matematicamente descrito nesta seção é especificamente formulado para incorporar as principais restrições associadas às unidades de geração hidrelétricas, conforme discutido no Capítulo 3. A nomenclatura do modelo é descrita na Seção 4.2, destacando seus conjuntos, índices, parâmetros, variáveis e funções. A Seção 4.3.1 descreve detalhadamente as restrições hidráulicas do problema FPOH, as quais já foram previamente discutidas no Capítulo 3.

4.2 Nomenclatura

Conjuntos

\mathcal{B}^{SH}	Barras com bancos de capacitores/reatores.
F_r	Usinas hidrelétricas à montante de r .
\mathcal{G}	Barras de geração.
G	Unidades geradoras termelétricas e hidrelétricas.
H	Unidades geradoras hidrelétricas.
\mathcal{K}	Todas as barras do sistema.

\mathcal{L}	Barras de carga.
L_k	Unidades geradoras termelétricas conectadas na barra k .
\mathcal{N}_k	Barras vizinhas diretamente conectadas à barra k .
R	Usinas hidrelétricas.
T	Períodos de tempo.
$\mathcal{TA}\mathcal{P}$	Transformadores do sistema.
U_r	Unidades geradoras hidrelétricas vinculadas à usina r .

Índices

f	Usinas hidrelétricas à montante das usinas r $\{1, \dots, F_r\}$.
g	Unidades geradoras termelétricas e hidrelétricas $\{1, \dots, N^G\}$.
h	Unidades geradoras hidrelétricas $\{1, \dots, N^H\}$.
k	Barras do sistema $\{1, \dots, N^K\}$.
km	Ramos $k - m$ do sistema $\{1, \dots, N^{KM}\}$.
l	Unidades geradoras termelétricas $\{1, \dots, N^L\}$.
r	Usinas hidrelétricas $\{1, \dots, N^R\}$.
t	Períodos de tempo $\{1, \dots, N^T\}$.

Parâmetros

A_l, B_l, C_l	Coefficientes da curva de custo quadrática da unidade termelétrica l [$\$/pu^2$, $\$/pu$ e $\$$, respectivamente].
A_r^0, A_r^1, A_r^2	Coefficientes quadráticos da curva cota \times volume associados à usina r .
α_h^P, β_h^P	Coefficientes de linearização da curva potência máxima \times altura de queda.
α_h^Q, β_h^Q	Coefficientes de linearização da curva ascendente de engolimento máximo \times altura de queda.
$\alpha_h^{2Q}, \beta_h^{2Q}$	Coefficientes de linearização da curva descendente de engolimento máximo \times altura de queda.

B_r^0, B_r^1, B_r^2	Coefficientes quadráticos da curva cota \times defluência associados à usina r .
B_k^{Smin}, B_k^{Smax}	Limites mínimo e máximo de susceptância <i>shunt</i> na barra k , respectivamente $[pu]$.
B_{km}	Susceptância série do ramo $k - m$ $[pu]$.
B_{km}^{SH}	Susceptância <i>shunt</i> do ramo $k - m$ $[pu]$.
G_{km}	Condutância série do ramo $k - m$ $[pu]$.
H_r^{Fmin}, H_r^{Fmax}	Limites mínimo e máximo de cota de montante do reservatório da usina r $[m]$.
K_h^A	Constante associada ao termo independente da curva de perda de carga da unidade h pertencente a U_r .
K_h^B	Constante associada ao termo linear da curva de perda de carga da unidade h pertencente a U_r .
P_{km}^{max}	Limite máximo do fluxo de potência ativa no ramo $k - m$ $[pu]$.
$P_{k,t}^D$	Potência ativa consumida na barra k no período t $[pu]$.
P_h^{EF}	Potência ativa efetiva da unidade geradora hidrelétrica h $[pu]$.
$P_{k,t}^{SP}$	Potência ativa líquida especificada na barra k no período t $[pu]$.
P_l^{Gmin}, P_l^{Gmax}	Limites mínimo e máximo de geração de potência ativa da unidade geradora l , respectivamente $[pu]$.
$Q_{k,t}^D$	Potência reativa consumida na barra k no período t $[pu]$.
Q_l^{Gmin}, Q_l^{Gmax}	Limites mínimo e máximo de geração de potência reativa da unidade geradora l , respectivamente $[pu]$.
Q_h^{EF}	Vazão turbinada efetiva da unidade geradora hidrelétrica h $[m^3/s]$.
$Q_{k,t}^{SP}$	Potência reativa líquida especificada na barra k no período t $[pu]$.
S_r^{max}, S_r^{min}	Limites mínimo e máximo de vertimento da usina r $[m^3/s]$.
$TAP_{km}^{min}, TAP_{km}^{max}$	Limites mínimo e máximo do tap do transformador no ramo $k - m$, respectivamente $[pu]$.
V_k^{min}, V_k^{max}	Limites mínimo e máximo de magnitude de tensão na barra k , respectivamente $[pu]$.

X_r	Volume inicial do reservatório r [hm^3].
X_r^{max}, X_r^{min}	Limites mínimo e máximo de volume da usina r [hm^3].
X_r^{goal}	Meta de volume mínimo para a usina r no último período, o período $ T $ [hm^3].
Γ	Fator de conversão de m^3/s para hm^3/h , dado por $\Gamma = 0.0036$ [$hm^3/(m^3/s)$].
$\Psi_{r,t}$	Vazão afluyente à usina r no período t [m^3/s].

Variáveis e funções

$b_{k,t}^{SH}$	Susceptância <i>shunt</i> associada ao banco de capacitor/reator na barra k no período t [pu].
$h_{h,t}$	Altura de queda líquida da unidade h no período t [m].
$h_{r,t}^F$	Cota de montante da usina r no período t [m].
$h_{r,t}^T$	Cota de jusante da usina r no período t [m].
$h_{h,t}^{Loss}$	Perda de carga ou hidráulica da unidade h no período t [m].
$p_{g,t}^G$	Potência ativa gerada da unidade g no período t [pu].
$p_{h,t}^{Gmax}$	Potência máxima disponível da unidade geradora hidrelétrica h no período t [pu].
$p_{km,t}$	Fluxo de potência ativa fluindo da barra k para a barra m (no ramo $k - m$) no período t [pu].
$q_{g,t}^G$	Potência reativa gerada pela unidade g no período t [pu].
$q_{l,t}^G$	Potência reativa gerada pela unidade termelétrica l no período t [pu].
$q_{km,t}$	Fluxo de potência reativa fluindo da barra k para a barra m (no ramo $k - m$) no período t [pu].
$q_{h,t}$	Vazão turbinada pela unidade h no período t [m^3/s].
$q_{h,t}^{max}$	Vazão turbinada máxima disponível da unidade h no período t [m^3/s].
$s_{r,t}$	Vertimento da usina r no período t [m^3/s].
$tap_{km,t}$	Taps dos transformadores no ramo $k - m$ no período t [pu].
tap	Vetor de taps dos transformadores do sistema [pu].

$u_{r,t}$	Defluência da usina r no período t [m^3/s].
$v_{k,t}$	Magnitude da tensão na barra k no período t [pu].
\mathbf{v}	Vetor das magnitudes de tensão nas barras do sistema [pu].
$x_{r,t}$	Volume da usina r no período t [hm^3].
$x_{r, T }$	Volume da usina r no período $ T $, ou seja, no último período [hm^3].
γ_h	Produtibilidade específica da unidade h [$MW/(m^3/s)m$].
η_h	Rendimento da unidade h .
θ_{km}	Diferença angular entre θ_k e θ_m no período t [rad].
θ	Vetor de ângulos das tensões nas barras do sistema [rad].
φ_{km}	Ângulo de defasagem imposto por um transformador defasador [rad].

4.3 Formulação do Fluxo de Potência Ótimo Hidrotérmico

A função objetivo do FPOH tem como objetivo minimizar os custos de combustíveis das unidades geradoras termelétricas, por meio de um despacho ativo/reactivo, onde as restrições operacionais e físicas tanto das unidades termelétricas quanto das usinas hidrelétricas devem ser respeitadas. A função objetivo é descrita em (4.1):

$$Min \quad \sum_{t \in T} \sum_{k \in \mathcal{K}} \sum_{g \in L_k} A_g (p_{g,t}^G)^2 + B_g p_{g,t}^G + C_g. \quad (4.1)$$

A função objetivo (4.1) está sujeita aos conjuntos de restrições descritos a seguir.

Restrições de balanço de potência ativa nas barras de geração (4.2) e nas barras de carga (4.3), respectivamente:

$$\sum_{g \in G_k} p_{g,t}^G - P_{k,t}^D - \sum_{m \in \mathcal{N}_k} p_{km,t}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) = 0, \forall k \in \mathcal{G}, \forall t \in T, \quad (4.2)$$

$$P_{k,t}^{SP} - \sum_{m \in \mathcal{N}_k} p_{km,t}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) = 0, \forall k \in \mathcal{L}, \forall t \in T. \quad (4.3)$$

Restrições de balanço de potência reativa nas barras de geração (4.4) e nas barras de carga (4.5), respectivamente:

$$\sum_{g \in G_k} q_{g,t}^G - Q_{k,t}^D + b_{k,t}^{SH} v_{k,t}^2 - \sum_{m \in \mathcal{N}_k} q_{km,t}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) = 0, \forall k \in \mathcal{G}, \forall t \in T, \quad (4.4)$$

$$Q_{k,t}^{SP} + b_{k,t}^{SH} v_{k,t}^2 - \sum_{m \in \mathcal{N}_k} q_{km,t}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) = 0, \forall k \in \mathcal{L}, \forall t \in T. \quad (4.5)$$

Restrições de limites mínimo e máximo do fluxo de potência ativo (4.6):

$$-P_{km}^{max} \leq p_{km,t}(\mathbf{v}, \theta, \mathbf{tap}) \leq P_{km}^{max}, \forall k \in \mathcal{K}, \forall m \in \mathcal{N}_{k,t}, \forall t \in T. \quad (4.6)$$

Restrições de limites mínimo e máximo das potências ativas geradas pelas unidades termelétricas (4.7), das potências reativas geradas pelas unidades termelétricas (4.8), das magnitudes de tensão nas barras k (4.9), dos taps dos transformadores nos ramos $k - m$ (4.10) e das susceptâncias *shunt* nas barras k (4.11), respectivamente:

$$P_l^{Gmin} \leq p_{l,t}^G \leq P_l^{Gmax}, \forall l \in G, \forall t \in T, \quad (4.7)$$

$$Q_l^{Gmin} \leq q_{l,t}^G \leq Q_l^{Gmax}, \forall l \in G, \forall t \in T, \quad (4.8)$$

$$V_k^{min} \leq v_{k,t} \leq V_k^{max}, \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in T, \quad (4.9)$$

$$TAP_{km}^{min} \leq tap_{km,t} \leq TAP_{km}^{max}, \forall km \in \mathcal{TAP}, \forall t \in T, \quad (4.10)$$

$$B_k^{Smin} \leq b_{k,t}^{SH} \leq B_k^{Smax}, \forall k \in \mathcal{B}^{SH}, \forall t \in T. \quad (4.11)$$

Quando a barra k está localizada no lado inicial, ou seja, no lado oposto em que a alteração do tap do transformador é feita, as expressões genéricas para os fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão e transformadores são dadas por (4.12) e (4.13), respectivamente:

$$p_{km,t} = (tap_{km,t} v_{k,t})^2 G_{km} - tap_{km,t} v_{k,t} v_{m,t} G_{km} \cos(\theta_{km,t}) - tap_{km,t} v_{k,t} v_{m,t} B_{km} \sin(\theta_{km,t}), \quad (4.12)$$

$$q_{km,t} = -(tap_{km,t} v_{k,t})^2 (B_{km} + B_{km}^{SH}) + tap_{km,t} v_{k,t} v_{m,t} B_{km} \cos(\theta_{km,t}) - tap_{km,t} v_{k,t} v_{m,t} G_{km} \sin(\theta_{km,t}), \quad (4.13)$$

caso contrário, as expressões são dadas por (4.14) e (4.15), respectivamente:

$$p_{km,t} = G_{km} v_{k,t}^2 - tap_{km,t} v_{k,t} v_{m,t} G_{km} \cos(\theta_{km,t}) - tap_{km,t} v_{k,t} v_{m,t} B_{km} \sin(\theta_{km,t}), \quad (4.14)$$

$$q_{km,t} = -(B_{km} + B_{km}^{SH}) v_{k,t}^2 + tap_{km,t} v_{k,t} v_{m,t} B_{km} \cos(\theta_{km,t}) - tap_{km,t} v_{k,t} v_{m,t} G_{km} \sin(\theta_{km,t}). \quad (4.15)$$

4.3.1 Restrições de Geração Hidráulica

Os conjuntos de restrições (4.16), e (4.17) descrevem, respectivamente, os limites mínimo e máximo do volume e do vertimento da usina r , conforme discutido anteriormente no Capítulo 3:

$$X_r^{min} \leq x_{r,t} \leq X_r^{max}, \forall r \in R, \forall t \in T, \quad (4.16)$$

$$S_r^{min} \leq s_{r,t} \leq S_r^{max}, \forall r \in R, \forall t \in T. \quad (4.17)$$

Como descrito na Seção 3.4, os conjuntos de restrições (4.18) e (4.19) descrevem a potência máxima disponível das unidades hidrelétricas e o conjunto de restrições (4.20) descreve o limite para a potência ativa gerada por cada unidade hidrelétrica, respectivamente:

$$p_{h,t}^{Gmax} \leq P_h^{EF}, \forall h \in H, \forall t \in T, \quad (4.18)$$

$$p_{h,t}^{Gmax} \leq \beta_h^P + \alpha_h^P h_{h,t}, \forall h \in H, \forall t \in T, \quad (4.19)$$

$$p_{h,t}^G \leq p_{h,t}^{Gmax}, \forall h \in H, \forall t \in T. \quad (4.20)$$

A Seção 3.4 também descreve detalhadamente a vazão turbinada máxima variável, conforme os conjuntos de restrições (4.21) a (4.23) e o limite para a vazão turbinada por cada unidade geradora hidrelétrica, conforme (4.24):

$$q_{h,t}^{max} \leq Q_h^{EF}, \forall h \in H, \forall t \in T, \quad (4.21)$$

$$q_{h,t}^{max} \leq \beta_1^Q + \alpha_1^Q h_{h,t}, \forall h \in H, \forall t \in T, \quad (4.22)$$

$$q_{h,t}^{max} \leq \beta_2^Q + \alpha_2^Q h_{h,t}, \forall h \in H, \forall t \in T, \quad (4.23)$$

$$q_{h,t} \leq q_{h,t}^{max}, \forall h \in H, \forall t \in T. \quad (4.24)$$

A defluência é descrita conforme o conjunto de restrições (4.25) e o limite mínimo para o volume do período final é descrito conforme o conjunto de restrições (4.26), respectivamente, como visto anteriormente na Seção 3.1:

$$u_{r,t} = \sum_{h \in U_r} q_{h,t} + s_{r,t}, \forall r \in R, \forall t \in T, \quad (4.25)$$

$$x_{r,|T|} \geq X_r^{goal}, \forall r \in R. \quad (4.26)$$

A função de produção, descrita na Seção 3.6, é aqui também formulada de modo não-linear, conforme o conjunto de restrição (4.27), em que os rendimentos η_h são fixados:

$$p_{h,t}^G = \gamma_h \eta_h h_{h,t} q_{h,t}, \forall h \in H, \forall t \in T. \quad (4.27)$$

Como visto na Seção 3.2, o balanço de massa de água é descrito pelos conjuntos de restrições (4.28) e (4.29), respectivamente:

$$x_{r,t} = x_{r,(t-1)} + \Gamma \left(\Psi_{r,t} + \sum_{f \in F_r} u_{f,t} - u_{r,t} \right), \forall r \in R, \forall t \in T : t \neq 1, \quad (4.28)$$

$$x_{r,1} = X_r + \Gamma \left(\Psi_{r,1} + \sum_{f \in F_r} u_{f,1} - u_{r,1} \right), \forall r \in R. \quad (4.29)$$

Na Seção 3.3, as cotas e alturas de uma usina hidrelétrica foram descritas detalhadamente. Conforme já discutido, as cotas de montante e de jusante são descritas no

modelo aqui proposto como polinômios quadráticos, por meio dos conjuntos de restrições (4.30) e (4.31), respectivamente. A perda hidráulica é descrita pelo conjunto de restrições (4.32), e a altura de queda líquida é descrita pelo conjunto de restrições (4.33).

$$h_{r,t}^F = A_r^0 + A_r^1 x_{r,t} + A_r^2 x_{r,t}^2, \forall r \in R, \forall t \in T, \quad (4.30)$$

$$h_{r,t}^T = B_r^0 + B_r^1 u_{r,t} + B_r^2 u_{r,t}^2, \forall r \in R, \forall t \in T, \quad (4.31)$$

$$h_{h,t}^{Loss} = K_h^A + K_h^B q_{h,t}^2, \forall h \in H, \forall t \in T, \quad (4.32)$$

$$h_{h,t} = h_{r,t}^F - h_{r,t}^T - h_{h,t}^{Loss}, \forall r \in R, \forall h \in U_r, \forall t \in T. \quad (4.33)$$

Com a formulação matemática aqui proposta para o modelo de FPOH, descrita de (4.1) a (4.33), o modelo proposto foi resolvido na plataforma GAMS, utilizando-se o *solver* IPOPT.

Resultados numéricos para sistemas de até 300 barras são discutidos no capítulo a seguir, destacando-se o impacto da representação das restrições hidráulicas nas políticas de despacho de geração calculadas pelo modelo de FPOH proposto.

5 RESULTADOS NUMÉRICOS

Neste capítulo, são apresentados os resultados numéricos do modelo de FPOH proposto, cuja formulação é descrita na Seção 4.3. Na literatura referente à problemas de FPO, não há disponibilidade de dados envolvendo sistemas hidrotérmicos de grande porte, sendo necessário adaptar alguns sistemas-teste de modo que algumas unidades de geração termelétricas fossem substituídas por unidades hidrelétricas. Três sistemas-teste muito utilizados para investigações envolvendo os modelos de FPO foram aqui adaptados, sendo estes os sistemas IEEE de 24, 118 e 300 barras. Os princípios gerais que nortearam a modificação desses sistemas-teste de modo a torná-los sistemas hidrotérmicos com forte participação de geração hidráulica, são descritos na Seção 5.1.1.

Os resultados numéricos têm como objetivo central avaliar o impacto das restrições hidráulicas na política de despacho de geração e na política de operação hidráulica dos reservatórios durante um dia de operação. Para isso, são simuladas situações de cheia e seca, respectivamente, para as quais são avaliados três casos básicos: i) um caso em que o modelo completo de FPOH proposto é utilizado, ii) um caso em que as restrições de metas energéticas são desprezadas, cujo objetivo é avaliar o impacto das metas nas políticas de geração e operação hidráulica e iii) um último caso em que é avaliado o impacto das restrições de máxima potência disponível e máxima vazão turbinada disponível, o que é feito eliminando-se tais restrições do modelo. Estes resultados são analisados das Seções 5.2, 5.3 e 5.4, para os sistemas de 24, 118 e 300 barras, respectivamente. Além desses resultados, na Seção 5.3.3, mostra-se uma comparação do sistema de 118 barras adaptado, nos períodos de cheia e seca, quando as restrições hidráulicas do modelo são não lineares (conforme descrito na Seção 4.3) e quando são consideradas lineares.

Todos os resultados numéricos foram realizados na plataforma GAMS, utilizando o *solver* de pontos interiores IPOPT.

5.1 Descrição dos Sistemas Utilizados

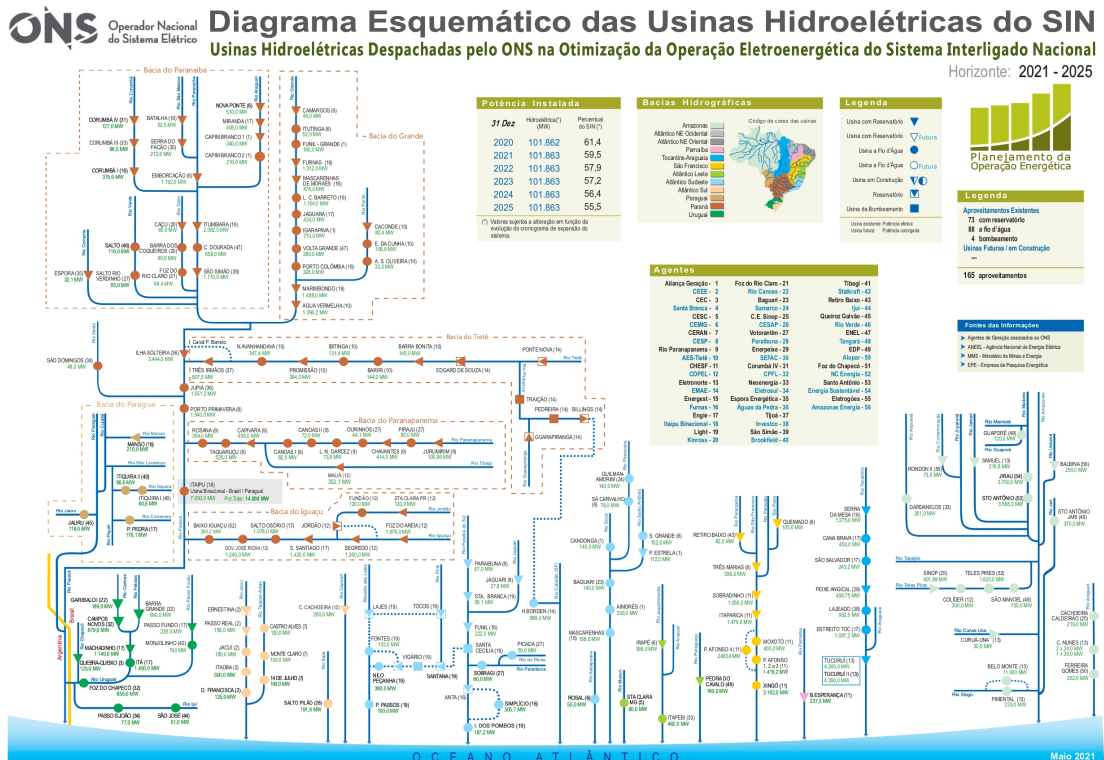
Os três sistemas-teste utilizados são os sistemas IEEE de 24 , 118 e 300 barras (ILLINOIS, 2013). Estes sistemas foram escolhidos por serem sistemas de pequeno, médio e grande porte, respectivamente. Os princípios gerais que nortearam a modificação desses sistemas-teste de modo a torná-los sistemas hidrotérmicos são descritos a seguir.

5.1.1 Princípios Gerais para Criação dos Sistemas-Teste Modificados

Nos sistemas-testes IEEE citados anteriormente têm-se gerações de energia elétrica puramente de origem termelétrica, contendo somente dados de transmissão e alguns dados relacionados à geração de cada sistema. Segundo (ONS, 2021), dados mostram que no Brasil, diferentemente de países como Estados Unidos e grande parte da Europa, a maior fonte de energia elétrica é proveniente das usinas hidrelétricas. A matriz energética brasileira possui diversas fontes de energia, entretanto, as fontes mais proeminentes são as de origem hidrelétrica e termelétrica. Assim, os sistemas de testes IEEE foram modificados de sistemas puramente termelétricos para hidrotérmicos, a fim de que se aproximassem da realidade da estrutura da matriz energética brasileira.

Para modificar estes sistemas, primeiramente, foram discriminados os geradores termelétricos e suas potências nominais. Com estes dados, iniciou-se a busca por usinas hidrelétricas que tivessem potências nominais próximas dos valores de cada gerador termelétrico, de preferência maior ou igual a estes valores, por meio do Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN mostrado na Figura 5.1.

Figura 5.1 – Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN.



Fonte: (ONS, 2021)

Em algumas situações, foi necessário utilizar um número menor de unidades geradoras da usina, para que a potência da usina hidrelétrica se assemelhasse à potência da usina termelétrica que estava sendo substituída. Nas situações onde utilizou-se um

número menor de unidades geradoras das usinas (ajuste de potência), houve necessidade de ajustar as vazões afluentes conforme a proporção de unidades geradoras da usina. Por exemplo, caso uma usina tenha 4 unidades geradoras e utilizou-se na adaptação do sistema apenas 1 unidade, a vazão afluente foi de 1/4 do valor total da vazão afluente, no período em questão (cheia ou seca).

A partir dessas considerações, por meio do diagrama mostrado na Figura 5.1 e dos dados obtidos no *software* HydroData XP (CICOGNA, 2008), alguns geradores termelétricos foram então substituídos por hidrelétricos, de forma que a potência nominal da termelétrica original fosse respeitada e que as cascatas ou bacias do Sistema Interligado Nacional (SIN) fossem aproveitadas da melhor maneira possível, a fim de obter um fluxo de água compatível com operações hidráulicas reais, e adotando-se, a mesma sequência original de usinas hidrelétricas na cascata.

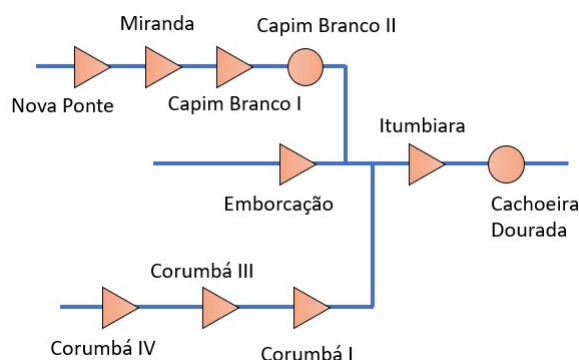
5.1.2 Dados dos Sistemas-Teste Hidrotérmicos

Nesta seção, discute-se a critério de exemplo, os detalhes das adaptações realizadas sobre o Sistema-Teste Modificado de 24 Barras, para o qual utilizou-se apenas as usinas da Bacia do Paranaíba, conforme mostrado na Tabela 5.1, e a cascata mostrada na Figura 5.2. Os detalhes para os demais sistemas são fornecidos nos Apêndices B e C.

Tabela 5.1 – Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 24 Barras.

Nome	Número
Corumbá IV	R1
Corumbá III	R2
Corumbá I	R3
Emborcação	R4
Nova Ponte	R5
Miranda	R6
Capim Branco I	R7
Capim Branco II	R8
Itumbiara	R9
Cachoeira Dourada	R10

Figura 5.2 – Cascata do Sistema-Teste Modificado de 24 Barras.



Fonte: do Autor.

A Tabela 5.2 mostra os dados gerais do Sistema-Teste Modificado de 24 Barras. Na tabela, os valores da coluna P_l^G representam as potências nominais das usinas termelétricas originais (as quais não foram utilizados no trabalho), enquanto que os valores da coluna P_h^G representam as potências nominais totais das usinas hidrelétricas efetivamente utilizadas. A coluna P^{max} mostra a capacidade máxima de cada unidade da usina. Nota-se que a maioria das usinas possui mais de uma unidade. Os limites envolvendo as potências reativas foram mantidos com os valores originais do sistema IEEE de 24 barras. A tabela fornece ainda o número de cada reservatório, o número de cada unidade geradora e a barra em que cada unidade está localizada. Todos os dados das usinas hidrelétricas utilizadas foram obtidos do *software* HydroData XP (CICOGNA, 2008).

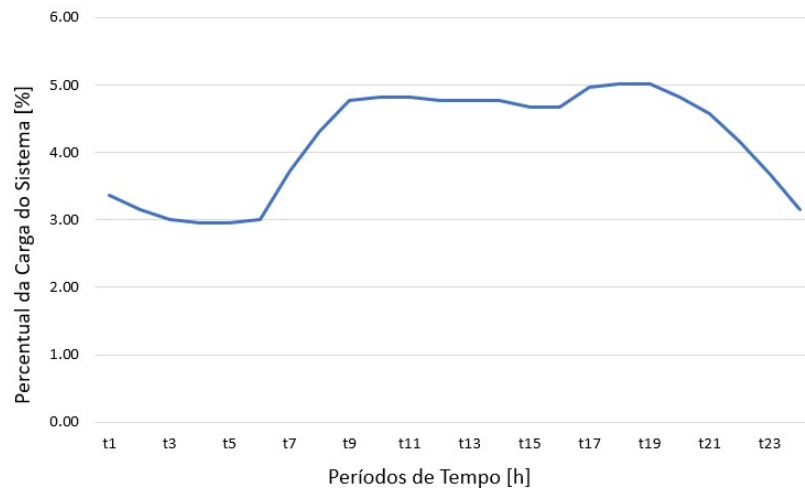
Tabela 5.2 – Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 24 Barras.

Unid. g	Barra k	P_l^G [MW]	P_h^G [MW]	Conjuntos Utilizados	Nº g Utilizadas	R	Tipo	Q^{min} [pu]	Q^{max} [pu]	P^{min} [pu]	P^{max} [pu]
G1	1	152	127	1/1	2/2	R1	H	-0,50	0,80	0,0	0,635
G2	1						H	-0,50	0,80	0,0	0,635
G3	15	60	96,4	2/2	2/2	R2	H	0,00	0,60	0,0	0,478
G4	15						H	0,00	0,60	0,0	0,486
G5	23	350	375	1/1	3/3	R3	H	-0,25	1,50	0,0	1,250
G6	23						H	-0,25	1,50	0,0	1,250
G7	23						H	-0,25	1,50	0,0	1,250
G8	22	300	298	1/1	1/4	R4	H	-0,60	0,96	0,0	2,980
G9	18	400	510	1/1	3/3	R5	H	-0,50	2,00	0,0	1,700
G10	18						H	-0,50	2,00	0,0	1,700
G11	18						H	-0,50	2,00	0,0	1,700
G12	21	400	408	1/1	3/3	R6	H	-0,50	2,00	0,0	1,360
G13	21						H	-0,50	2,00	0,0	1,360
G14	21						H	-0,50	2,00	0,0	1,360
G15	16	155	160	1/1	2/3	R7	H	-0,50	0,80	0,0	0,800
G16	16						H	-0,50	0,80	0,0	0,800
G17	15	155	210	1/1	3/3	R8	H	-0,50	0,80	0,0	0,700
G18	15						H	-0,50	0,80	0,0	0,700
G19	15						H	-0,50	0,80	0,0	0,700
G20	7	300	380	1/1	1/6	R9	H	0,00	1,80	0,0	3,470
G21	13	591	658	5/5	10/10	R10	H	0,00	2,40	0,0	0,170
G22	13						H	0,00	2,40	0,0	0,170
G23	13						H	0,00	2,40	0,0	0,540
G24	13						H	0,00	2,40	0,0	0,540
G25	13						H	0,00	2,40	0,0	0,540
G26	13						H	0,00	2,40	0,0	0,840
G27	13						H	0,00	2,40	0,0	0,840
G28	13						H	0,00	2,40	0,0	0,840
G29	13						H	0,00	2,40	0,0	1,050
G30	13						H	0,00	2,40	0,0	1,050
G31	2	152	152		1/1		T	-0,50	0,60	0,0	1,520
G32	23	310	310		1/1		T	-1,00	1,60	0,0	3,100

A demanda do sistema foi adaptada para a nova configuração de geração. Para redefinir a demanda do sistema, primeiro traçou-se um perfil diário de demanda, obtido a partir do sistema teste original, conforme as porcentagens de cada período horário

fornecida em (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). A partir das demandas totais de cada período, foi possível obter uma demanda mais precisa para cada período. Os percentuais adotados foram alterados de modo a refletir um perfil de demanda próximo ao brasileiro. O perfil horário da demanda adotada é mostrado na Figura 5.3 e seus valores são dados na coluna $P_{k,t}^D$ na Tabela 5.3.

Figura 5.3 – Perfil da Demanda Horária dos Sistemas-Teste



Fonte: do Autor.

Tabela 5.3 – Dados da Demanda Horária Utilizada no Sistema-Teste 24 barras.

Período t [h]	Carga do Sistema [%]	$P_{k,t}^D$ [MW]	Período t [h]	Carga do Sistema [%]	$P_{k,t}^D$ [MW]
1	3,37	1.824,855	13	4,77	2.582,955
2	3,16	1.711,140	14	4,77	2.582,955
3	3,01	1.629,915	15	4,67	2.528,805
4	2,96	1.602,840	16	4,67	2.528,805
5	2,96	1.602,840	17	4,97	2.691,255
6	3,01	1.629,915	18	5,02	2.718,330
7	3,72	2.014,380	19	5,02	2.718,330
8	4,32	2.339,280	20	4,82	2.610,030
9	4,77	2.582,955	21	4,57	2.474,655
10	4,82	2.610,030	22	4,17	2.258,055
11	4,82	2.610,030	23	3,67	1.987,305
12	4,77	2.582,955	24	3,16	1.711,140

Os dados relacionados aos reservatórios das usinas hidrelétricas foram obtidos do *software* HydroData XP (CICOGNA, 2008), conforme mostra a Tabela 5.4. Esta tabela mostra os valores de vertimento mínimo S^{min} e máximo S^{max} , os valores de volume mínimo X^{min} e volume máximo X^{max} , os valores de cota mínima H^{min} e cota máxima H^{max} , os valores de produtividade de cada usina γ e o tipo de reservatório, sendo que o número 1 classifica o reservatório como sendo de acumulação e número 0 como sendo fio d'água. Os detalhes dos dados associados às unidades geradoras de cada usina foram retirados do *software* HydroData XP (CICOGNA, 2008).

Tabela 5.4 – Dados dos Reservatórios das Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 24 Barras.

	S^{min} [m ³ /s]	S^{max} [m ³ /s]	X^{min} [hm ³]	X^{max} [hm ³]	H^{min} [m]	H^{max} [m]	γ [MW/(m ³ /s)m]	Tipo
R1	0,0	421,5	2.916,74	3.833,63	837,00	842,60	0,009123	1
R2	0,0	565,1	683,29	942,99	768,00	772,00	0,009086	1
R3	0,0	1.177,4	471,55	1.496,44	570,00	595,00	0,008840	1
R4	0,0	2.138,1	4.669,00	17.724,72	615,00	661,00	0,009096	1
R5	0,0	1.165,5	2.412,00	12.792,00	775,50	815,00	0,008978	1
R6	0,0	1.372,5	974,40	1.120,00	693,00	696,00	0,008873	1
R7	0,0	994,4	228,27	241,13	623,30	624,00	0,008829	1
R8	0,0	1.120,9	859,63	872,83	564,70	565,00	0,009108	0
R9	0,0	6.137,1	4.573,00	17.027,00	495,00	520,00	0,009014	1
R10	0,0	5.107,4	301,81	522,68	428,00	431,55	0,008536	0

Os três sistemas-teste modificados foram testados para duas situações diferentes: para um cenário hidráulico de cheia e um cenário hidráulico de seca. Tanto para a situação de cheia, quanto de seca, foram analisados casos com e sem restrições de meta de volume final e com e sem as restrições de potência e vazão turbinada máximas variáveis. Esses testes, foram realizados com finalidade de destacar o impacto dessas restrições. Os três casos são descritos a seguir:

- **Caso 1** - Completo: Modelo de Fluxo de Potência Ótimo Hidrotérmico (FPOH)

Este caso representa o modelo de Fluxo de Potência Ótimo Hidrotérmico (FPOH) completo descrito no Capítulo 4, cuja formulação é descrita de (4.1) a (4.33).

- **Caso 2** - FPOH Sem Restrição de Meta Energética

Este caso representa o modelo FPOH em que o conjunto de restrições (4.26), que representa a meta de volume final dos reservatórios (X^{goal}), é eliminado da formulação. O objetivo deste caso é mensurar o impacto da restrição de meta de volume final na política de despacho e de operação dos reservatórios. (Neste caso, as restrições de potência e vazão máximas variáveis continuam sendo consideradas.)

- **Caso 3** - FPOH Sem Restrições de Potência e Vazão Turbinada Máximas Variáveis

Este caso representa o modelo FPOH em que os conjuntos de restrições de potência máxima disponível (4.19) e vazão turbinada máxima disponível ((4.22), (4.23)), são eliminados da formulação. O objetivo deste caso é mensurar o impacto destas restrições na política de despacho e de operação dos reservatórios. (Neste caso, a restrição de meta de volume final continua sendo considerada.)

A fim de mostrar a diferença entre considerar as restrições hidráulicas de forma não-linear e de forma linear, um outro teste foi realizado para o sistema de 118 barras. Os resultados deste teste são comparativos do modelo FPOH (Caso 1), no qual as restrições

hidráulicas são não lineares, com restrições lineares, que considera-se valores de potência efetiva (P_h^{EF}), a vazão turbinada efetiva (Q_h^{EF}) e altura de queda líquida efetiva (H_h^{EF}), para todas as unidades hidrelétricas.

Os resultados numéricos e suas análises são mostrados detalhadamente nas Seções 5.2, 5.3 e 5.4, para os sistemas-teste modificados de 24, 118 e 300 barras, respectivamente. Para cada sistema, cada situação (cheia e seca) e cada caso, analisam-se os seguintes aspectos: a evolução horária da geração de potência hidrelétrica e termelétrica das unidades geradoras, a evolução dos custos totais e dos preços médios do sistema. Além disso, analisa-se a política de operação dos reservatórios, i.e. a evolução horária das vazões turbinadas totais dos reservatórios, dos volumes totais dos reservatórios e do vertimento da última usina hidrelétrica do sistema/cascata. Todos os dados necessários à implementação e simulação do sistema-teste modificado de 24 barras, além dos que já foram descritos nesta seção, estão descritos no Apêndice A. Todos os dados necessários para implementação e simulação dos sistemas-teste modificados de 118 barras e 300 barras estão descritos nos Apêndices B e C, respectivamente.

5.2 Sistema-Teste Modificado de 24 Barras

A potência total demandada deste sistema é de 54.133,90 MW, tanto para as situações de cheia e seca, quanto para os Casos 1, 2 e 3. Em todas as situações e casos, a potência de demanda foi atendida.

Observa-se na Tabela 5.5 o número total de restrições de desigualdade e igualdade que o *solver* IPOPT resolve em cada caso. O número de restrições de desigualdade e igualdade são iguais para os períodos de cheia e seca. Os três casos diferenciam-se apenas nos conjuntos de restrições hidráulicas, sendo restrições de desigualdade.

Tabela 5.5 – Número Total de Restrições de Igualdade e Desigualdade - Sistema 24 Barras.

	Número Total de Restrições	
	Desigualdade	Igualdade
Caso 1	5.048	7.560
Caso 2	5.040	7.560
Caso 3	2.888	7.560

O tempo computacional necessário para resolução das duas situações e dos três casos é mostrado na Tabela 5.6. Os testes foram realizados com um sistema operacional de 64 bits, processador Intel(R) Core(TM) i5-9300 CPU @2.40 GHZ e 16GB de RAM.

Tabela 5.6 – Tempo Decorrido da Simulação - Sistema 24 Barras, Situação Cheia e Seca, Casos 1, 2 e 3.

	Tempo (s)	
	Cheia	Seca
Caso 1	10,90	14,94
Caso 2	12,24	9,86
Caso 3	3,26	8,61

5.2.1 Situação de Cheia - Sistema 24 Barras

A função objetivo do FPOH busca minimizar o custo de combustíveis das termelétricas, sujeita as restrições descritas na Seção 4.3. Os custos obtidos para a função objetivo calculados pelo *solver* IPOPT, em cada caso, são mostrados na Tabela 5.7. Percebe-se na tabela, uma variação considerável nos custos de operação dos Casos 1 e 2, em relação ao Caso 3. Essa diferença é explicada nas análises dos despachos de geração (Figuras 5.4-5.6).

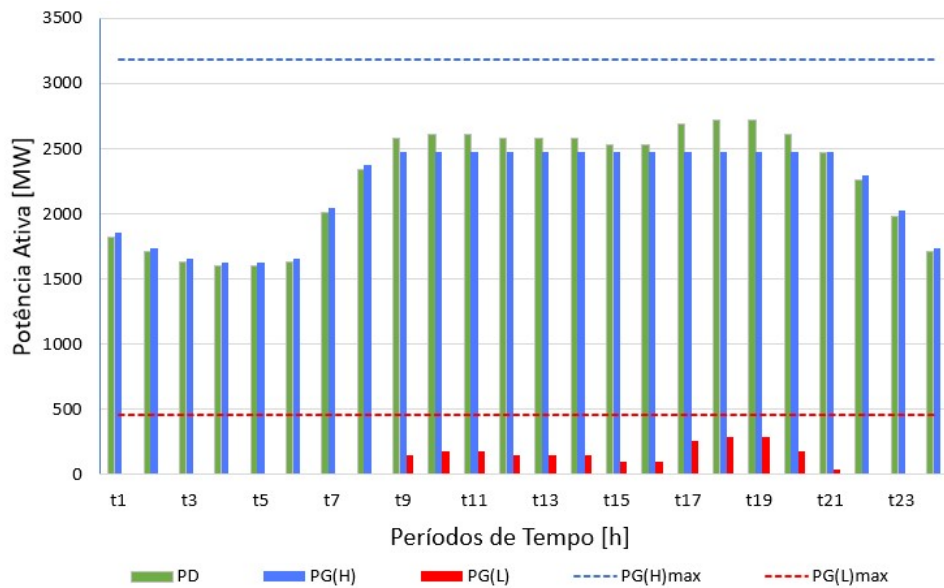
Tabela 5.7 – Função Objetivo - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.

	Custo da Função Objetivo [€]
Caso 1	90.845,60
Caso 2	90.845,60
Caso 3	28.538,24

As figuras 5.4–5.6 mostram a evolução horária dos despachos totais de geração das usinas hidrelétrica e termelétrica, e a demanda total. Nestas figuras, as barras verdes são as potências demandadas (PD), as barras azuis são as potências ativas geradas pelas hidrelétricas ($PG(H)$) e as barras vermelhas são as potências ativas geradas pelas termelétricas ($PG(L)$). Além disso, as linhas tracejadas representam, em azul, a capacidade máxima total de todas as unidades hidrelétricas ($PG(H)_{max}$) e, em vermelho, a capacidade máxima total de todas as unidades termelétricas ($PG(L)_{max}$). A mesma notação e código de cores são utilizados em todas as figuras seguintes relacionadas ao despacho de geração.

No Caso 1, mostrado na Figura 5.4, como a situação é de cheia, observa-se que as unidades hidrelétricas geram a maior parte de energia elétrica em todos os períodos. Nos períodos de carga leve, ou seja, onde ocorre um menor consumo/demanda, as hidrelétricas geram toda a potência necessária, enquanto que nos períodos de carga pesada, onde o consumo/demanda é maior, as unidades termelétricas foram acionadas a fim de atender a demanda nestes períodos ($t9 - t21$). O total de potência ativa gerada pelas hidrelétricas, é de 52.829,90 MW, correspondendo a 95,98% da geração total e pelas termelétricas é de 2.211,70 MW, correspondendo a 4,02%. Assim, observa-se que somente com as hidrelétricas não seria possível atender a demanda. Portanto, mesmo em uma situação de cheia foi necessário acionar as termelétricas, devido às diversas limitações que o sistema hidráulico possui.

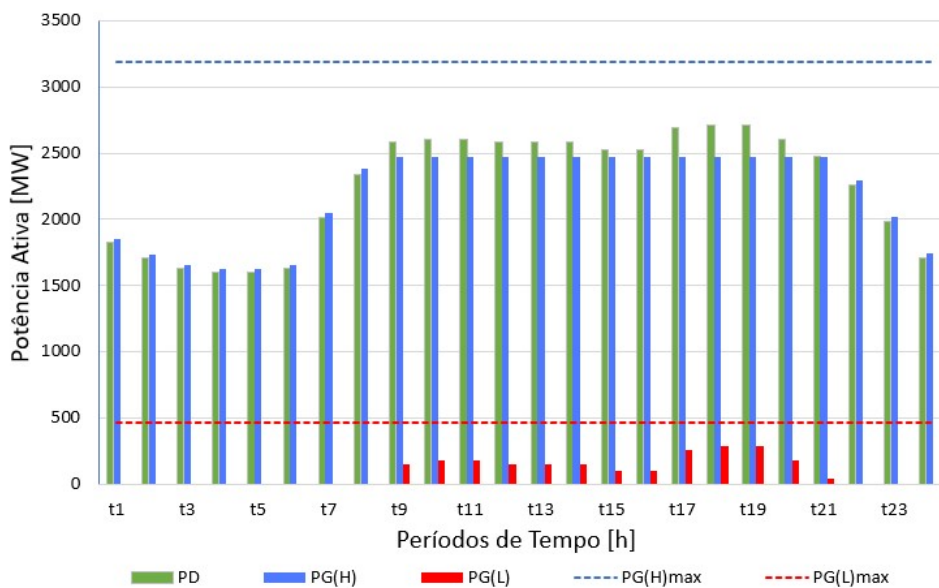
Figura 5.4 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Caso 1.



Fonte: do Autor.

O Caso 2, mostrado na Figura 5.5, representa o modelo FPOH sem o conjunto de restrição de meta de volume final. Como no caso anterior, as termelétricas foram acionadas apenas nos períodos de carga pesada, não havendo grande impacto da meta de volume final, já que a geração total das hidrelétricas foi de 52.830,00 MW (95,98%) e a geração total das termelétricas foi igual ao caso anterior 2.211,70 MW (4,02%).

Figura 5.5 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Caso 2.



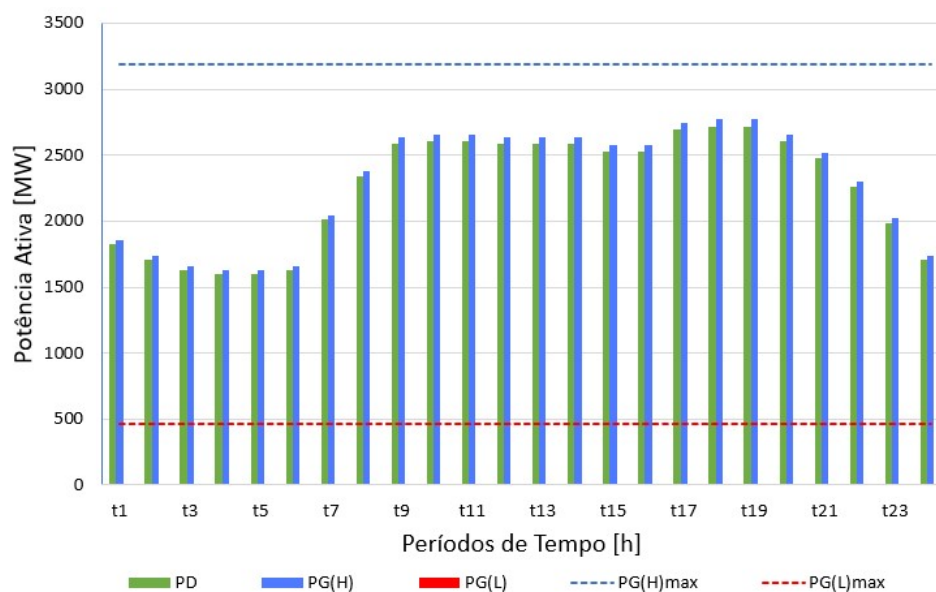
Fonte: do Autor.

Como as demandas para os Casos 1 e 2 são idênticas e a geração termelétrica obtida também foi a mesma, pode-se imaginar que a geração hidrelétrica, nos dois casos,

também deveria ser a mesma. Entretanto, a igualdade de geração hidrelétrica não ocorre devido às perdas na transmissão, conforme se discute a seguir. Em função das restrições de meta de volume final no caso 1, a geração hidrelétrica é menor do que aquela obtida no caso 2 (no caso 1: 52829,9 MW, e no caso 2: 52830.0 MW). Para o caso 1, a restrição de meta de volume final tem seu valor atingido para alguns reservatórios, fazendo com que seja necessário realocar a geração para unidades de outros reservatórios cuja restrição de meta não tenha sido atingida. Essa realocação provoca uma redistribuição dos fluxos de potência na transmissão, alterando os valores das perdas na transmissão.

A Figura 5.6, mostra os despachos para o Caso 3, em que não se consideram os conjuntos de restrições de potência máxima variável e de vazão turbinada máxima variável. Observa-se que este caso diferencia-se expressivamente dos dois anteriores, pois há somente geração de potência ativa proveniente das unidades hidrelétricas, no valor total de 55.115,20 MW, correspondendo a 100% da geração. Neste caso, devido à função objetivo do FPOH minimizar o custo de combustíveis das termelétricas, para uma situação de cheia, e considerando que, as unidades hidrelétricas não estão limitadas pelos conjuntos de restrições de potência máxima variável e vazão turbinada máxima variável, não há necessidade de acionar as termelétricas. Este cenário não condiz com a realidade, afinal como visto anteriormente, os geradores hidrelétricos possuem essas limitações físicas, as quais, se forem desprezadas, produzem um impacto considerável no despacho.

Figura 5.6 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Caso 3.

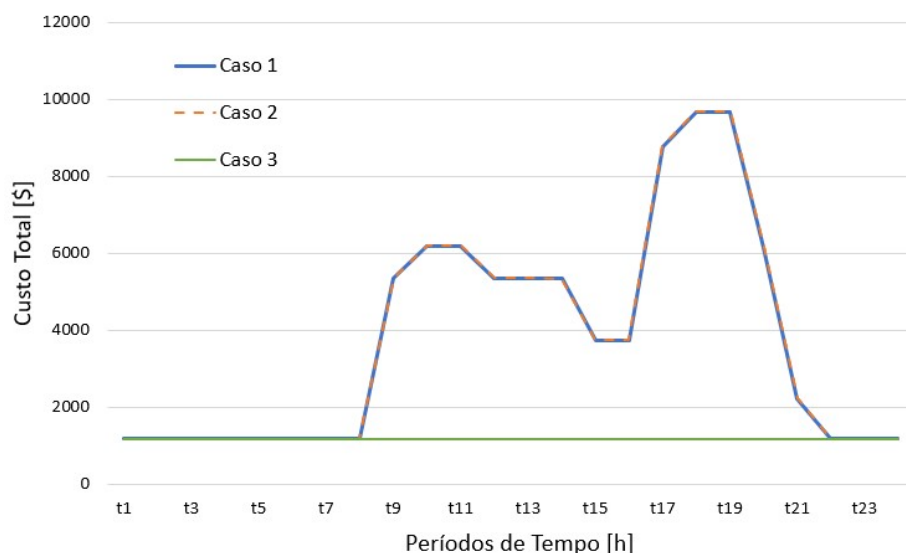


Fonte: do Autor.

Na Figura 5.7, o custo total, dado em \$, mostra que para os Casos 1 e 2, o custo total na carga leve é constante até o início da carga pesada, elevando-se expressivamente durante a carga pesada. O comportamento das curvas de custo destes casos mostram que o custo está relacionado somente às unidades termelétricas. Nos Casos 1 e 2, as gerações

termelétricas foram iguais, logo, as curvas de custos também são iguais. No Caso 3, não houve geração termelétrica, portanto o custo é constante, no valor de \$1.189,09, devido aos coeficientes C_l das unidades termelétricas deste sistema.

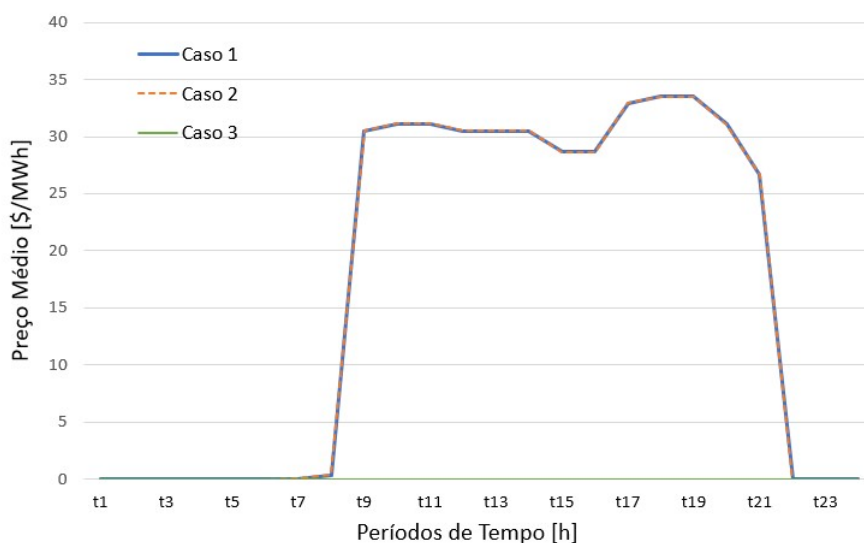
Figura 5.7 – Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.8 mostra a evolução horária dos preços médios da operação diária. Como os Casos 1 e 2 são semelhantes, as curvas de preços médios tem uma pequena diferença, imperceptível no gráfico, mas ela existe devido a geração hidrelétrica não serem exatamente iguais. Como no Caso 3 só houve geração hidrelétrica e o preço está diretamente ligado ao acionamento das termelétricas, o preço médio durante todo o dia é nulo.

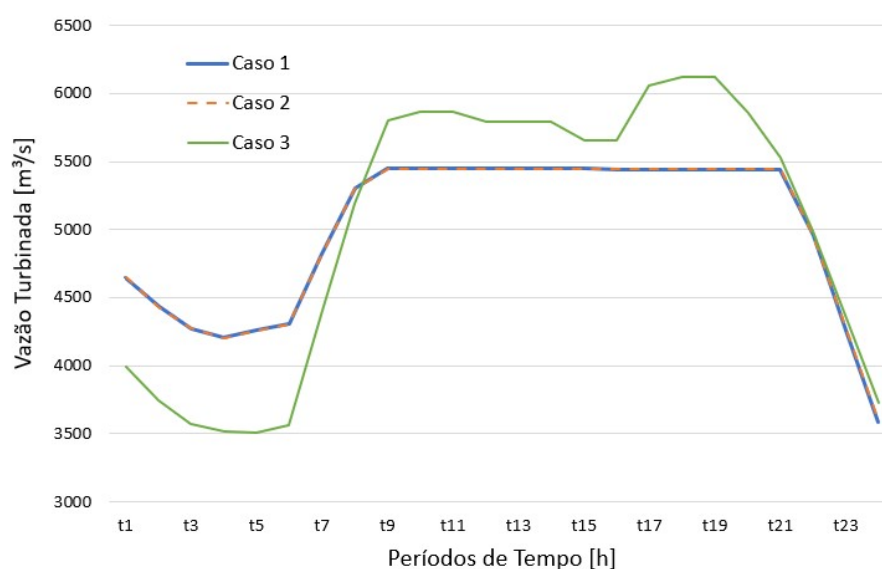
Figura 5.8 – Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

As vazões turbinadas dos Casos 1, 2 e 3 são mostradas na Figura 5.9. As curvas de vazão turbinada dos Casos 1 e 2 têm comportamentos semelhantes, pois as potências geradas hidrelétricas possuem valores próximos em cada período. A curva de vazão turbinada do Caso 3, mostra que a vazão é maior durante a carga pesada, devido ao caso não estar limitado pela vazão turbinada máxima variável e sim, pelo seu valor efetivo, como uma constante. Nota-se a semelhança entre os gráficos que descrevem as vazões turbinadas e os despachos das hidrelétricas, o que ocorre devido à relação entre estas variáveis, por meio da função de produção (4.27).

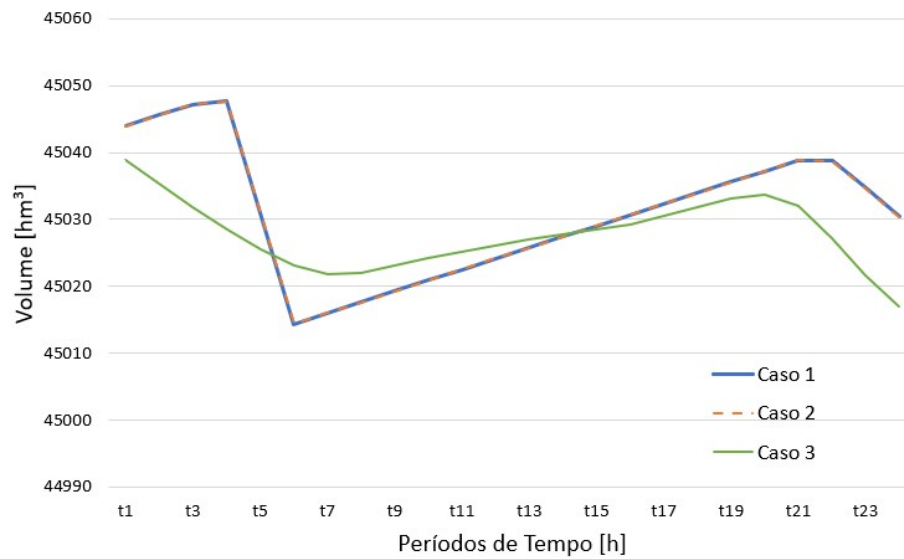
Figura 5.9 – Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.10 mostra a evolução horária dos volumes totais dos reservatórios. As curvas dos Casos 1 e 2 têm praticamente o mesmo comportamento, uma vez que os problemas de otimização resolvidos possuem grande semelhança. A única diferença entre esses modelos é a eliminação das restrições de metas de volume final no Caso 2, o que produziu pouca alteração no despacho do sistema para a situação de cheia. Assim, as evoluções dos volumes dos reservatórios também tenderam a se aproximar. Nesses casos observa-se que o volume total tem uma queda brusca a partir do período de carga pesada, porém, como é um período de cheia, mesmo durante a operação diária, o volume total por período foi aumentando, sendo possível armazenar um certo volume durante o dia. O Caso 3 por estar menos limitado e turbinar muito mais água, seu volume varia bastante durante a operação e termina o dia com um volume muito menor do que havia no início.

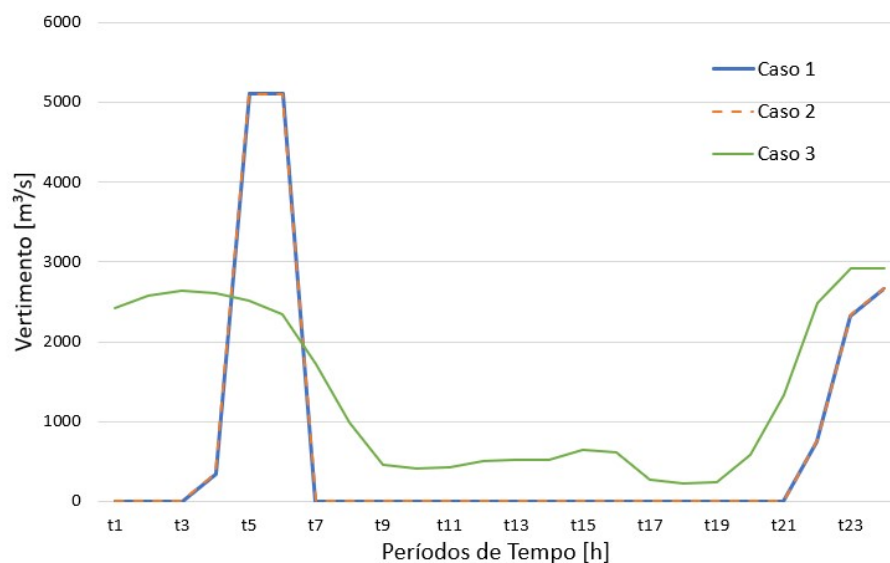
Figura 5.10 – Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

O vertimento nos três casos é analisado somente para a última usina hidrelétrica do sistema/cascata, pois os vertimentos das demais hidrelétricas ocorrem dentro da própria cascata hidráulica. A Figura 5.11 mostra o vertimento da última usina do sistema, Cachoeira Dourada, usina a fio d'água. Pode-se observar, nos comportamentos das curvas dos Caso 1 e 2, que devido ao período de cheia, durante a operação, em alguns períodos, houve a necessidade de verter. Por ser uma usina a fio d'água e ser um período de cheia, o vertimento nos últimos períodos do dia é esperado. O Caso 3, como a geração é totalmente hidrelétrica e utiliza-se muita água, ocorre vertimento durante todo o dia.

Figura 5.11 – Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

5.2.2 Situação de Seca - Sistema 24 Barras

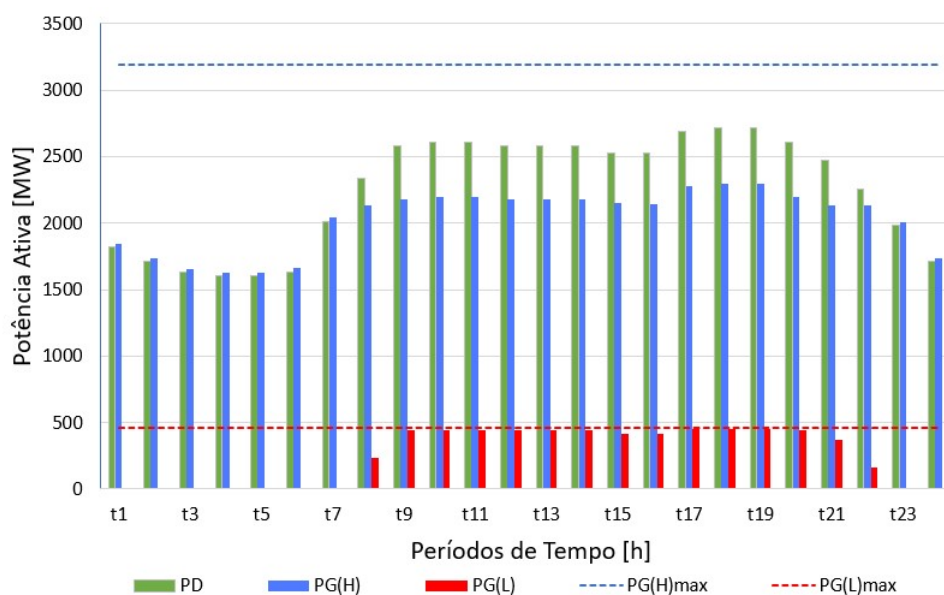
Os custos calculados para a função objetivo pelo *solver* IPOPT, em cada caso, são mostrados na Tabela 5.8. Percebe-se na tabela uma variação considerável nos custos de operação para os diferentes casos, em que determinadas restrições hidráulicas são ou não consideradas.

Tabela 5.8 – Função Objetivo - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.

	Custo da Função Objetivo [€]
Caso 1	217.655,84
Caso 2	117.514,69
Caso 3	41.767,01

As figuras 5.12–5.14 mostram evolução horária dos despachos totais de geração das usinas hidrelétrica e termelétrica, e a demanda total. No Caso 1, mostrado Figura 5.12, as unidades hidrelétricas geram a maior parte de energia elétrica em todos os períodos, pois tem a maior potência instalada do que a termelétrica. Comparando com a situação de cheia, as termelétricas são acionadas em mais períodos de tempo e em alguns períodos os valores de potência ativa gerada chegam próximos de sua capacidade máxima. O total de potência ativa gerada pelas hidrelétricas é de 48.821,30 MW (89,01%) e pelas termelétricas é de 6.025,30 MW (10,99%). Assim, observa-se o mesmo comportamento do Caso 1 na situação de cheia, onde a geração total das hidrelétricas não atende toda a demanda, logo, é necessário o acionamento das termelétricas, devido às limitações hidráulicas, tais como, de meta de volume final, e às limitações impostas pelas restrições de potência e vazão turbinada máximas variáveis das unidades hidrelétricas.

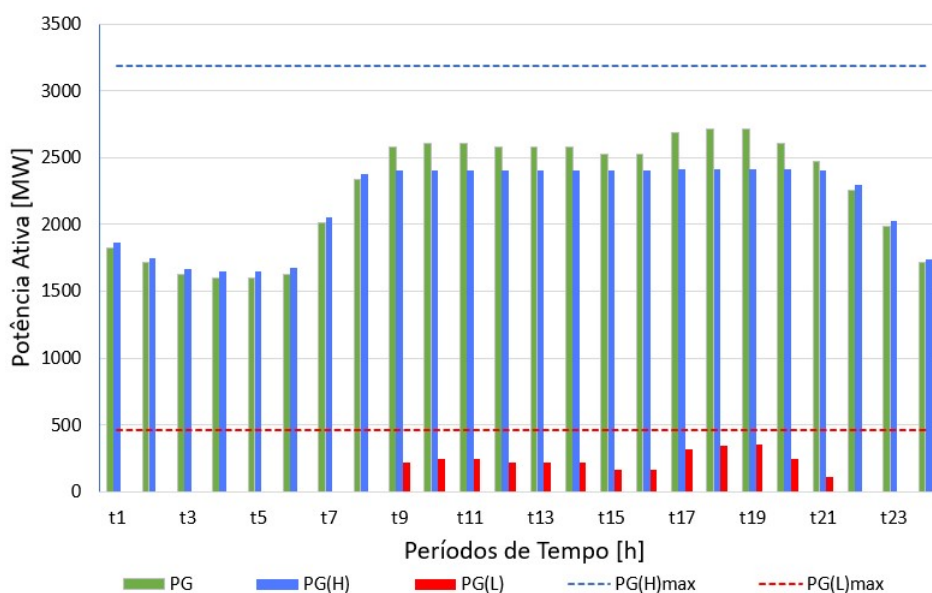
Figura 5.12 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Caso 1.



Fonte: do Autor.

O Caso 2, mostrado na Figura 5.13, representa o modelo FPOH sem o conjunto de restrição de meta de volume final. Observa-se que há um impacto desta restrição, pois neste caso, há uma maior geração hidrelétrica, principalmente na carga pesada, fazendo com que as termelétricas gerem menos potência ativa que no Caso 1. O total de geração hidrelétrica é de 52.033,60 MW (94,44%) e de termelétrica 3.061,20 MW (5,56%). Neste caso, a introdução da geração termelétrica está relacionada às limitações impostas pelas restrições de potência e vazão turbinada máximas variáveis.

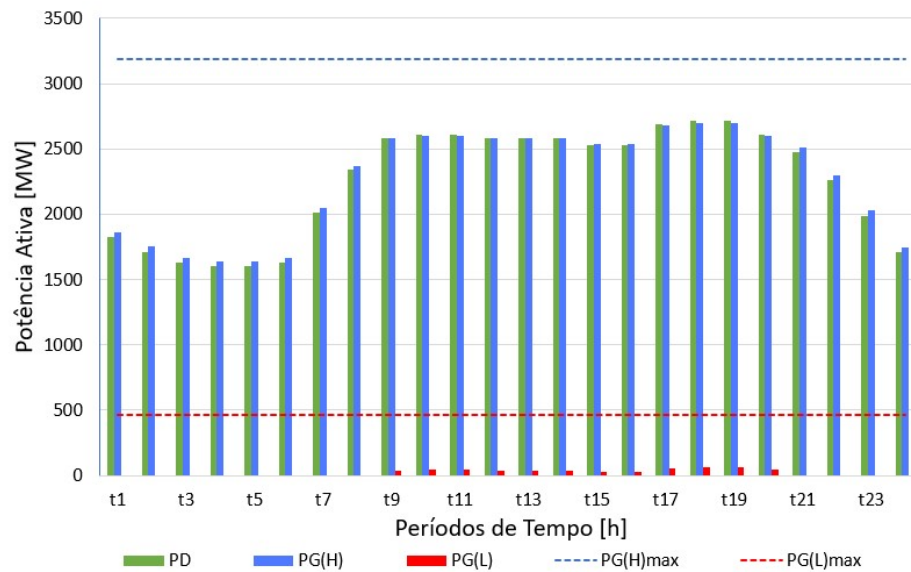
Figura 5.13 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Caso 2.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.14 mostra os despachos para o Caso 3, em que não se consideram os conjuntos de restrições de potência máxima variável e de vazão turbinada máxima variável. Observa-se que este caso diferencia-se bastante dos dois anteriores, havendo uma pequena geração termelétrica nos períodos $t9$ a $t20$. A geração termelétrica, deste caso, é pouco expressiva em relação a hidrelétrica, tanto que não é possível observá-la na Figura 5.14. A geração hidrelétrica total é de 54.506,60 MW (99,06%), que já supriria toda a potência demandada, porém, devido ao período de seca, há geração termelétrica total de 517,90 MW (0,94%). Como a função objetivo busca minimizar o custo de combustíveis das termelétricas e neste caso as unidades hidrelétricas não estão limitadas pela potência e vazão turbinada máximas variáveis, ocorre esta diferença impactante entre os tipos de gerações.

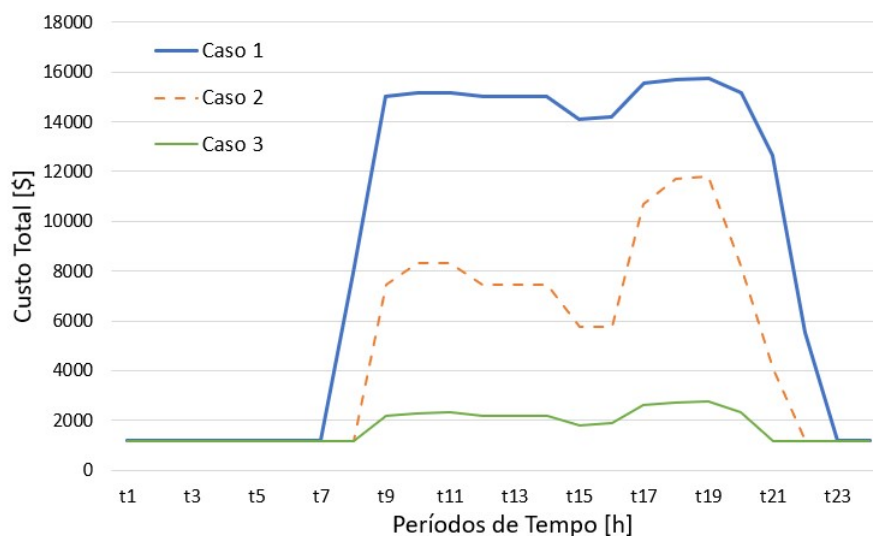
Figura 5.14 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Caso 3.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.15 mostra a evolução dos custos totais durante o dia de operação. O custo total, dado em \$, mostra que para o Caso 1, este custo na carga leve é constante até o início da carga pesada, voltando ao valor constante nos períodos finais. O Caso 2, segue o mesmo caso da situação de cheia, i.e. o custo está relacionado somente às unidades termelétricas. Quando não há geração de origem termelétrica, o custo é constante no valor de \$1.189,09, devido ao coeficiente C_l .

Figura 5.15 – Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.

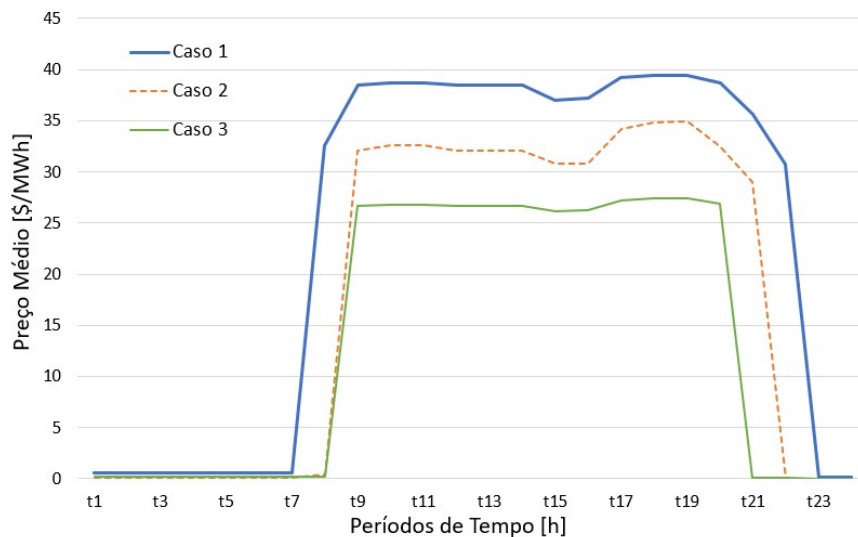


Fonte: do Autor.

Na Figura 5.16, observa-se que a evolução horária dos preços médios. Como o Caso 1 é o mais limitado pelas restrições hidráulicas, o preço médio durante todo o dia, é

maior que os demais casos. Observa-se que desconsiderar a restrição de meta de volume final causa menos impacto que a desconsideração das restrições do Caso 3. Portanto, as limitações de potência e vazão turbinada máximas disponíveis, tem maior impacto que a restrição de meta de volume final.

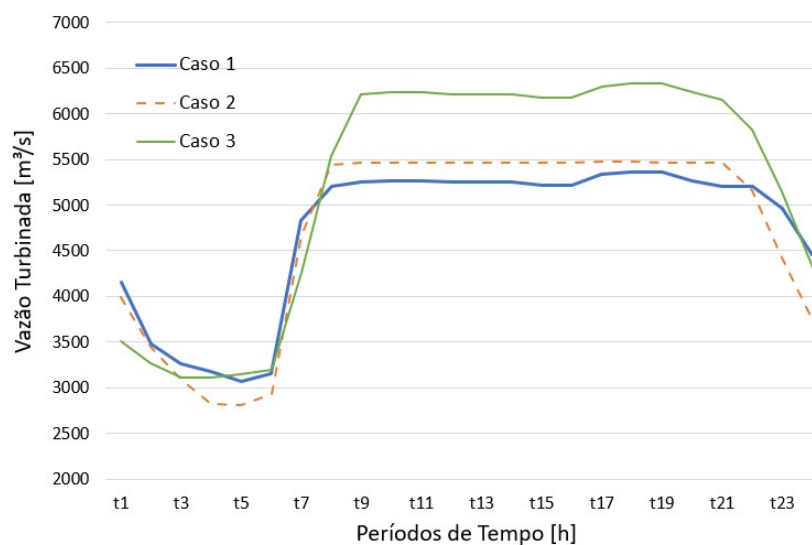
Figura 5.16 – Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

As vazões turbinadas são mostradas na Figura 5.17. A curva de vazão turbinada do Caso 1, quando comparada com as curvas dos Casos 2 e 3, mostra o impacto das restrições de meta de volume final, e de vazão turbinada máxima variável, que limitam de forma significativa a turbinagem das unidades hidrelétricas.

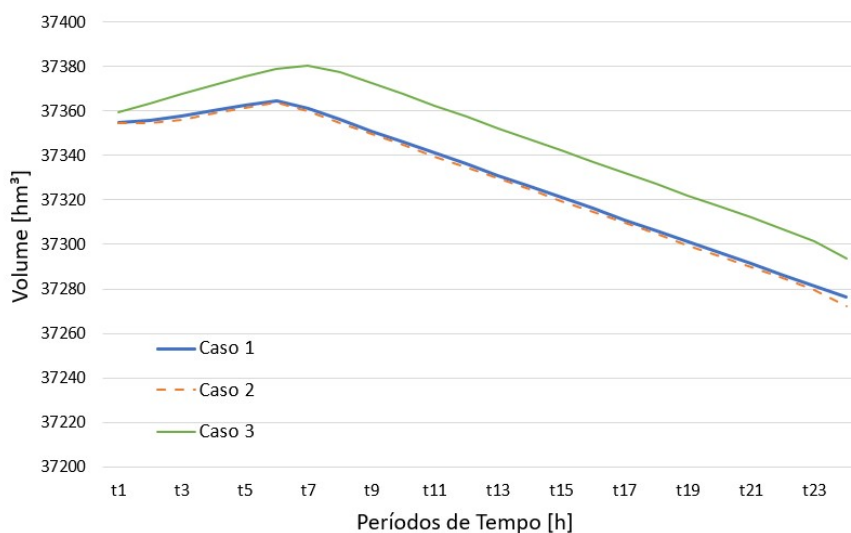
Figura 5.17 – Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.18 mostra a evolução horária dos volumes totais dos reservatórios. Nos três casos, os volumes aumentam no início da operação, porém, a partir da carga pesada o volume começa a cair até o fim da operação. Isto ocorre devido ao período de seca, logo, tendo menos água, o volume durante a operação diminui. No Caso 3, mesmo no período de seca, os volumes são maiores, devido ao sistema estar menos limitado.

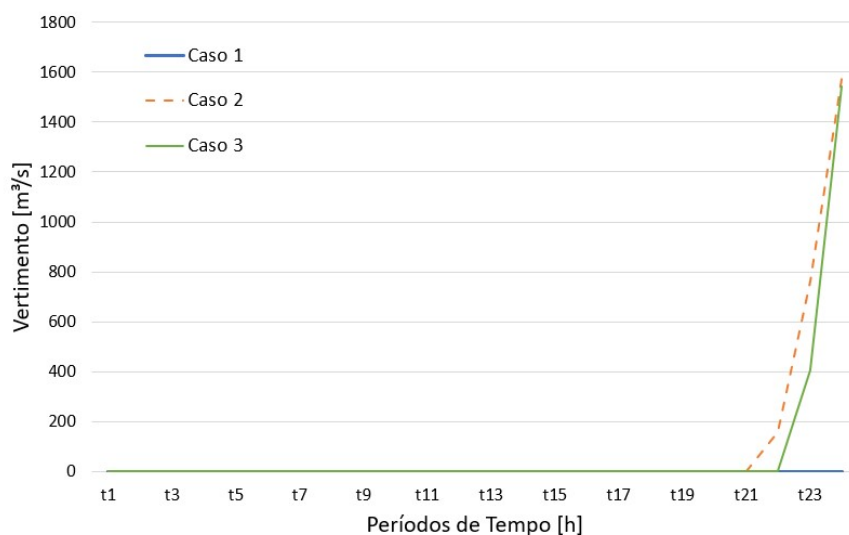
Figura 5.18 – Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.19 mostra o vertimento da última usina. No Caso 1, não há vertimento durante todo o dia, logo, todo volume é aproveitado para gerar energia elétrica. Nos Casos 2 e 3, as restrições desconsideradas em cada caso, impactam apenas nos períodos finais do dia.

Figura 5.19 – Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 24 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

5.3 Sistema-Teste Modificado de 118 barras

A potência total demandada do sistema modificado de 118 barras é de 148.424, 40 MW, tanto para as situações de cheia e seca, quanto para os Casos 1, 2 e 3. Em todas as situações e casos, a potência de demanda foi atendida.

Observa-se na Tabela 5.9 o número total de restrições de desigualdade e igualdade que o *solver* IPOPT resolve nas situações de cheia e de seca. O número total destas restrições são iguais tanto para a situação de cheia, quanto para a situação de seca. Os três casos diferenciam-se apenas nos conjuntos de restrições hidráulicas, sendo elas de desigualdade.

Tabela 5.9 – Número Total de Restrições de Igualdade e Desigualdade - Sistema 118 Barras

	Número Total de Restrições	
	Desigualdade	Igualdade
Caso 1	17.991	34.608
Caso 2	17.976	34.608
Caso 3	10.287	34.608

O tempo decorrido para resolução das duas situações e dos três casos é mostrado na Tabela 5.10. Os testes foram realizados com um sistema operacional de 64 bits, processador Intel(R) Core(TM) i5-9300 CPU @2.40 GHZ e 16GB de RAM.

Tabela 5.10 – Tempo Decorrido da Simulação - Sistema 118 Barras, Situação Cheia e Seca, Casos 1, 2 e 3.

	Tempo (s)	
	Cheia	Seca
Caso 1	37,39	53,49
Caso 2	37,48	47,30
Caso 3	45,65	34,78

5.3.1 Situação de Cheia - Sistema 118 Barras

Os custos obtidos para a função objetivo calculados pelo *solver* IPOPT, em cada caso, são mostrados na Tabela 5.11. Percebe-se na tabela, uma variação considerável nos custos de operação dos Casos 1 e 2, em relação ao Caso 3. Essa diferença é explicada nas análises dos despachos de geração (Figuras 5.20 e 5.21).

Tabela 5.11 – Função Objetivo - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.

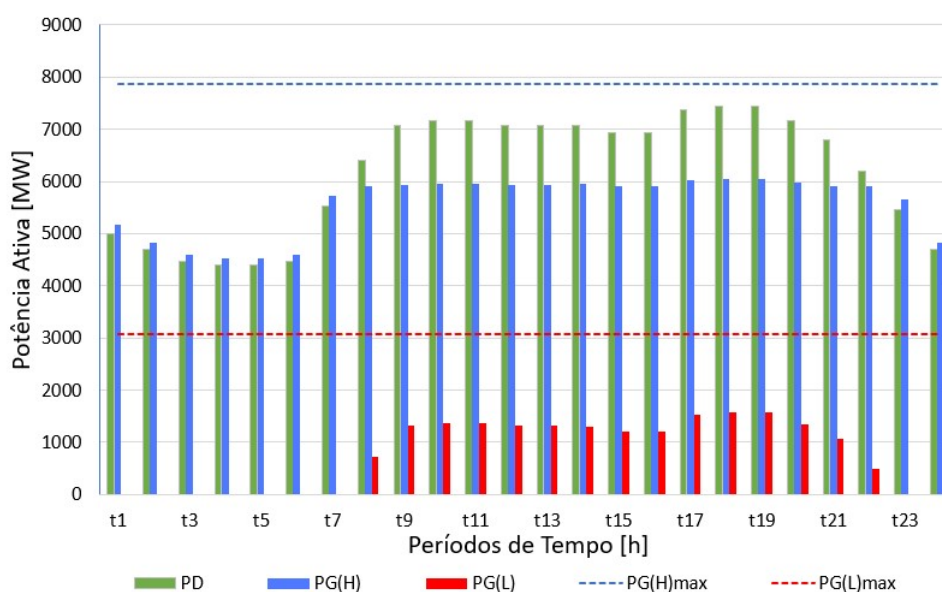
	Custo da Função Objetivo [\$]
Caso 1	538.844,58
Caso 2	538.844,58
Caso 3	126.603,17

As evoluções horárias dos despachos totais de geração das usinas hidrelétrica e termelétrica, e a demanda total são mostradas nas figuras 5.20 e 5.21.

A Figura 5.20 mostra os Casos 1 e 2. Nos períodos de carga leve, as hidrelétricas geram toda a potência necessária, enquanto que, nos períodos de carga pesada, as unidades termelétricas foram acionadas a fim de atender a demanda. As gerações termelétricas do Caso 1 e do Caso 2 são iguais, enquanto a geração hidrelétrica teve apenas uma pequena diferença de potência total gerada, devido as perdas na transmissão, assim como descrito no Caso 2 (Seção 5.2.1). No Caso 1, a geração hidrelétrica é de 133.750,50 MW e no Caso 2 é de 133.750,30 MW, ambos correspondendo a 87,73% da geração total, sendo imperceptível observar esta diferença no gráfico da Figura 5.20. O total de potência ativa gerada pelas termelétricas nos Casos 1 e 2 são iguais, no valor de 18.705,50 MW (12,27%). Observa-se que o Caso 2, que elimina a restrição de meta de volume final, não há um impacto expressivo.

Assim como na Seção 5.2.1, as demandas para estes Casos 1 e 2 são idênticas, e a geração termelétrica obtida também são as mesmas, pode-se imaginar que a geração hidrelétrica, nos dois casos, também deveria ser a mesma. Entretanto, a igualdade de geração hidrelétrica não ocorre devido às perdas na transmissão, em função das restrições de meta de volume final. Quando a restrição de meta de volume final tem seu valor atingido para alguns reservatórios, o sistema é forçado a realocar a geração para unidades de outros reservatórios cuja restrição de meta não tenha sido atingida, provocando uma redistribuição dos fluxos de potência na transmissão, alterando os valores das perdas.

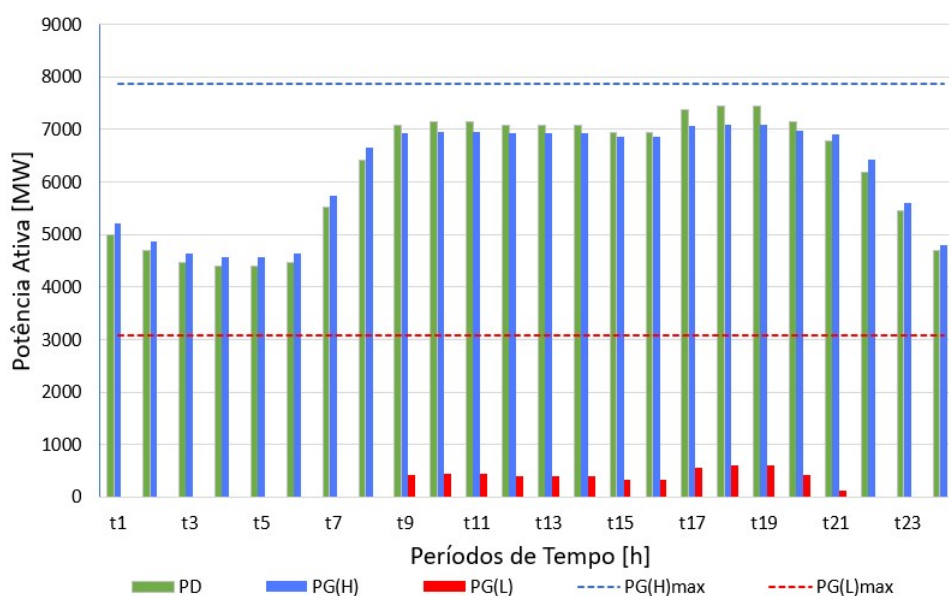
Figura 5.20 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Casos 1 e 2.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.21 mostra os despachos para o Caso 3, em que não se consideram os conjuntos de restrições de potência máxima variável e de vazão turbinada máxima variável. Este caso, diferencia-se dos dois anteriores, pois a diferença entre a geração hidrelétrica e termelétrica é expressiva. Como a situação é de cheia e as unidades hidrelétricas não estão mais limitadas por estas restrições, há necessidade de acionar as termelétricas é muito menor. Estas restrições são limitações físicas dos geradores hidrelétricos, as quais, se desprezadas, produzem um impacto considerável no despacho. O total de geração hidrelétrica é de 148.257,80 MW (96,41%) e de termelétrica 5.519,40 MW (3,59%).

Figura 5.21 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Caso 3.

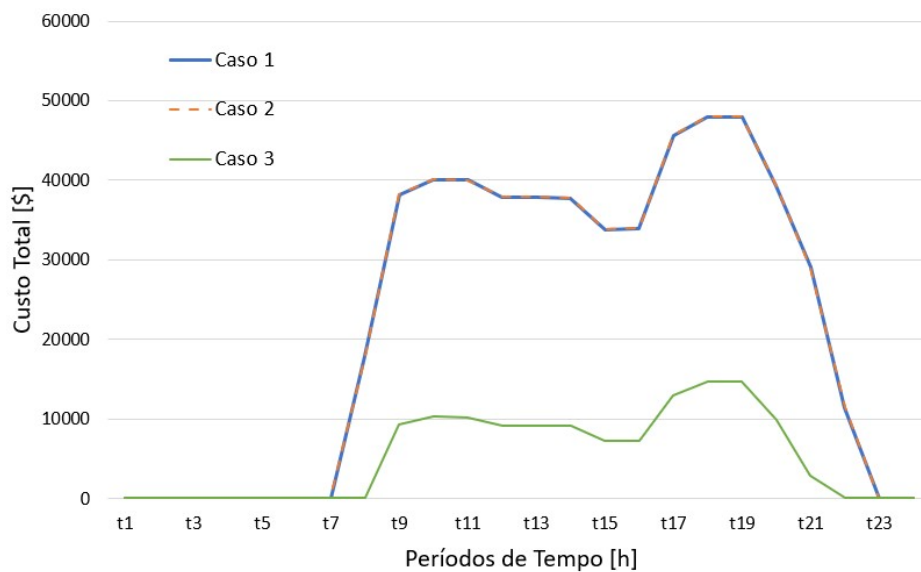


Fonte: do Autor.

A Figura 5.22 mostra a evolução horária dos custos totais. Nos Casos 1 e 2, os custos são exatamente iguais, devido ao despacho termelétrico também ser igual. No Caso 3, como a participação de termelétricas foi menor, o custo total também é menor.

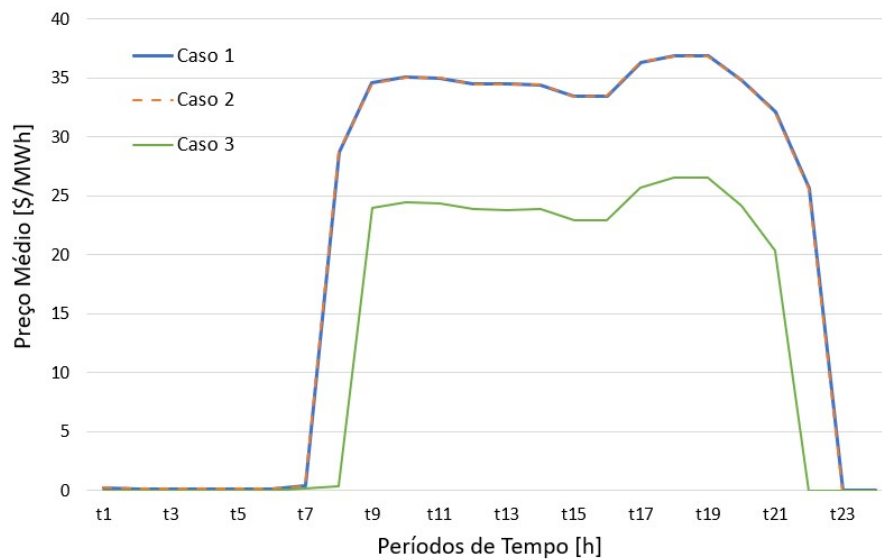
Na Figura 5.23, é mostrada a evolução horária dos preços médios, para os três casos. Nos Casos 1 e 2, a diferença de despacho foi muito pequena, o que não impactou nos preços médios, mesmo os casos sendo diferentes. No Caso 3, o preço médio durante a carga pesada, possui valores expressivamente menores em relação aos dois casos anteriores.

Figura 5.22 – Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

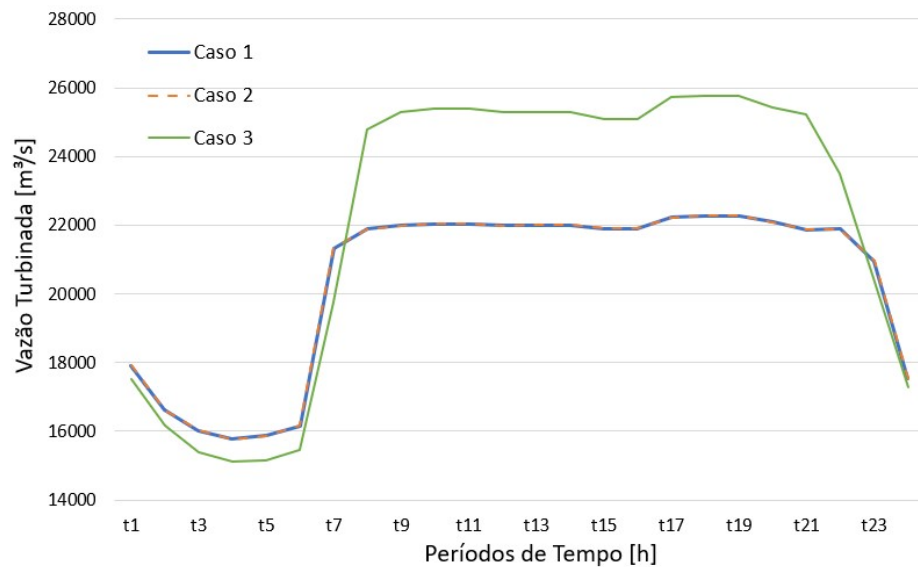
Figura 5.23 – Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

As vazões turbinada são mostradas na Figura 5.24. As curvas de vazão dos Casos 1 e 2 têm comportamentos semelhantes, devido a semelhança do despacho nos dois casos. No Caso 3, como a restrição de vazão turbinada máxima variável é desconsiderada, a turbinagem nas unidades hidrelétricas é expressivamente maior, devido o período de cheia.

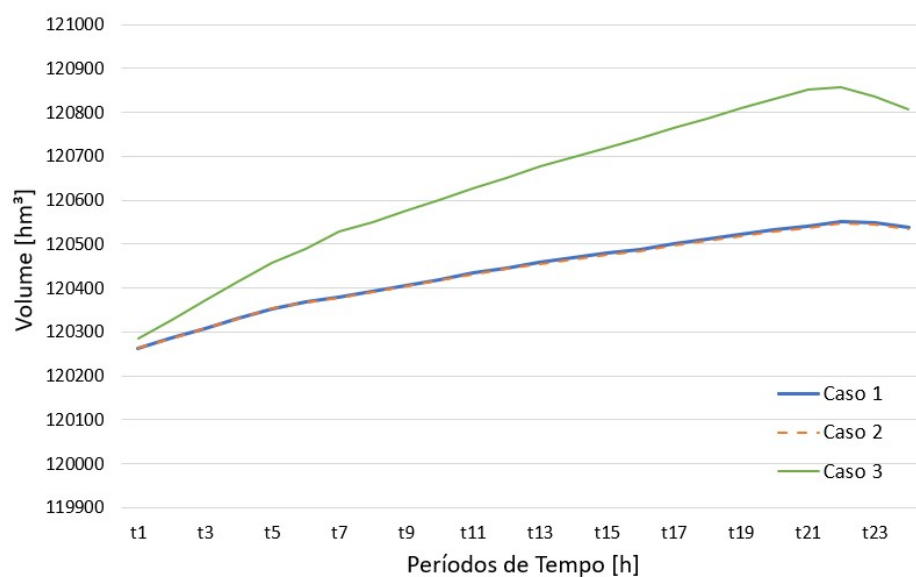
Figura 5.24 – Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.25 mostra a evolução horária dos volumes totais dos reservatórios. As curvas dos Casos 1 e 2 têm comportamento semelhantes, uma vez que os problemas de otimização resolvidos possuem grande semelhança. Como o período é de cheia, mesmo durante a operação, os volumes totais aumentam, sendo possível armazenar água. No Caso 3, o volume total tem um comportamento parecido com os anteriores, porém com valores maiores, pois como o sistema está menos limitado.

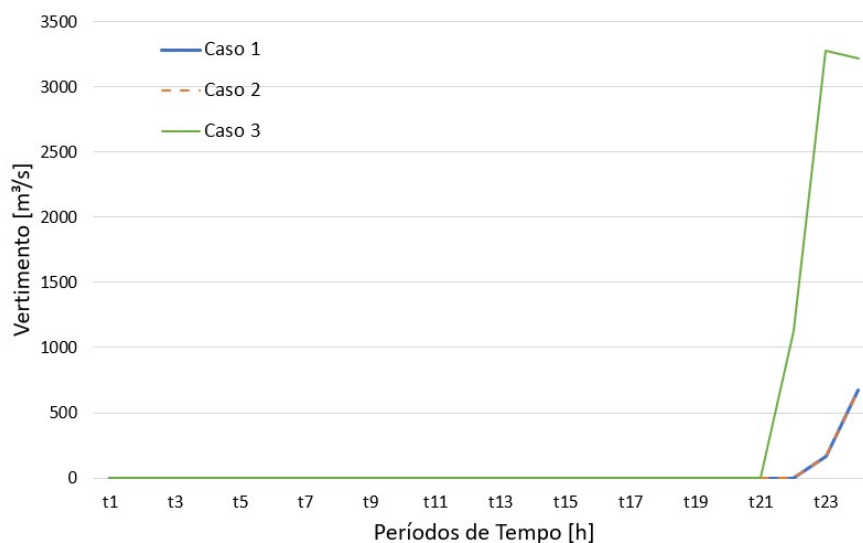
Figura 5.25 – Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.26 mostra o vertimento da última usina do sistema, Rosana, usina a fio d'água. O Caso 3, como o sistema é o menos limitado, nos últimos períodos do dia, o vertimento aumenta bruscamente, devido ao volume excessivo presente nesta situação, já que a restrição de vazão turbinada máxima variável é desconsiderada. Nos Casos 1 e 2, ocorre vertimento nos últimos períodos do dia, porém de forma menos expressiva.

Figura 5.26 – Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

5.3.2 Situação de Seca - Sistema 118 Barras

Os custos calculados para a função objetivo pelo *solver* IPOPT, em cada caso, são mostrados na Tabela 5.12. Percebe-se na tabela uma variação considerável nos custos de operação para os diferentes casos, em que determinadas restrições hidráulicas são ou não consideradas.

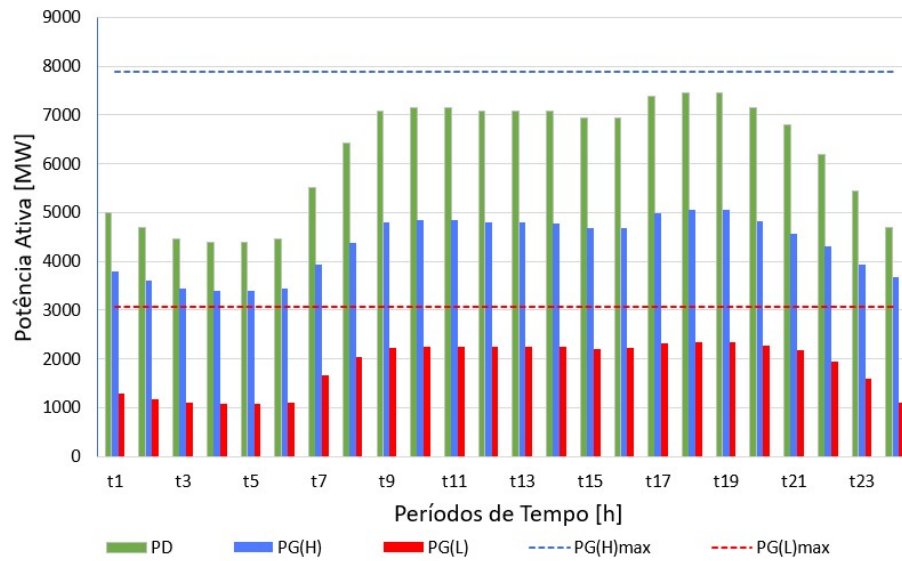
Tabela 5.12 – Função Objetivo - Sistema 24 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.

	Custo da Função Objetivo [\$]
Caso 1	1.515.494,90
Caso 2	753.633,90
Caso 3	859.295,81

As figuras 5.27–5.29 mostram a evolução horária dos despachos totais de geração das usinas hidrelétricas e termelétricas, e a demanda total.

No Caso 1, mostrado Figura 5.27, observa-se que as termelétricas são acionadas em todos os períodos, isto ocorre pois a situação é de seca. Além disso, este caso é o mais limitado. O Caso 1, tem um total de potência ativa gerada pelas hidrelétricas de 103.978,95 MW (70,04%) e de termelétricas 44.473,30 MW (29,96%).

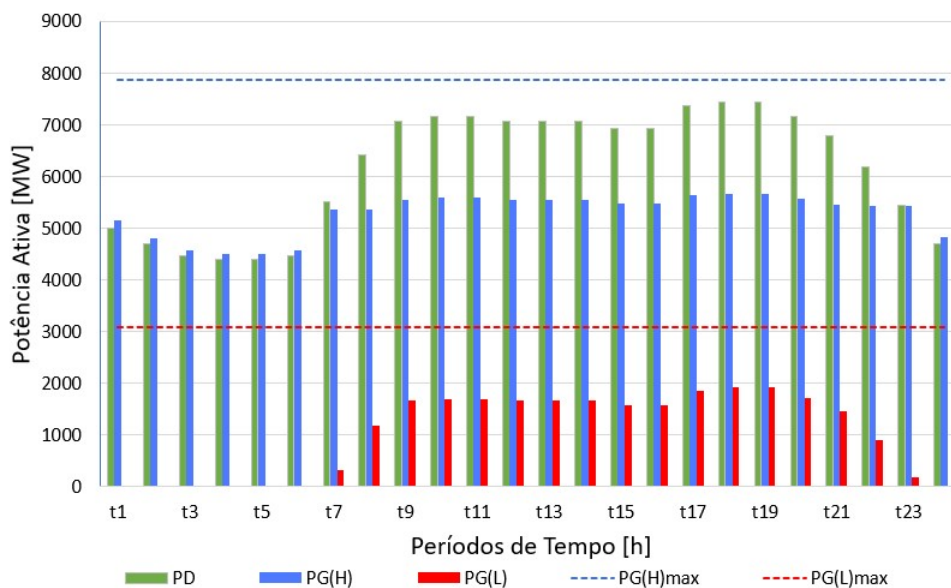
Figura 5.27 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Caso 1.



Fonte: do Autor.

O Caso 2, mostrado na Figura 5.28, representa o modelo FPOH sem o conjunto de restrição de meta de volume final. Observa-se que há um impacto considerável desta restrição, pois as termelétricas não foram acionadas em todos os períodos do dia, como no caso anterior. Isto acontece, pois, sem a restrição de meta de volume final, o sistema tem maior volume para gerar nas hidrelétricas, sendo necessário o acionamento das termelétricas nos períodos de carga pesada. O total de geração hidrelétrica é de 126.840, 90 MW (83, 67%) e de termelétrica é de 24.748, 00 MW (16, 33%).

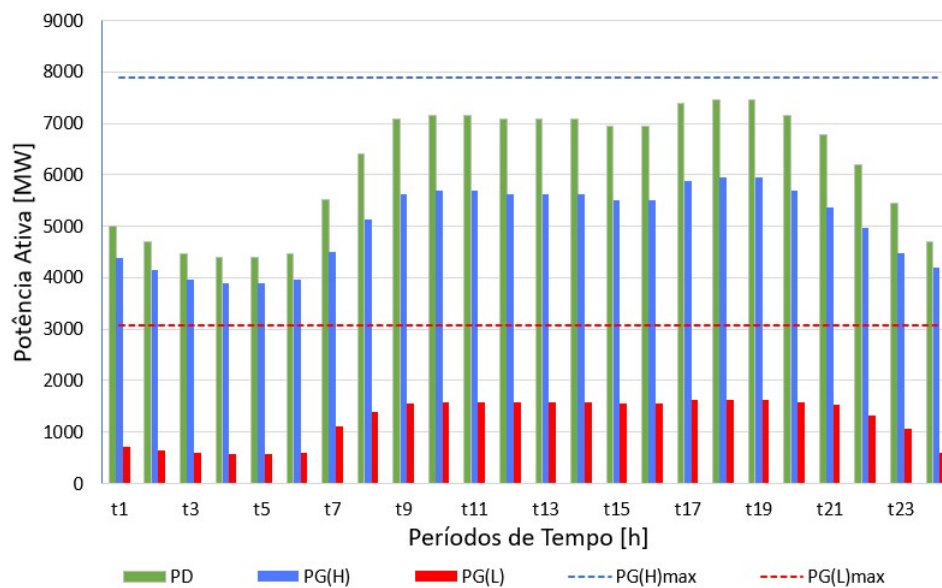
Figura 5.28 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Caso 2.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.29 mostra os despachos do Caso 3. Observa-se que este caso por não haver às limitações de potência e vazão turbinada máximas variáveis, tem um despacho parecido com o Caso 2, afinal sem estas limitações o sistema consegue turbinar mais água, fazendo com que as termelétricas sejam acionadas somente na carga pesada, para suprir a demanda. Portanto, é evidente o impacto que estas restrições produzem no despacho. A geração hidrelétrica total é de 121.344,00 MW (80,34%) e a termelétrica é de 29.702,00 MW (19,66%).

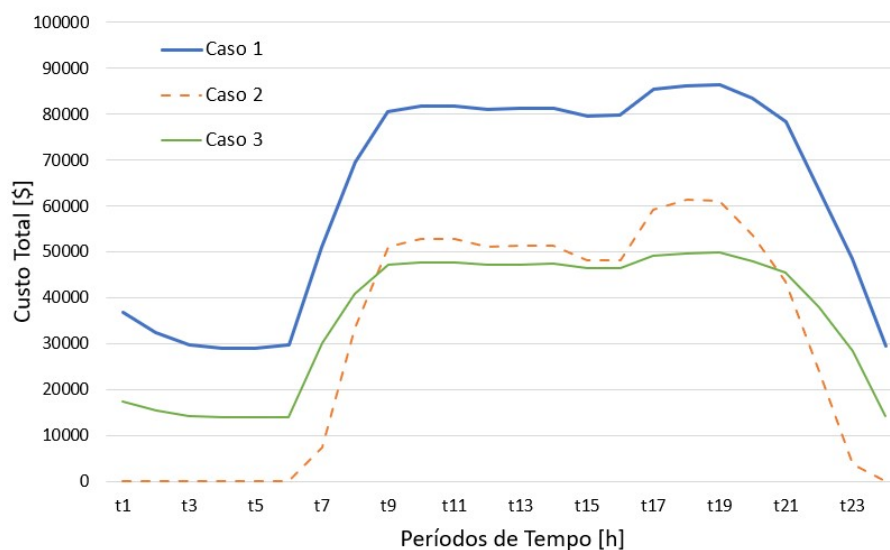
Figura 5.29 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Caso 3.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.30, mostra a evolução horária dos custos totais. O custo total, dado em \$, mostra que para o Caso 1, este custo é expressivamente maior que dos Casos 2 e 3, pois há uma geração termelétrica expressivamente maior. Observa-se que as restrições de meta de volume final causam impacto, fazendo com que o custo nos períodos de carga leve seja nulo, devido a geração ser somente hidrelétrica. No Caso 3, da Figura 5.30, as restrições de potência máxima e vazão turbinada máxima variáveis mostram um impacto expressivo. Além de ter os custos nulos nos períodos de carga leve, nos períodos de carga pesada, são expressivamente menores que os casos anteriores.

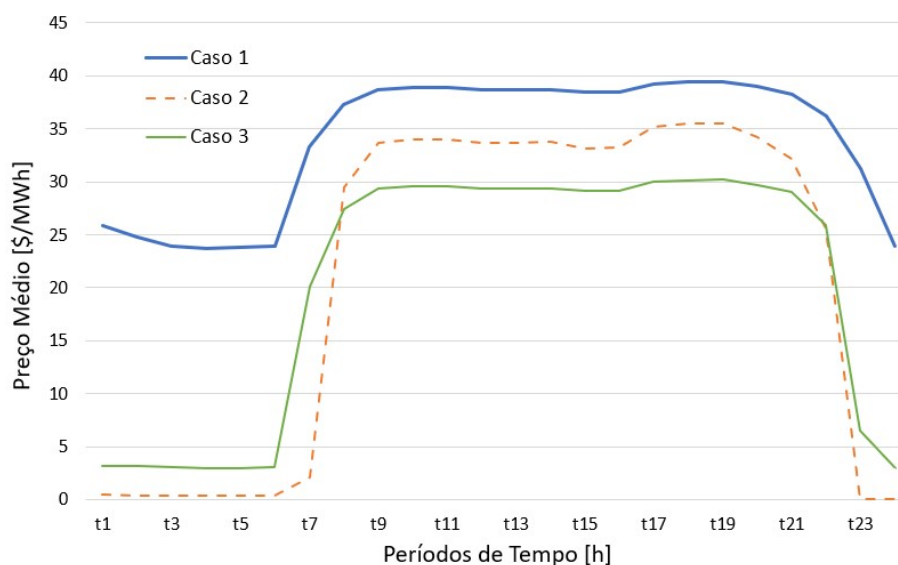
Figura 5.30 – Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

Na Figura 5.31 observa-se que a evolução horária dos preços médios. O Caso 1 assume valores altos durante todo o dia, devido a geração termelétrica ter quase 30% de participação da geração total. Observa-se o impacto do Caso 2 nos períodos de carga leve, pois sem a restrição de meta de volume final, o preço médio nestes períodos são nulos. O comportamento da curva de preço médio do Caso 3 mostra o impacto das restrições deste caso, pois o preço não é nulo em nenhum período do dia, mas mantém o comportamento de preços baixos na carga leve e preços altos na carga pesada.

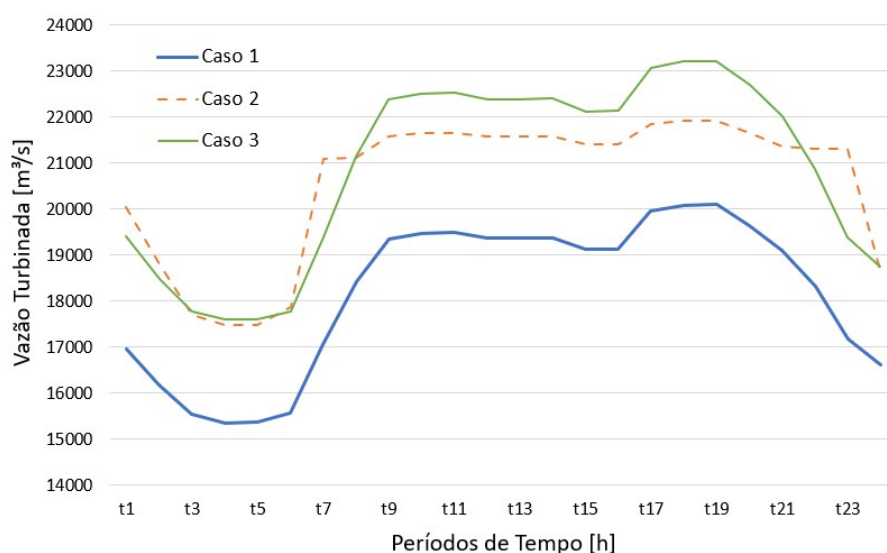
Figura 5.31 – Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

As vazões turbinadas são mostradas na Figura 5.32. A curva de vazão turbinada do Caso 1, quando comparada com as curvas dos Casos 2 e 3, mostra o impacto das restrições de meta de volume final, e de vazão turbinada máxima variável, limitam as unidades hidrelétricas. O Caso 2 mostra impacto da meta de volume final, tendo maior valores de vazão turbinada nos períodos de carga pesada, quando comparada com o Caso 1. No Caso 3, como a vazão turbinada máxima variável é desconsiderada, as unidades hidrelétricas turbinam um maior volume durante o período de carga pesada. Nota-se a semelhança entre os gráficos que descrevem as vazões turbinadas e os despachos das hidrelétricas, o que ocorre devido à relação entre estas variáveis, por meio da função de produção (4.27).

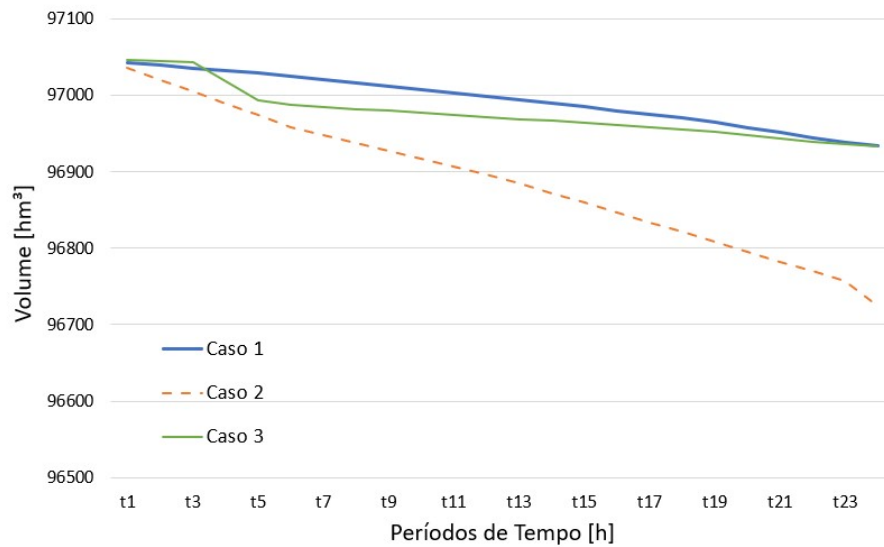
Figura 5.32 – Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.33 mostra a evolução horária dos volumes totais dos reservatórios. No Caso 1, o volume total durante todo o dia diminui pouco em relação aos demais casos, devido ao sistema estar mais limitado. No Caso 2, o volume diminui expressivamente durante toda a operação, pois não há meta de volume final a ser cumprida, logo, as usinas hidrelétricas utilizam todo o volume possível. O Caso 3, apesar de não estar limitado pelas restrições de potência e vazão turbinada máximas variáveis, está limitado pela restrição de meta. Logo, conclui-se que, a meta de volume final tem maior impacto nesta situação.

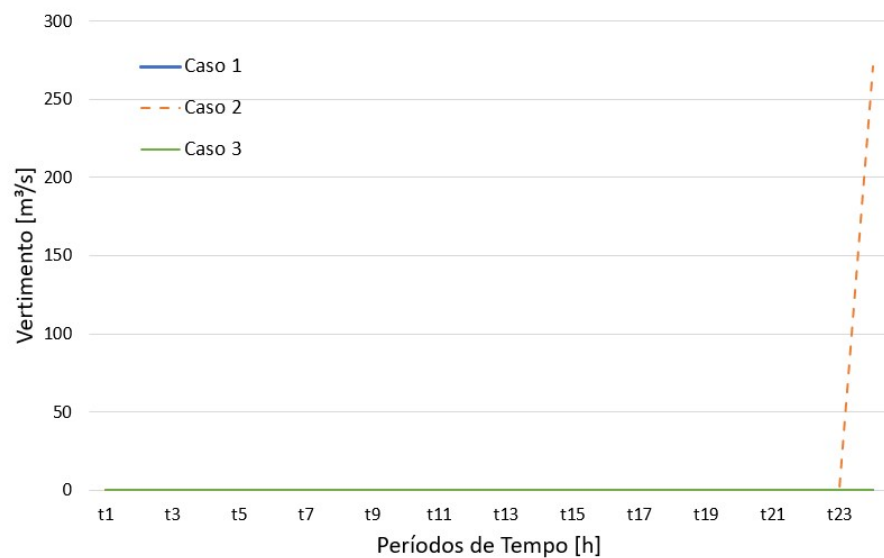
Figura 5.33 – Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.34 mostra o vertimento da última usina do sistema, usina Rosana, a fio d'água. Observa-se, que nos Casos 1 e 3 não há vertimento algum durante todo o dia, isto mostra que todo volume d'água que chega até esta usina é aproveitado para gerar energia elétrica. No Caso 2, ocorre um alto vertimento no fim do dia devido ao excesso de água nos períodos finais da operação.

Figura 5.34 – Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

5.3.3 Restrições Hidráulicas: Não Lineares \times Lineares

A potência total demandada nestes testes, continua sendo de 148.424,40 MW, pois é a demanda do sistema de 118 barras. Tanto para o teste de restrições hidráulicas lineares, quanto para não lineares, a potência de demanda foi atendida.

A Tabela 5.13 mostra o número total de restrições de igualdade e desigualdade que o *solver* IPOPT resolve nas situações de cheia e de seca para este teste. O número total destas restrições são iguais tanto para a situação de cheia, quanto para a situação de seca. Os dois casos diferenciam-se tanto no número de restrições de igualdade, quanto de desigualdade.

Este tipo de teste só foi realizado para o sistema de 118 barras, pois, assim como nos testes anteriores, para três casos, as análises foram praticamente as mesmas para os sistemas de 24 e 300 barras.

Tabela 5.13 – Número Total de Restrições de Igualdade e Desigualdade - Sistema 118 Barras, Não-linear/Linear.

	Número Total de Restrições	
	Desigualdade	Igualdade
Não-linear	17.991	34.608
Linear	10.287	27.408

O tempo decorrido para resolução das duas situações e dos três casos é mostrado na Tabela 5.14. Os testes foram realizados com um sistema operacional de 64 bits, processador Intel(R) Core(TM) i5-9300 CPU @2.40 GHZ e 16GB de RAM.

Tabela 5.14 – Tempo Decorrido da Simulação - Sistema 118 Barras, Situação Cheia e Seca, Não-linear/Linear.

	Tempo (s)	
	Cheia	Seca
Não-linear	37,39	53,49
Linear	31,28	23,78

5.3.3.1 Situação de Cheia - Não-linear / Linear

Nesta seção são apresentados os resultados dos testes em que são feitas comparações entre o modelo de FPOH com restrições hidráulicas não-lineares e um modelo de FPOH com restrições hidráulicas lineares, o qual tem sido comumente utilizado na literatura. O modelo de FPOH completo é utilizado para representar a situação não-linear. Para o FPOH linear, o modelo proposto é simplificado de modo que a altura de queda líquida é considerada constante. Essa simplificação faz com que as variáveis de potência máxima e vazão turbinada máxima disponíveis sejam também consideradas como constantes. Assim, no FPOH linear simplificado, os valores da altura de queda líquida, da potência e da vazão turbinada assumem seus valores efetivos, conforme a Tabela B.14.

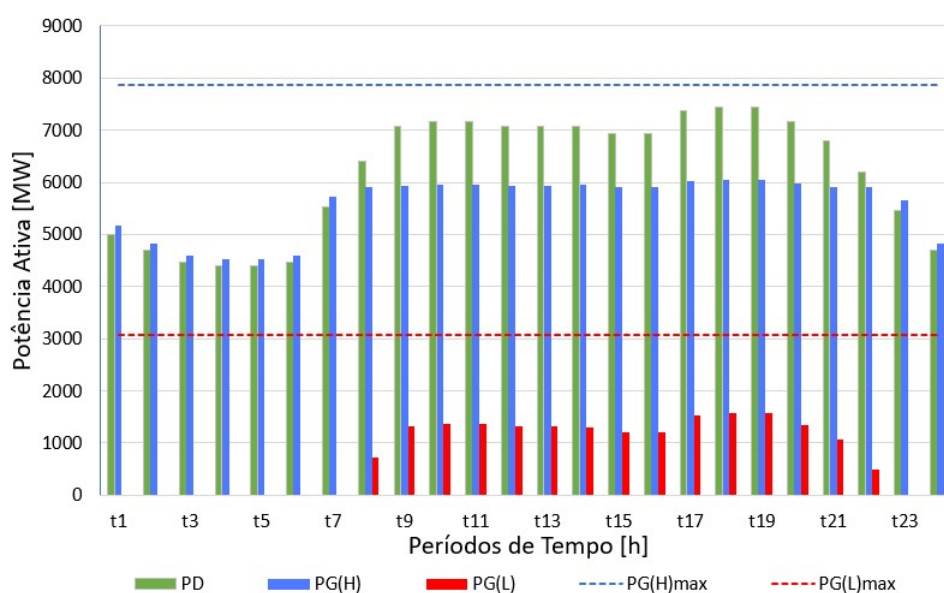
Os custos calculados para a função objetivo pelo *solver* IPOPT, em cada caso, são mostrados na Tabela 5.15. Percebe-se na tabela uma variação considerável nos custos de operação para os diferentes casos, quando as restrições hidráulicas são consideradas não-lineares e lineares, respectivamente.

Tabela 5.15 – Função Objetivo - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Não-linear × Linear.

	Custo da Função Objetivo [\\$]
Não-linear	538.844,58
Linear	147.991,67

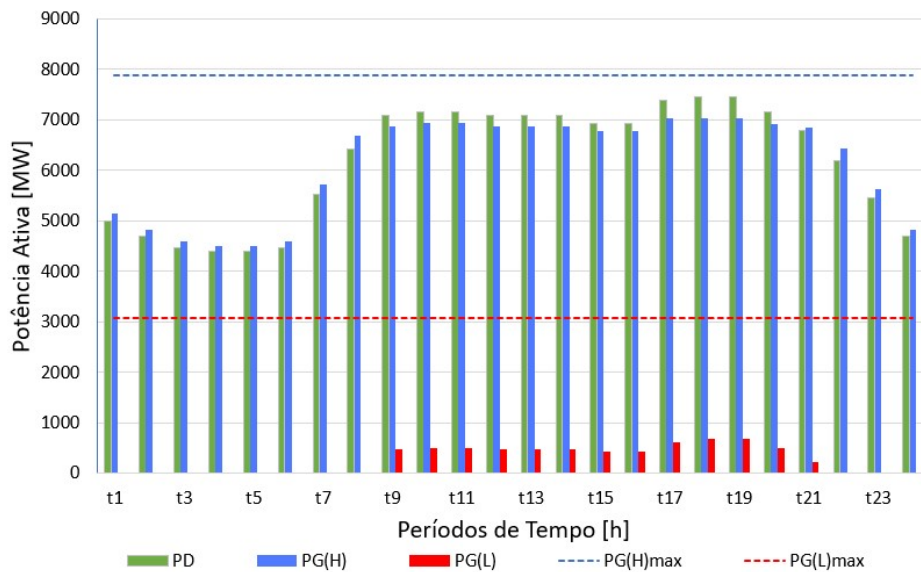
As Figuras 5.35 e 5.36 mostram as evoluções horárias das gerações totais das usinas hidrelétrica e termelétrica, e a potência demandada para as representações não lineares e lineares do FPOH. No caso não-linear, mostrado na Figura 5.35, as termelétricas são acionadas nos períodos de carga pesada, a fim de suprir a demanda, devido à representação das restrições de potência e vazão máximas variáveis, que limitam a utilização da geração hidrelétrica durante o dia de operação. Para o FPOH linear, mostrado na Figura 5.36, as potências, vazões turbinadas e alturas de queda líquida, das unidades hidrelétricas são fixadas em seus valores efetivos. Assim, sem as limitações de potência máxima e vazão turbinada máxima variáveis, para o modelo de FPOH linear, a geração hidráulica é responsável por praticamente toda a geração de energia durante todo o dia. As termelétricas são acionadas somente nos períodos de pico, com baixa participação, apenas para suprir a demanda durante estes períodos.

Figura 5.35 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Não-linear.



Fonte: do Autor.

Figura 5.36 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Linear.

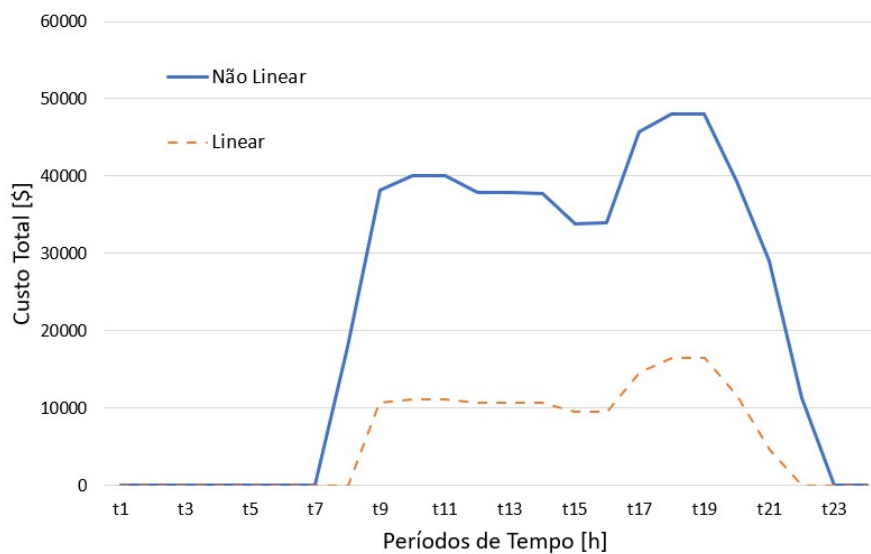


Fonte: do Autor.

Verifica-se, portanto, que o modelo linear (Figura 5.36) não consegue capturar os efeitos relacionados às restrições de máxima potência e máxima vazão turbinada variáveis, subestimando (i.e. estimando de forma incorreta) a necessidade de geração termelétrica.

A Figura 5.37, mostra a evolução dos custos totais durante o dia para os modelos de FPOH não-linear e linear, respectivamente.

Figura 5.37 – Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Não-linear \times Linear.



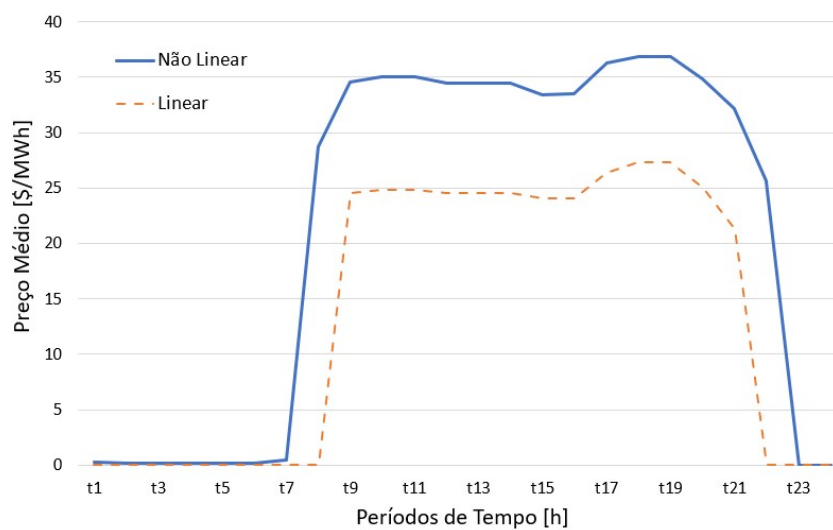
Fonte: do Autor.

Observa-se, na Figura 5.37, que para o FPOH não-linear, o custo de produção é expressivamente maior e é não-nulo durante os períodos de carga pesada. Já o FPOH linear,

apresenta não-nulo apenas nos períodos de picos, quando as termelétricas foram acionadas. Apesar de mais baratos, os custos calculados pelo FPOH também estão consideravelmente subestimados pela não representação das não linearidades relacionadas, principalmente, à máxima geração e máxima vazão turbinada.

A evolução dos preços médios calculados para os problemas de FPOH não-linear e linear, respectivamente, é mostrada na Figura 5.38. Para o FPOH não-linear, o preço é expressivamente maior, devido às limitações relacionadas à representação das potências máximas variáveis e das vazões turbinadas máximas variáveis, e não ocorrem preços nulos nos períodos de carga pesada. No caso linear, tem-se preços não-nulos somente quando há geração termelétrica. Percebe-se, também para os preços, que os valores calculados pela formulação linear do FPOH estão consideravelmente subestimados. Em um ambiente de mercados, estas deficiências na representação dos preços pode comprometer as receitas dos agentes envolvidos.

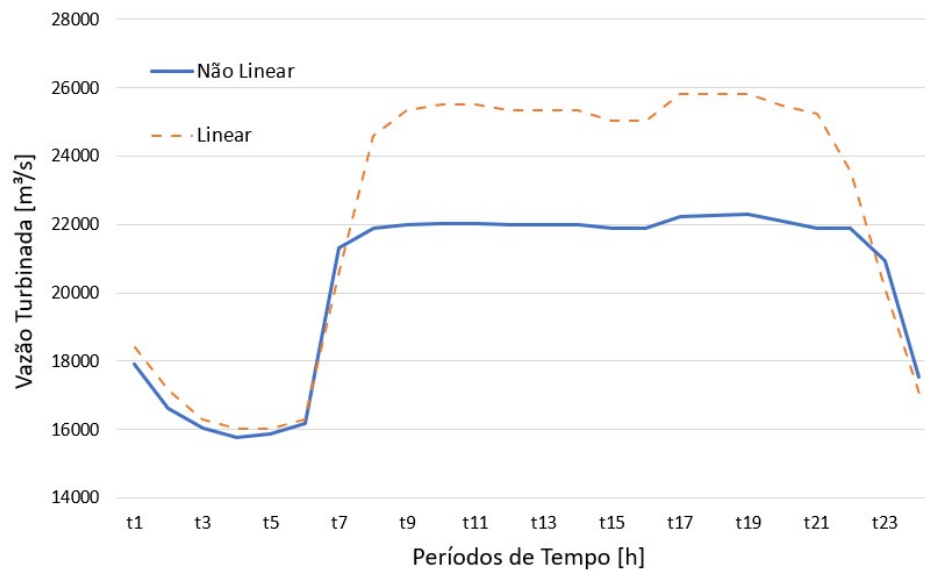
Figura 5.38 – Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Não-linear × Linear.



Fonte: do Autor.

A evolução horária das vazões turbinadas totais é mostrada na Figura 5.39 para o FPOH não-linear e linear, respectivamente. No caso não-linear, as vazões turbinadas são menores, devido ao sistema hidráulico estar mais limitado. No caso linear, como a vazão turbinada máxima considerada é a efetiva, o sistema hidráulico está menos limitado, portanto, a vazão turbinada é maior. Assim, verifica-se que boa parte da representação do sistema de geração hidráulica pode ser consideravelmente prejudicada pela representação linear simplificada.

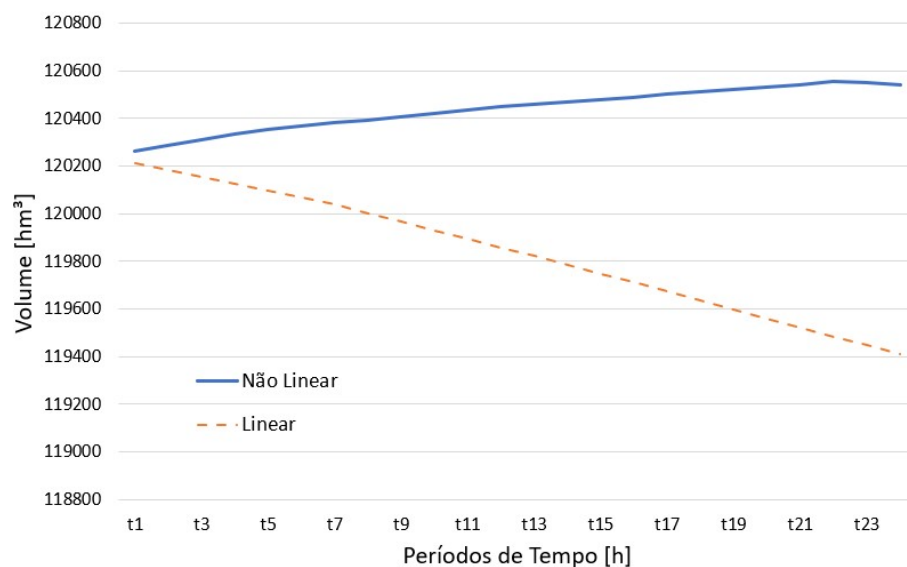
Figura 5.39 – Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Não-linear × Linear.



Fonte: do Autor.

Na Figura 5.40, observa-se os volumes totais de todos os reservatórios do sistema. No caso não-linear, observa-se que, o volume total durante o dia, aumenta expressivamente, devido ao período de cheia. Enquanto que, no caso linear, o volume diminui durante o dia, por conta da turbinagem. No caso linear, o volume durante o dia diminui devido ao sistema hidráulico menos limitado, onde não há uma coordenação com operação futura.

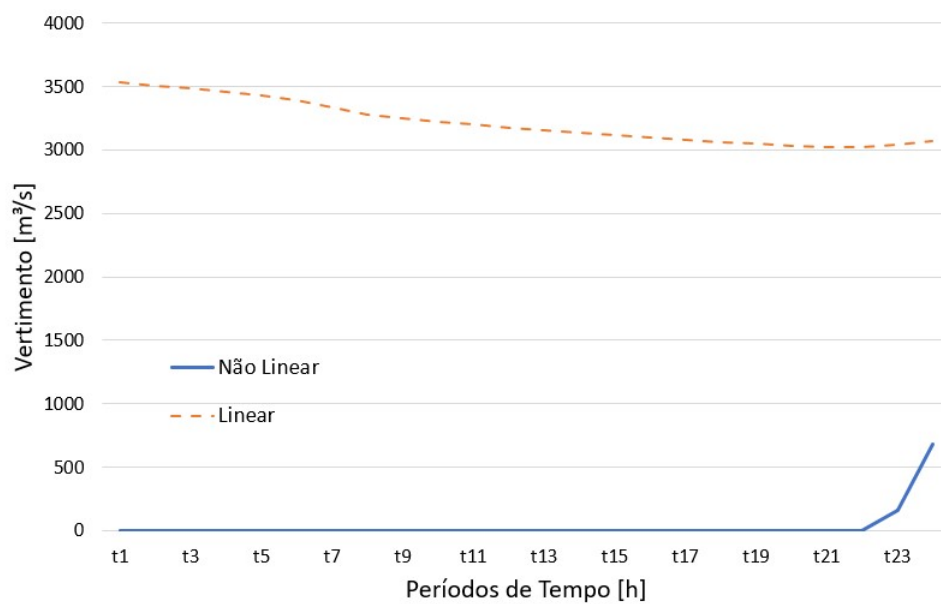
Figura 5.40 – Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Não-linear × Linear.



Fonte: do Autor.

O vertimento da última usina do sistema, Usina Rosana, a fio d'água, é mostrado na Figura 5.41. No caso não-linear, o vertimento é constante até os últimos períodos do dia, devido ao período de cheia e às limitações do sistema hidráulico. Enquanto que, no caso linear, ocorre vertimento durante todo o dia com valores expressivamente altos. Assim, a operação hidráulica calculada pelo modelo de FPOH linear parece não ser compatível com um dia de operação comum.

Figura 5.41 – Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 118 Barras, Situação Cheia, Não-linear × Linear.



Fonte: do Autor.

5.3.3.2 Situação de Seca - Não-linear / Linear

Os custos calculados para a função objetivo pelo *solver* IPOPT, em cada caso, são mostrados na Tabela 5.16. Percebe-se na tabela uma variação considerável nos custos de operação para os diferentes casos, quando as restrições hidráulicas são consideradas não-lineares e lineares, respectivamente.

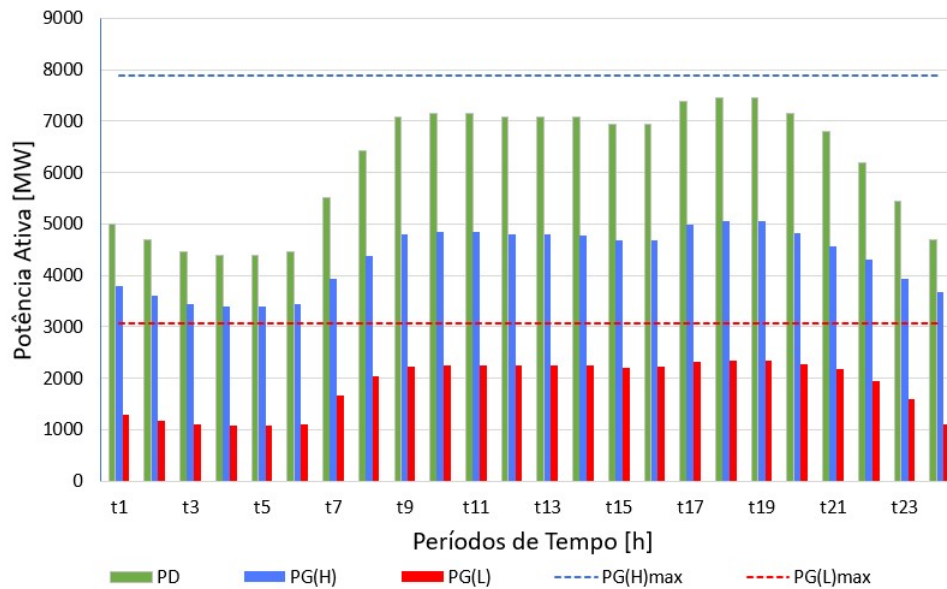
Tabela 5.16 – Função Objetivo - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Não-linear × Linear.

	Custo da Função Objetivo [\$]
Não-linear	1.515.494,90
Linear	648.981,31

As Figuras 5.42 e 5.43 mostram as evoluções horárias das gerações totais das usinas hidrelétricas e termelétricas, além da potência demandada para as representações não-lineares e lineares do FPOH. No caso não-linear, mostrado na Figura 5.42, as termelétricas são acionadas em todos os períodos do dia, a fim de suprir a demanda, pois as hidrelétricas geram menos, devido ao período de seca e, principalmente, à representação das restrições de

máxima potência e máxima vazão variáveis, que limitam a utilização da geração hidrelétrica durante o dia de operação.

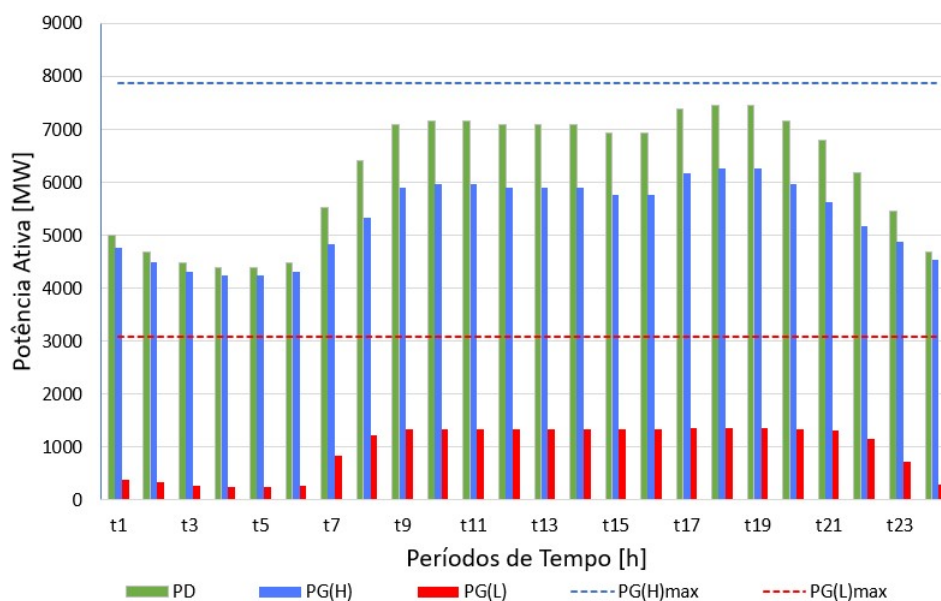
Figura 5.42 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Não-linear.



Fonte: do Autor.

Para o FPOH linear, mostrado na Figura 5.43, as potências, vazões turbinadas e alturas de queda líquida, das unidades hidrelétricas são fixadas em seus valores efetivos, conforme a Tabela B.14.

Figura 5.43 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Linear.



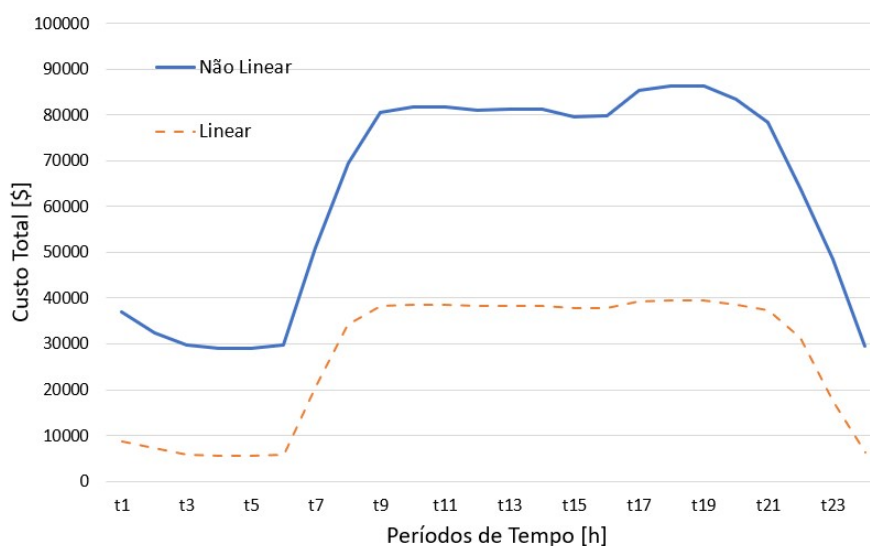
Fonte: do Autor.

Assim, sem as limitações de potência máxima e vazão turbinada máxima variáveis, para o modelo de FPOH linear (Figura 5.43), a geração hidráulica é responsável pela maior

parte da geração de energia durante todo o dia. Para este modelo, as termelétricas geram apenas no período de carga pesada, para suprir a demanda, devido ao período de seca. Verifica-se, portanto, que o modelo linear não consegue capturar os efeitos relacionados às restrições de máxima potência e máxima vazão turbinada variáveis, subestimando (i.e. estimando de forma incorreta) a necessidade de geração termelétrica.

A Figura 5.44, mostra a evolução dos custos totais para os modelos de FPOH não-linear e linear. Observa-se que, no FPOH não-linear, o custo é expressivamente maior e não-nulo. Já o FPOH linear, apresenta custo nulo em períodos de carga leve i.e. quando as termelétricas não estão acionadas. Apesar de mais baratos, os custos calculados pelo FPOH também estão consideravelmente subestimados pela não representação das não-linearidades relacionadas, principalmente, à máxima geração e máxima vazão turbinada.

Figura 5.44 – Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Não-linear \times Linear.



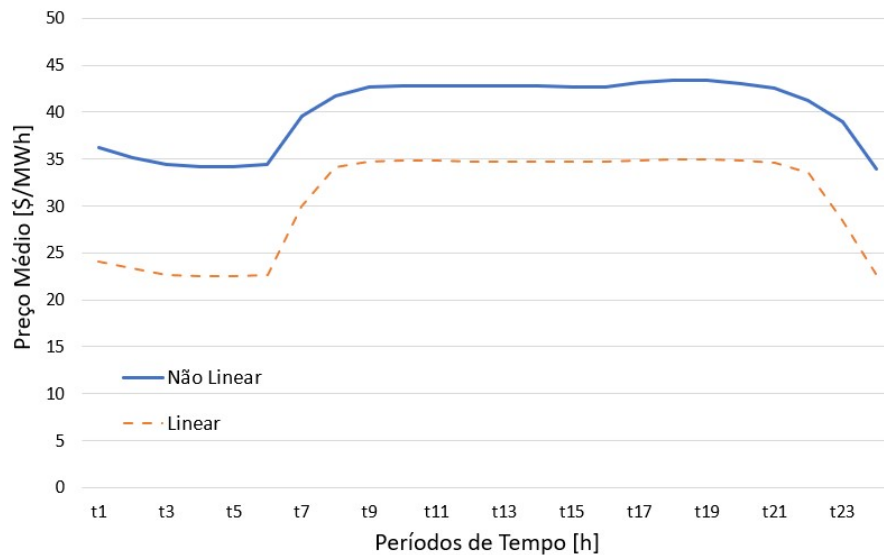
Fonte: do Autor.

A evolução dos preços médios calculados para os problemas de FPOH não-linear e linear, é mostrada na Figura 5.45. Para o FPOH não-linear, o preço é expressivamente maior, devido às limitações relacionadas à representação das potências e vazões turbinadas máximas variáveis, e não ocorrem preços nulos em nenhum dos períodos. No caso linear, têm-se preços não-nulos somente quando há geração termelétrica. Percebe-se, também, que os valores calculados pela formulação linear do FPOH estão consideravelmente subestimados. Em um ambiente de mercados, estas deficiências na representação dos preços pode comprometer as receitas dos agentes envolvidos.

A evolução horária das vazões turbinadas totais é mostrada na Figura 5.46 para o FPOH não-linear e linear, respectivamente. No caso não-linear, as vazões turbinadas são menores, devido ao sistema hidráulico estar mais limitado, conforme já comentado anteriormente. No caso linear, como a vazão turbinada máxima considerada é a efetiva,

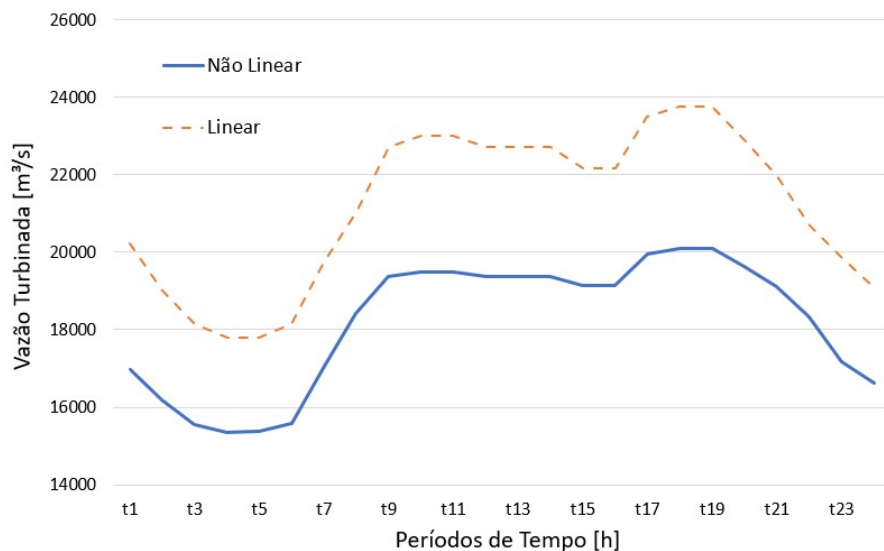
o sistema hidráulico está menos limitado, portanto, a vazão turbinada é maior. Assim, verifica-se que boa parte da representação do sistema de geração hidráulica pode ser consideravelmente prejudicada pela representação linear simplificada.

Figura 5.45 – Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Não-linear × Linear.



Fonte: do Autor.

Figura 5.46 – Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Não-linear × Linear.

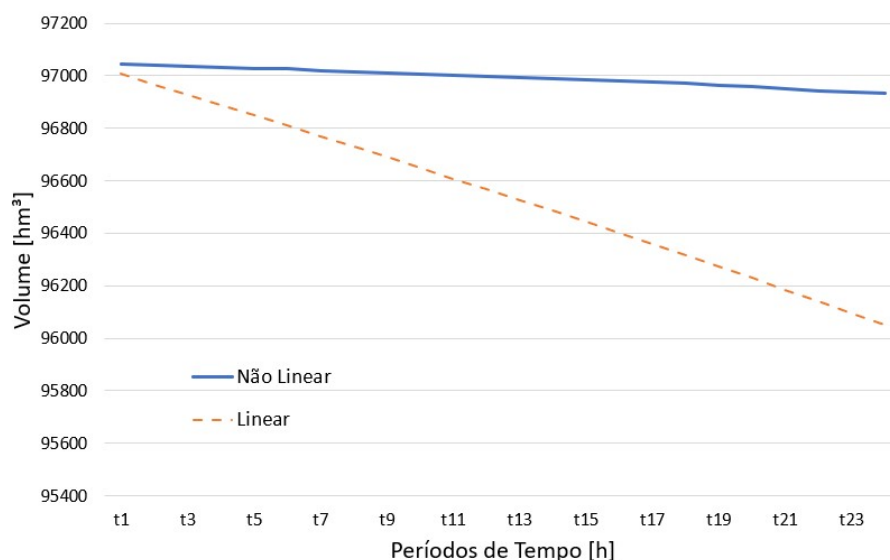


Fonte: do Autor.

A Figura 5.47, mostra a evolução dos volumes totais dos reservatórios. No caso não-linear, o volume durante o dia diminui pouco em virtude da menor utilização deste tipo de geração. Isto ocorre, devido ao período de seca, em que existem metas diárias de geração. No caso linear, o volume diminui bruscamente durante o dia, devido ao sistema

hidráulico menos limitado, em que o recurso hídrico é utilizado sem muita coordenação com a operação futura.

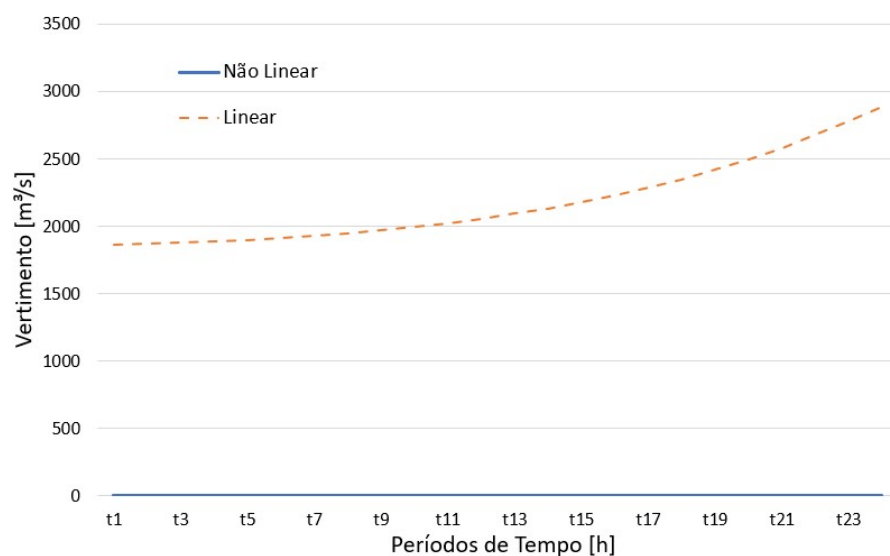
Figura 5.47 – Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Não-linear × Linear.



Fonte: do Autor.

O vertimento da última usina do sistema, Usina Rosana, a fio d'água, é mostrado na Figura 5.48. No caso não-linear, o vertimento é nulo, devido ao período de seca e às limitações do sistema hidráulico. Enquanto que, no caso linear, ocorre vertimento, de forma crescente e com valores expressivamente altos. Assim, a operação hidráulica calculada pelo modelo de FPOH linear parece não ser compatível com uma situação de seca no sistema.

Figura 5.48 – Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 118 Barras, Situação Seca, Não-linear × Linear.



Fonte: do Autor.

5.4 Sistema-Teste Modificado de 300 barras

A potência total demandada deste sistema é de 451.690,10 MW, tanto para as situações de cheia e seca, quanto para os Casos 1, 2 e 3. Em todas as situações e casos, a potência demandada foi atendida.

Observa-se na Tabela 5.17 o número total de restrições de igualdade e desigualdade com o *solver* IPOPT resolve nas situações de cheia e de seca.

Tabela 5.17 – Número Total de Restrições de Igualdade e Desigualdade - Sistema 300 Barras

	Número Total de Restrições	
	Desigualdade	Igualdade
Caso 1	37.656	74.808
Caso 2	37.632	74.808
Caso 3	21.528	74.808

O tempo decorrido para resolução das duas situações e dos três casos é mostrado na Tabela 5.18. Os testes foram realizados com um sistema operacional de 64 bits, processador Intel(R) Core(TM) i5-9300 CPU @2.40 GHZ e 16GB de RAM.

Tabela 5.18 – Tempo Decorrido da Simulação - Sistema 300 Barras, Situação Cheia e Seca, Casos 1, 2 e 3.

	Tempo (s)	
	Cheia	Seca
Caso 1	624,42	168,71
Caso 2	506,14	182,21
Caso 3	250,75	135,15

5.4.1 Situação de Cheia - Sistema 300 Barras

Os custos obtidos para a função objetivo calculados pelo *solver* IPOPT, em cada caso, são mostrados na Tabela 5.19. Percebe-se na tabela uma variação considerável nos custos de operação para os diferentes casos, em que determinadas restrições hidráulicas são ou não consideradas.

Tabela 5.19 – Função Objetivo - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.

	Custo da Função Objetivo [\$]
Caso 1	690.628,16
Caso 2	690.587,46
Caso 3	12.061,56

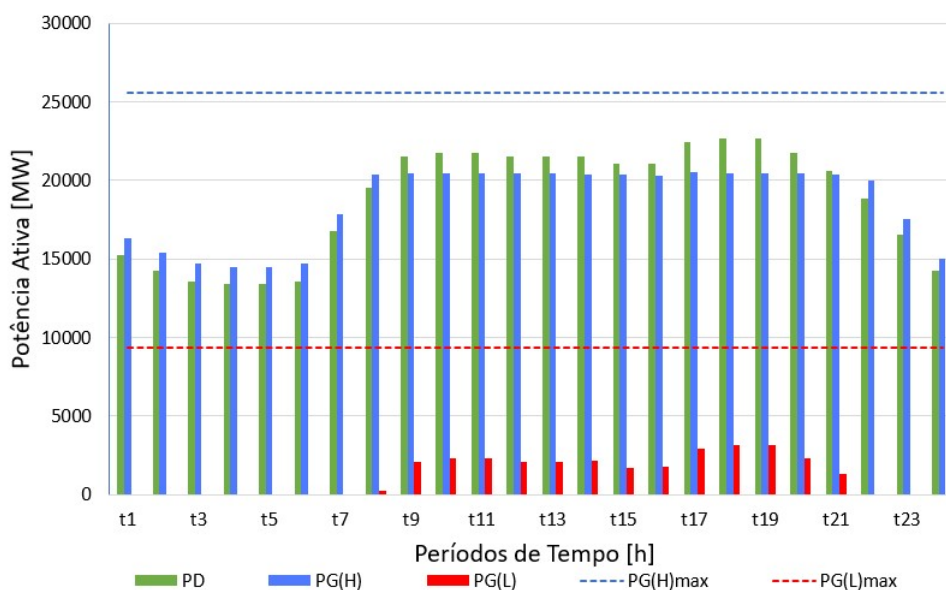
As evoluções horárias dos despachos totais de geração das usinas hidrelétricas e termelétricas, e a demanda total são mostradas nas Figuras 5.49 e 5.50.

A Figura 5.49 mostra os Casos 1 e 2. Nos períodos de carga leve, as hidrelétricas geram toda a potência necessária, enquanto que, nos períodos de carga pesada, as unidades

termelétricas foram acionadas a fim de atender a demanda. Como este sistema é de grande porte e a situação é de cheia, a geração hidrelétrica é expressivamente maior que a geração termelétrica. As gerações totais das hidrelétricas e termelétricas, nos dois casos, têm valores diferentes, porém muito próximos, sendo imperceptível a diferença em seus gráficos.

No caso 1, os totais de geração hidrelétrica e o de termelétrica são iguais a 446.270,20 MW e 29.533,61 MW, respectivamente. No Caso 2, os totais de geração hidrelétrica e o de termelétrica são iguais a 446.248,00 MW e 29.531,20 MW, respectivamente. Nos dois casos, a geração hidrelétrica corresponde a 93,79% do total e a termelétrica corresponde a 6,21%. Logo, conclui-se que o Caso 2, que elimina a restrição de meta de volume final, não impacta nesta situação de cheia. Portanto, a introdução da geração termelétrica está relacionada às limitações impostas pelas restrições de potência e vazão turbinada máximas variáveis.

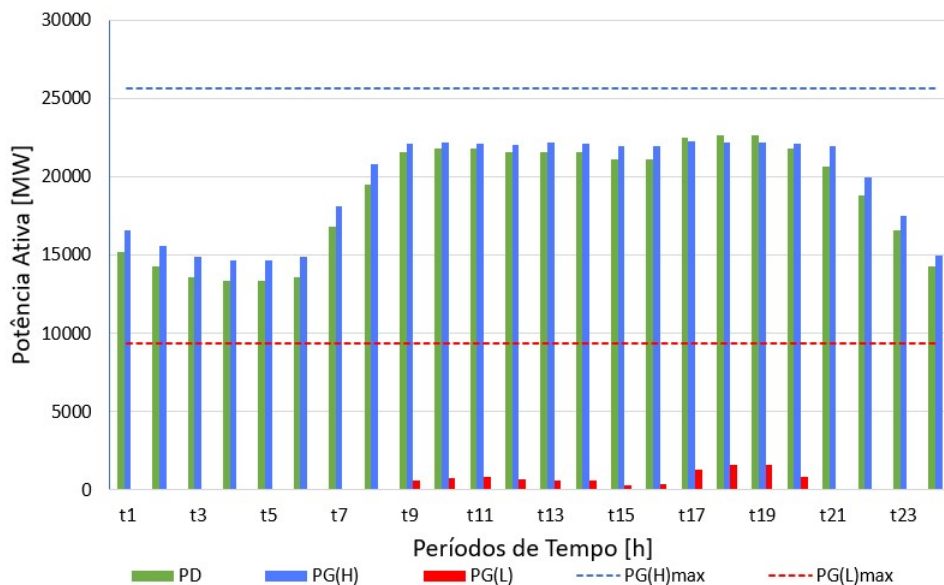
Figura 5.49 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Casos 1 e 2.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.50 mostra os despachos do Caso 3, em que não se consideram os conjuntos de restrições de potência máxima variável e de vazão turbinada máxima variável. Nesta situação de cheia e neste caso, as unidades hidrelétricas não estão limitadas pela potência e vazão turbinada máximas variáveis, portanto há necessidade de acionar as termelétricas apenas em alguns períodos, a fim de suprir a demanda na carga pesada. O total de geração hidrelétrica é igual a 469.681,10 MW (97,96%) e de termelétrica igual a 9.794,22 MW (2,04%).

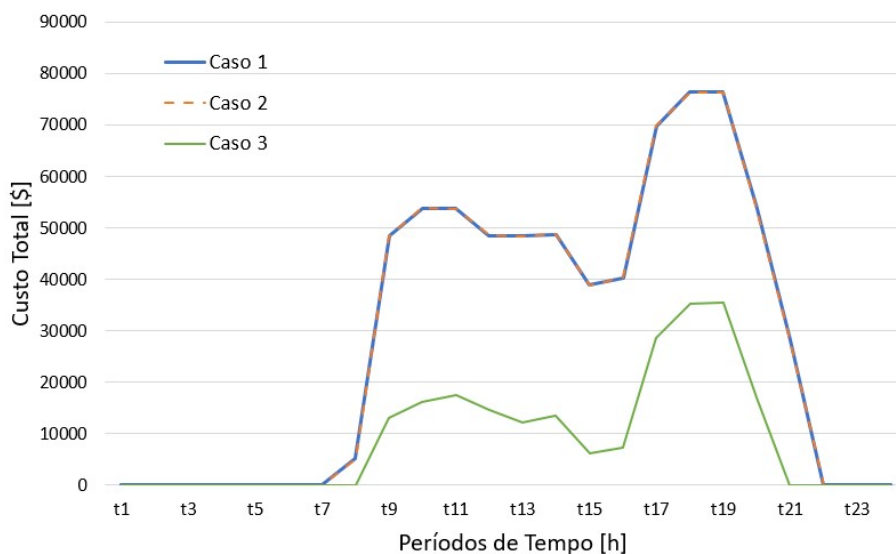
Figura 5.50 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Caso 3.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.51 mostra a evolução dos custos totais. O custo total, dado em \$, para os três casos. Nos Casos 1 e 2, os custos totais durante todo o dia têm valores próximos devido as gerações termelétricas também serem próximas. O Caso 3 se diferencia, pois a participação de geração termelétrica foi muito menor que nos outros casos, logo, o custo total durante o dia, também é menor.

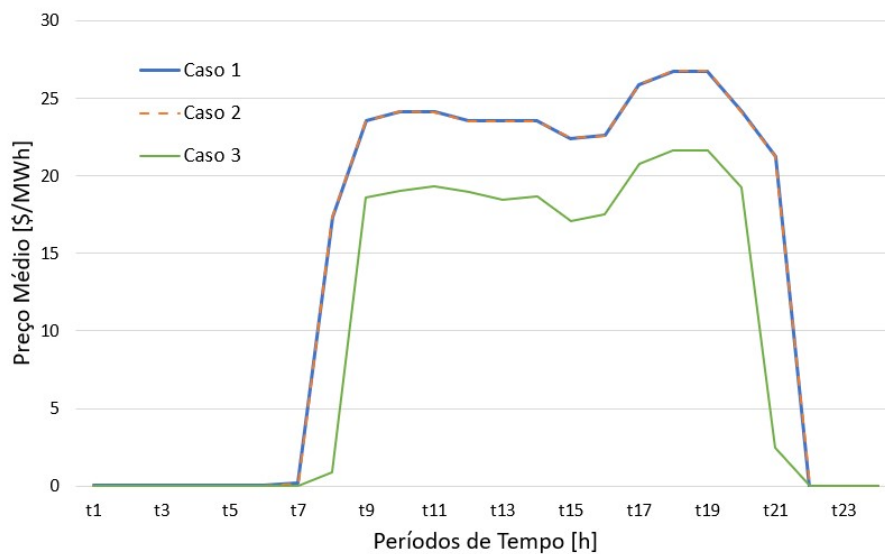
Figura 5.51 – Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

A evolução horária dos preços médios é mostrada na Figura 5.52. Os preços médios dos Casos 1 e 2 são muito próximos, devido a semelhança do despacho dos casos. No Caso 3, os preços são menores, porém a curva de custo tem comportamento semelhante.

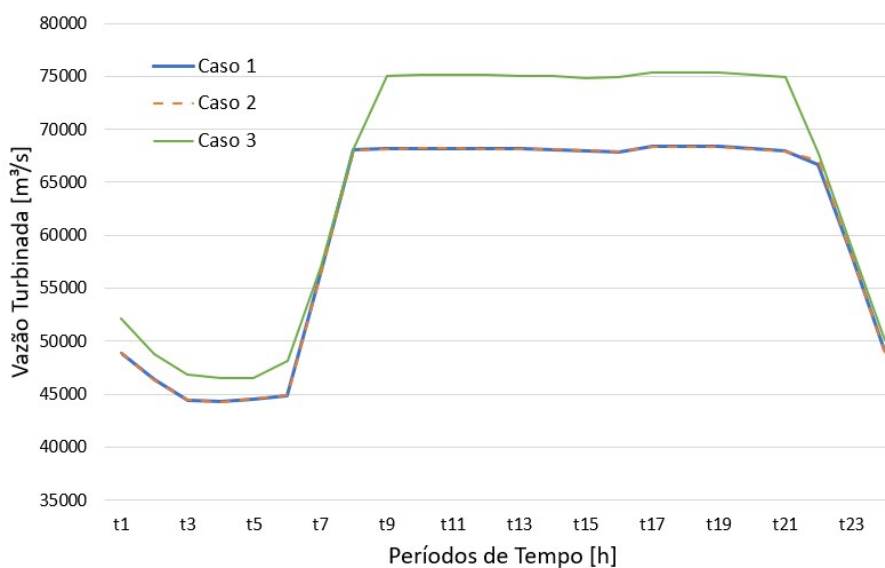
Figura 5.52 – Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

As vazões turbinadas são mostradas na Figura 5.53. As curvas de vazão turbinada dos Casos 1 e 2 têm comportamentos semelhantes, pois as potências geradas hidrelétricas possuem valores próximos. No Caso 3, como a vazão turbinada máxima variável é desconsiderada, as unidades hidrelétricas turbinam um maior volume. Nota-se a semelhança entre os gráficos que descrevem as vazões turbinadas e os despachos das hidrelétricas, devido à relação entre estas variáveis, por meio da função de produção (4.27).

Figura 5.53 – Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.

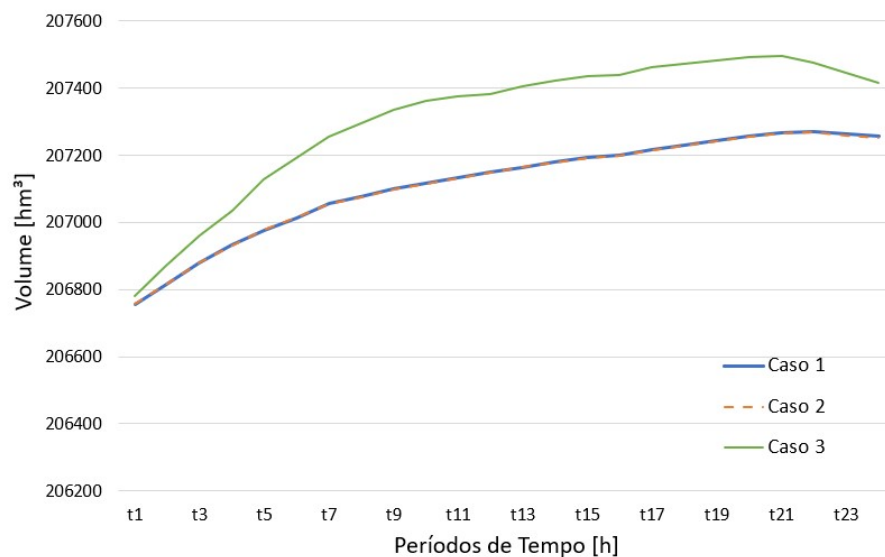


Fonte: do Autor.

A Figura 5.54 mostra a evolução horária dos volumes totais dos reservatórios nos três casos. As curvas dos Casos 1 e 2 têm praticamente o mesmo comportamento, uma vez

que os problemas de otimização resolvidos possuem grande semelhança. A única diferença entre esses modelos é a eliminação das restrições de metas de volume final no Caso 2, o que produz uma pequena alteração no despacho do sistema. Assim, com despachos muito semelhantes, as evoluções dos volumes dos reservatórios também tendem a se aproximar. Nesses casos observar-se que o volume total final é maior que o volume total inicial, sendo, portanto, possível armazenar volume ao final da operação. Já o Caso 3, o volume total tem um comportamento impactante, pois os volumes totais dos reservatórios aumentam expressivamente mesmo durante a operação, isso mostra que neste caso, as restrições de potência e vazão turbinada máximas variáveis são as que mais estavam limitando o sistema.

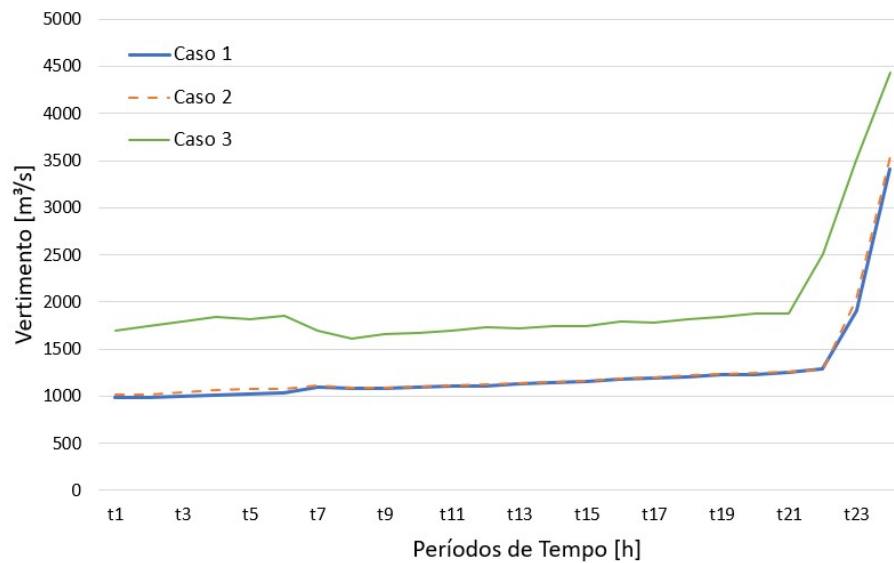
Figura 5.54 – Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.55 mostra o vertimento da última usina do sistema, a Usina de Ilha Solteira, que é do tipo acumulação. Nesta situação, há vertimento durante toda operação nos três casos, pois há excesso d'água devido à situação de cheia. Observa-se o impacto da restrição de vazão turbinada máxima variável, pois quando desprezada, o vertimento atinge valores maiores que nos demais casos.

Figura 5.55 – Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 300 Barras, Situação Cheia, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

5.4.2 Situação de Seca - Sistema 300 Barras

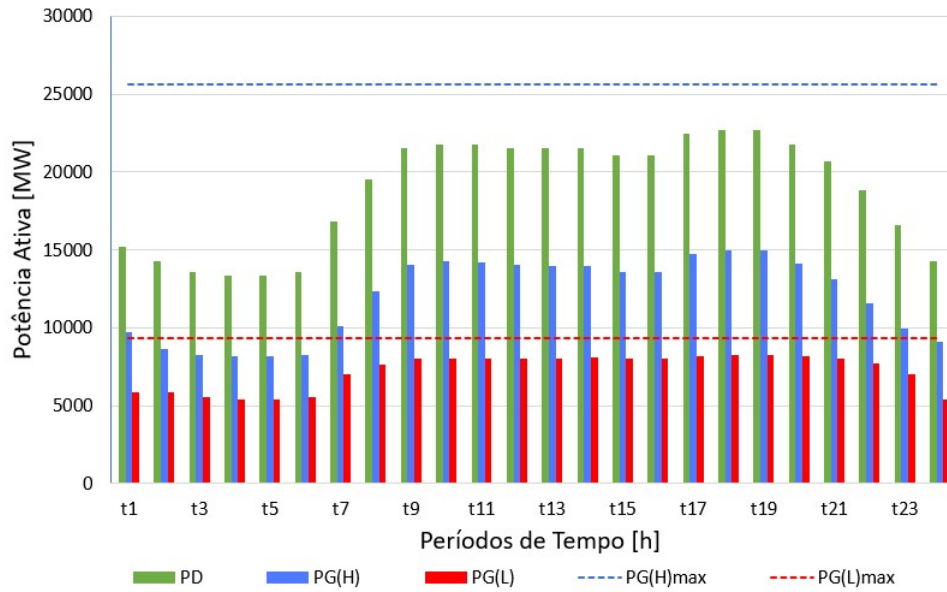
Os custos obtidos para a função objetivo calculados pelo *solver* IPOPT, em cada caso, são mostrados na Tabela 5.20. Percebe-se na tabela uma variação considerável nos custos de operação para os diferentes casos, em que determinadas restrições hidráulicas são ou não consideradas.

Tabela 5.20 – Função Objetivo - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.

	Custo da Função Objetivo [\$]
Caso 1	5.222.859,60
Caso 2	1.077.477,00
Caso 3	4.081.695,20

As figuras 5.56–5.58 mostram a evolução horária dos despachos totais de geração hidrelétrica, termelétrica e a demanda total. No Caso 1, mostrado Figura 5.56, observa-se o impacto das restrições hidráulicas no modelo, pois na situação de seca, as termelétricas são acionadas em todos os períodos de tempo, e na carga pesada a geração termelétrica chega próximo ao seu valor máximo. O total de potência ativa gerada pelas hidrelétricas é de 287.867,90 MW (62,39%) e pelas termelétricas é de 173.549,20 MW (37,61%).

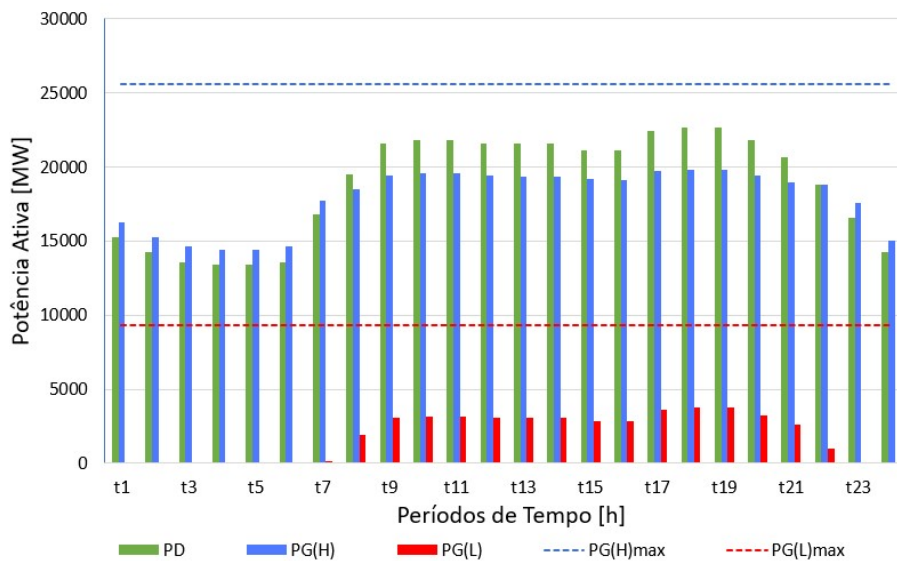
Figura 5.56 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Caso 1.



Fonte: do Autor.

O Caso 2, mostrado na Figura 5.57, mostra que há um impacto expressivo da restrição de meta de volume final, que está limitando a parte hidráulica do sistema. Observa-se que as termelétricas foram acionadas apenas nos períodos de carga pesada. Isto acontece pois o sistema tem maior volume para gerar nas usinas hidrelétricas. O total de geração hidrelétrica é igual a 430.016, 10 MW (90,65%) e de termelétrica igual a 44.349,97 MW (9,35%).

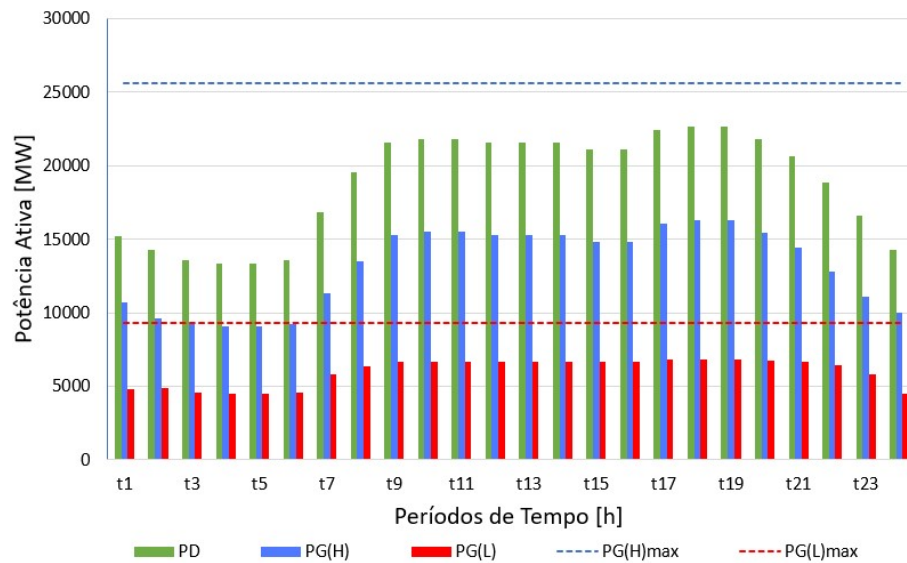
Figura 5.57 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Caso 2.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.58 mostra os despachos do Caso 3. Observa-se que este caso é semelhante ao Caso 1. O total de potência ativa gerada pelas hidrelétricas é de 315.975,60 MW (68,69%) e pelas termelétricas é de 144.056,20 MW (31,31%). Conclui-se que nesta situação de seca, para este sistema, a restrição de meta de volume final causa mais impacto (limita mais o sistema) que as outras restrições analisadas no Caso 3.

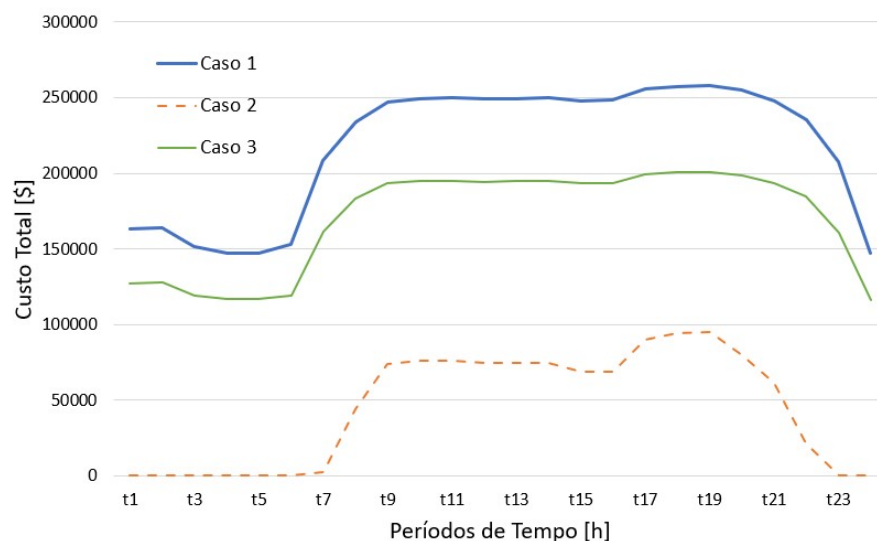
Figura 5.58 – Evolução Horária das Gerações Totais Hidrelétrica e Termelétrica e Potência de Demanda - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Caso 3.



Fonte: do Autor.

A evolução horária dos custos totais é mostrada na Figura 5.59. No Caso 1, o sistema está mais limitado que nos demais casos, devido às restrições hidráulicas, logo, o custo durante toda a operação é maior.

Figura 5.59 – Evolução Horária dos Custos Totais - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.

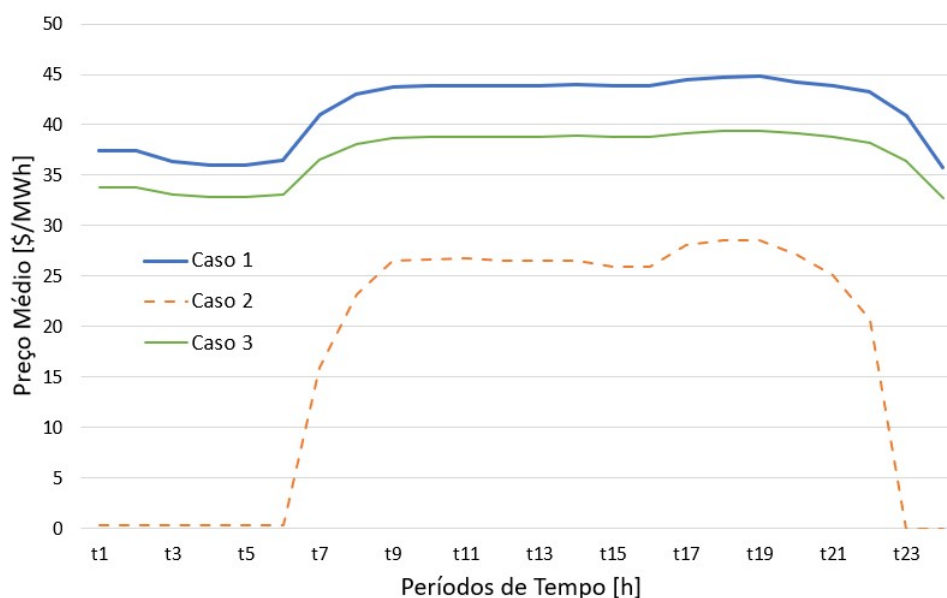


Fonte: do Autor.

Como analisado anteriormente, a restrição de meta de volume final é que está limitando muito mais este teste, logo, quando desprezada no Caso 2, o custo é expressivamente menor que nos Casos 1 e 3 (Figura 5.59). Já o Caso 3, tem custos altos, porém menores que no Caso 1, pois sem as restrições de potência e vazão máximas variáveis, a participação de geração termelétrica é menor, fazendo com que o custo também seja menor.

Na Figura 5.60, observa-se a evolução horária dos preços médios. O Caso 1, assume valores maiores que o Caso 3 devido às gerações serem maiores e a limitação do sistema também. Observa-se o impacto do Caso 2, principalmente nos períodos de carga leve, nos quais os preços médios são nulos. O Caso 3, tem comportamento semelhante ao Caso 1, porém com valores menores, devido às restrições desprezadas, neste caso, impactarem pouco nos resultados.

Figura 5.60 – Evolução Horária dos Preços Médios - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.



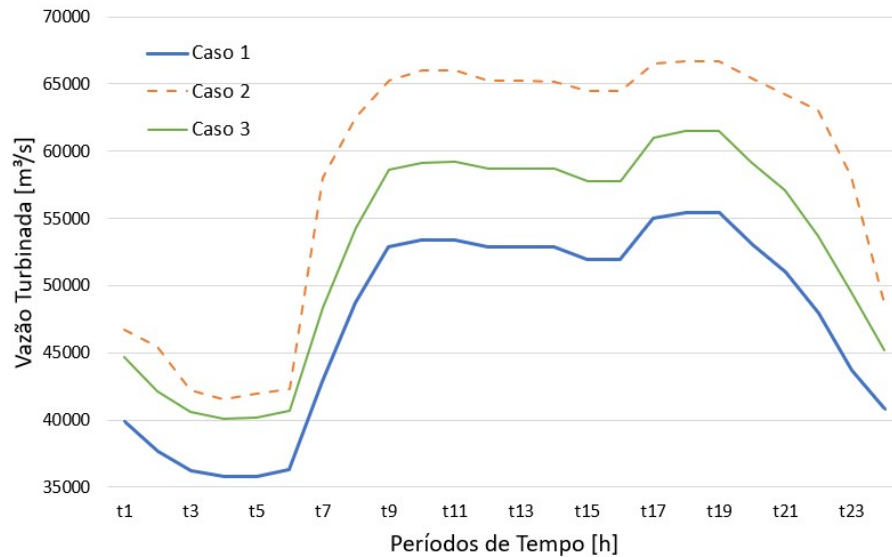
Fonte: do Autor.

As vazões turbinadas dos Casos 1, 2 e 3 são mostradas na Figura 5.61. Observa-se, que a restrição de meta de volume final (Caso 2) tem maior impacto nas vazões turbinadas. Nota-se a semelhança entre os gráficos que descrevem as vazões turbinadas e os despachos das hidrelétricas, devido à relação entre estas variáveis, por meio da função de produção (4.27). O Caso 1, por ser o caso mais restrito, tem a menor curva de evolução horária da vazão turbinada. Isso explica o percentual de 37,61% de geração termelétrica deste caso.

A evolução horária dos volumes totais dos reservatórios é mostrada na Figura 5.62. Observa-se que os Casos 1 e 3, os volumes totais têm valores muito próximos, devido a semelhança destes dois casos. Neste sistema e situação, como a restrição de meta de volume final tem um impacto expressivo, observa-se que quando esta é desprezada (Caso 2) os volumes totais diminuem bruscamente durante o dia. Além disso, como o período é

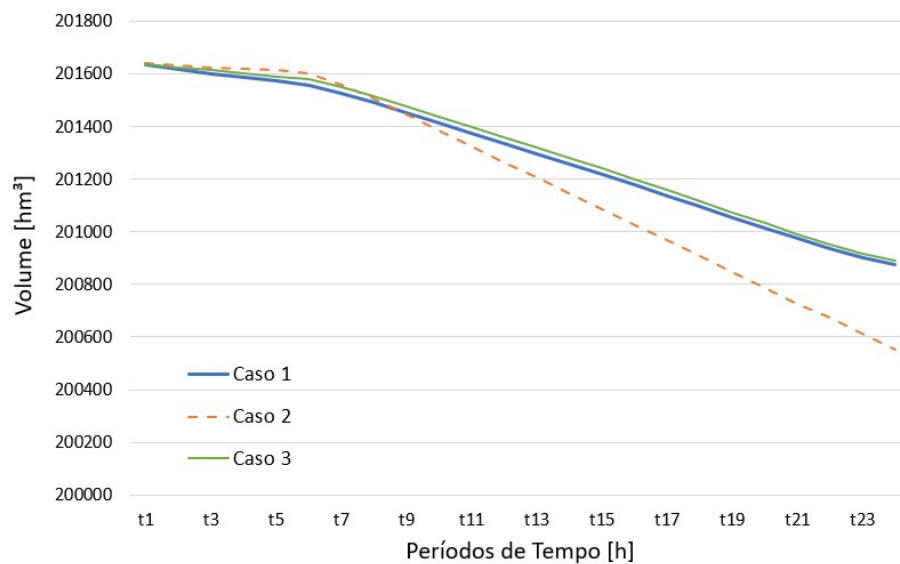
de seca, nos três casos os volumes totais diminuíram.

Figura 5.61 – Evolução Horária das Vazões Turbinadas Totais - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

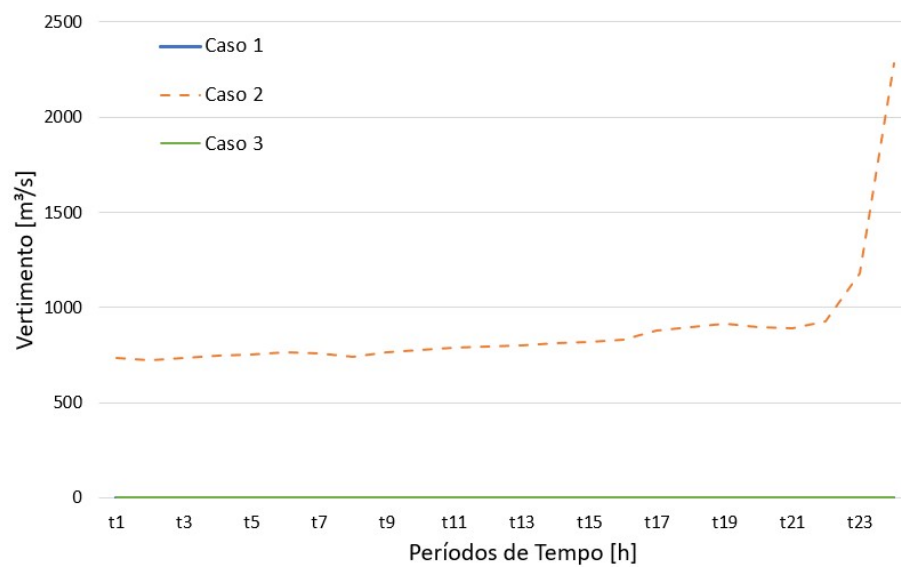
Figura 5.62 – Evolução Horária dos Volumes Totais dos Reservatórios - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

A Figura 5.63 mostra o vertimento da última usina do sistema, Usina de Ilha Solteira, do tipo reservatório de acumulação. Nesta situação há vertimento somente no Caso 2, em que a restrição de volume final é desprezada. Os Casos 1 e 3, por estarem limitados pela restrição de meta, as usinas hidrelétricas utilizaram toda a água necessária para gerar energia elétrica.

Figura 5.63 – Evolução Horária do Vertimento da Última Usina Hidrelétrica - Sistema 300 Barras, Situação Seca, Casos 1, 2 e 3.



Fonte: do Autor.

6 CONCLUSÕES

O FPO tem sido uma ferramenta importante para que a operação e o planejamento de sistemas de energia seja feito de forma confiável e eficiente. Recentemente, com a crescente introdução das fontes renováveis de energia nas matrizes energéticas dos sistemas de potência, novos modelos de FPO têm sido propostos de modo a incorporar as características específicas de modelagem associadas a estas fontes renováveis. Nesse sentido, modelos de FPO envolvendo aspectos de geração de unidades eólicas, painéis solares, e veículos elétricos têm sido investigados recentemente.

Por outro lado, na maioria dos trabalhos envolvendo novas formulações de FPO para sistemas hidrotérmicos, verifica-se que o processo de geração das usinas hidrelétricas tem sido representado de forma excessivamente simplificada, tratando como constantes variáveis importantes da geração hidrelétrica. A representação da geração hidráulica tem sido feita por meio linearizações simples (ou mesmo desprezando-se os efeitos) sobre as funções de cotas de montante, cota do canal de fuga, potência máxima, vazão turbinada máxima e da função de produção hidráulica. Além disso, muitos trabalhos descritos na literatura não possuem nenhum tipo de representação da coordenação da operação diária com o planejamento de médio prazo, de forma que se forem executados de forma diária, os algoritmos podem levar o sistema a uma utilização futura inadequada dos recursos hidráulicos, i.e. deficit de água nos reservatórios e/ou desabastecimento de energia. Assim, a representação hidráulica utilizada atualmente na literatura de FPO pode comprometer a política de despacho e de operação de reservatórios de um sistema hidrotérmico com características fortemente hidráulicas.

Com base nesse diagnóstico de deficiências dos modelos de FPO para sistemas hidrotérmicos, este trabalho tem como objetivo principal propor um modelo denominado de Fluxo de Potência Ótimo Hidrotérmico (FPOH) dinâmico, onde o problema de FPO clássico é utilizado como base e incrementado com um modelo de restrições hidráulicas, em que as decisões de geração são calculadas em base horária, para um dia de operação. O modelo de FPOH proposto é formulado de modo a representar praticamente todas as não linearidades envolvidas no processo de geração de sistemas hidrelétricos. O modelo proposto possui as seguintes características de modelagem: i) as alturas de queda líquida são representados de forma não-linear, por meio de funções quadráticas para as cotas de montante e do canal de fuga, e também para as perdas hidráulicas de cada unidade, ii) a coordenação com modelos de médio prazo é feita com base em restrições de meta de volume final nos reservatórios, iii) a função de produção é representada de forma não-linear, iv) as curvas que expressam os limites de potência máxima e vazão turbinada máxima são

representadas, por meio de linearizações, e utilizando-se variáveis adicionais relacionadas à potência máxima disponível e vazão turbinada máxima disponível e v) a dinâmica dos reservatórios é representada por meio de equações de balanço de massa de água em cada reservatório. Dada a grande representatividade do modelo de FPOH descrito neste trabalho, este pode ser utilizado como referência de comparação para modelos de FPO em que as restrições associadas à operação hidráulica sejam formuladas de modo linearizado.

Dada a falta de informações na literatura de FPO envolvendo sistemas hidrotérmicos, foi necessário criar sistemas-teste hidrotérmicos adaptados com base nos sistemas-teste puramente termelétricos do IEEE de 24, 118 e 300 barras. Apesar de serem sistemas adaptados (i.e. não serem sistemas completamente reais) procurou-se adotar princípios básicos de adaptação destes sistemas de modo que as características operativas das cascatas, dos reservatórios e das unidades utilizadas fossem mantidas no sistema adaptado final utilizado. As alterações tiveram como objetivo a obtenção de sistemas com características fortemente hidráulicas, como ocorre na matriz energética do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os resultados mostram que o *solver* IPOPT utilizado foi capaz de resolver problemas de FPOH não lineares para sistemas de grande porte, os quais chegaram a atingir 112.464 restrições de igualdade e desigualdade para o sistema de 300 barras. Em contrapartida, os resultados encontrados na literatura envolvem modelos de FPO linearizados e de pequena dimensão. Os resultados obtidos tiveram como foco a análise do impacto dos conjuntos de restrições hidrelétricas, quais sejam: as restrições de meta de volume final nos reservatórios, e as restrições envolvendo a máxima potência disponível e máxima vazão turbinada disponível, estas últimas ainda não avaliadas em nenhum dos trabalhos envolvendo despacho de geração. Os resultados mostram que estes dois conjuntos de restrições têm um impacto considerável na política de operação das unidades e dos reservatórios, e que a sua não representação pode produzir despachos de geração e políticas operativas de reservatórios muito descoladas da operação prática real. Assim, os resultados como o modelo de FPOH proposto mostram a importância de uma modelagem mais precisa e próxima da realidade de sistemas hidrotérmicos. Os resultados também mostram a importância da utilização do recurso hídrico, fazendo-se necessário o planejamento/gerenciamento da água nos reservatórios das usinas.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica no Brasil*. [S.l.: s.n.], 2008. 3^a Edição. Citado na página 29.
- ANGELIDIS, G. Hydrothermal optimal power flow based on hydrothermal decomposition and coordination. *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, v. 19, n. 2, p. 81–87, 1994. Citado na página 20.
- ANSARI, M. R.; AMJADY, N.; VATANI, B. Stochastic security-constrained hydrothermal unit commitment considering uncertainty of load forecast, inflows to reservoirs and unavailability of units by a new hybrid decomposition strategy. *Transmission Distribution IET Generation*, v. 8, n. 12, p. 1900–1915, 2014. ISSN 1751-8687. Citado na página 19.
- BERTSIMAS, D. et al. Adaptive Robust Optimization for the Security Constrained Unit Commitment Problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 1, p. 52–63, fev. 2013. ISSN 0885-8950. Citado na página 19.
- BISWAS, P. P.; SUGANTHAN, P.; AMARATUNGA, G. A. Optimal power flow solutions incorporating stochastic wind and solar power. *Energy Conversion and Management*, v. 148, p. 1194–1207, set. 2017. ISSN 01968904. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890417306167>>. Citado na página 19.
- BORGHETTI, A. et al. An MILP Approach for Short-Term Hydro Scheduling and Unit Commitment With Head-Dependent Reservoir. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 3, p. 1115–1124, ago. 2008. ISSN 0885-8950. Citado na página 19.
- BRUNINX, K. et al. Coupling Pumped Hydro Energy Storage With Unit Commitment. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 7, n. 2, p. 786–796, abr. 2016. ISSN 1949-3029. Citado na página 19.
- CAO, J.; DU, W.; WANG, H. F. Weather-Based Optimal Power Flow With Wind Farms Integration. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 4, p. 3073–3081, jul. 2016. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado na página 19.
- CARPENTIER, J. Contribution a l'étude du dispatching économique. *Bulletin de la Société Française des Électricien*, v. 3, n. 8, p. 431–447, 1962. Citado na página 19.
- CERISOLA, S.; LATORRE, J. M.; RAMOS, A. Stochastic dual dynamic programming applied to nonconvex hydrothermal models. *European Journal of Operational Research*, v. 218, n. 3, p. 687–697, maio 2012. ISSN 0377-2217. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221711010496>>. Citado na página 41.
- CHANG, Y.-C. et al. Optimal power flow of a wind-thermal generation system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 55, p. 312–320, fev. 2014. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061513004109>>. Citado na página 19.

- CICOGNA, M. A. *Hydrodata XP- HydroByte Software*. 2008. Disponível em: <<https://hydrobyte.com.br/site/en/company>>. Citado 17 vezes nas páginas 38, 39, 40, 52, 53, 54, 107, 108, 111, 115, 116, 120, 124, 131, 132, 138 e 139.
- CICOGNA M.; FILHO, S. S. Dissertação de Mestrado, *Modelo de planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos a usinas individualizadas orientado por objetos (Dissertação de Mestrado)*. 1999. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000197782>>. Citado 4 vezes nas páginas 29, 31, 37 e 40.
- CONEJO, A. J.; CARRI6N, M.; MORALES, J. M. *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*. Boston, MA: Springer US, 2010. v. 153. (International Series in Operations Research & Management Science, v. 153). ISBN 978-1-4419-7420-4 978-1-4419-7421-1. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/978-1-4419-7421-1>>. Citado na página 54.
- DINIZ, A. L.; ESTEVES, P. P. I.; SAGASTIZABAL, C. A. A Mathematical Model for the Efficiency Curves of Hydroelectric units. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1–7. Citado na página 41.
- DINIZ, A. L.; MACEIRA, M. E. P. A Four-Dimensional Model of Hydro Generation for the Short-Term Hydrothermal Dispatch Problem Considering Head and Spillage Effects. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 3, p. 1298–1308, ago. 2008. ISSN 0885-8950. Citado na página 40.
- DOMMEL H.W.; TINNEY, W. Optimal Power Flow Solutions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-87, n. 10, p. 1866–1876, out. 1968. ISSN 0018-9510. Citado na página 19.
- ELATTAR, E. E. Optimal Power Flow of a Power System Incorporating Stochastic Wind Power Based on Modified Moth Swarm Algorithm. *IEEE Access*, v. 7, p. 89581–89593, 2019. ISSN 2169-3536. Conference Name: IEEE Access. Citado na página 19.
- FOSSO, O. et al. Generation scheduling in a deregulated system. The Norwegian case. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 1, p. 75–81, fev. 1999. ISSN 0885-8950. Citado na página 19.
- HABIBOLLAHZADEH, H.; LUO, G.-X.; SEMLYEN, A. Hydrothermal optimal power flow based on a combined linear and nonlinear programming methodology. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 4, n. 2, p. 530–537, 1989. Citado na página 20.
- HAPP, H. Optimal power dispatch: A comprehensive survey. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 96, n. 3, p. 841–854, maio 1977. ISSN 0018-9510. Citado na página 19.
- HELSETH, A.; JAEHNERT, S.; DINIZ, A. L. Convex Relaxations of the Short-Term Hydrothermal Scheduling Problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 36, n. 4, p. 3293–3304, jul. 2021. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 41.
- ILLINOIS. *Power Cases: Literature-Based Power Flow Test Cases*. 2013. Disponível em: <<https://icseg.iti.illinois.edu/power-cases/>>. Citado 6 vezes nas páginas 50, 107, 114, 115, 130 e 131.

JABR, R. A. Solution to Economic Dispatching With Disjoint Feasible Regions Via Semidefinite Programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 27, n. 1, p. 572–573, fev. 2012. ISSN 0885-8950. Citado na página 19.

JADHAV, H. T.; ROY, R. Stochastic optimal power flow incorporating offshore wind farm and electric vehicles. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 69, p. 173–187, jul. 2015. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151400787X>>. Citado na página 19.

KOUROUNIS, D.; FUCHS, A.; SCHENK, O. Toward the Next Generation of Multiperiod Optimal Power Flow Solvers. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 4, p. 4005–4014, jul. 2018. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado na página 21.

LACHOVICZ, F. J. et al. Optimization criteria weighing in dynamic optimal power flow performing monthly, weekly and daily hydrothermal generation dispatch. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, Springer, v. 32, n. 6, p. 1704–1717, 2021. Citado na página 20.

LI, X. et al. Hydro Unit Commitment via Mixed Integer Linear Programming: A Case Study of the Three Gorges Project, China. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 3, p. 1232–1241, maio 2014. ISSN 0885-8950. Citado na página 41.

MARCHAND, A. et al. Fast Near-Optimal Heuristic for the Short-Term Hydro-Generation Planning Problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 1, p. 227–235, jan. 2018. ISSN 0885-8950. Citado na página 19.

MOHAN, M. Optimal short-term hydro-thermal scheduling using decomposition approach and ga based opf. *J. Elect. Syst.*, v. 5, n. 2, p. 1–14, 2009. Citado na página 20.

MONTICELLI, Alcir J. *Fluxo de Carga em Redes de Energia*. Edgard Blucher, 1983. Disponível em: <<http://www.estantevirtual.com.br/katialivros/Alcir-Monticelli-e-Ariovaldo-Garcia-Introducao-a-Sistemas-de-Energia-Eletrica-142569096>>. Citado na página 27.

MONTICELLI, Alcir J.; GARCIA, Ariovaldo V. *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*. Unicamp, 2003. Disponível em: <<http://www.estantevirtual.com.br/katialivros/Alcir-Monticelli-e-Ariovaldo-Garcia-Introducao-a-Sistemas-de-Energia-Eletrica-142569096>>. Citado na página 21.

NGUYEN, T. T. et al. A novel algorithm for optimal operation of hydrothermal power systems under considering the constraints in transmission networks. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 1, p. 188, 2018. Citado na página 20.

ONS. *Sobre o SIN - O Sistema em Números*. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin>>. Citado 2 vezes nas páginas 42 e 51.

PANDA, A. et al. A modified bacteria foraging based optimal power flow framework for hydro-thermal-wind generation system in the presence of statcom. *Energy*, v. 124, p. 720–740, 2017. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217302712>>. Citado na página 20.

PAPAGEORGIOU, L. G.; FRAGA, E. S. A mixed integer quadratic programming formulation for the economic dispatch of generators with prohibited operating zones. *Electric Power Systems Research*, v. 77, n. 10, p. 1292–1296, ago. 2007. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779606002410>>. Citado na página 19.

PINHEIRO, R. B. N. M. et al. Solving Nonsmooth and Discontinuous Optimal Power Flow problems via interior-point lp-penalty approach. *Computers & Operations Research*, v. 138, p. 105607, fev. 2022. ISSN 0305-0548. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0305054821003269>>. Citado na página 26.

PINHEIRO, R. B. N. M.; BALBO, A. R.; NEPOMUCENO, L. Solving network-constrained nonsmooth economic dispatch problems through a gradient-based approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 113, p. 264–280, dez. 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518335592>>. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

RAVINDRANATH, K.; EL-HAWARY, M. The hydro-thermal optimal power flow problem in rectangular coordinates. *Electric Machines & Power Systems*, Taylor & Francis, v. 14, n. 5, p. 295–315, 1988. Citado na página 20.

TAO, D. et al. Big-M Based MIQP Method for Economic Dispatch With Disjoint Prohibited Zones. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 2, 2014. Publisher: IEEE. Disponível em: <<http://gen.lib.rus.ec/scimag/index.php?s=10.1109/tpwrs.2013.2287993>>. Citado na página 19.

WEI, H.; SASAKI, H.; KUBOKAWA, J. A decoupled solution of hydro-thermal optimal power flow problem by means of interior point method and network programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 2, p. 286–293, 1998. Citado na página 20.

Apêndices

APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA-TESTE MODIFICADO DE 24 BARRAS

Os dados das barras e os dados dos ramos $k - m$ do sistema-teste modificado de 24 barras são os mesmos do sistema IEEE 24 barras puramente termelétrico dados em (ILLINOIS, 2013).

A Tabela A.1 mostra as unidades termelétricas mantidas do sistema-teste original, na qual tem-se os coeficientes da curva de custo quadrática das unidades termelétricas A , B e C e os limites mínimo e máximo de potência ativa de cada gerador, P^{min} e P^{max} , respectivamente.

Tabela A.1 – Dados das Unidades Geradoras Termelétricas do Sistema-Teste de 24 Barras.

Unid. G	A [\$/ pu^2]	B [\$/ pu]	C [\$]	P^{min} [pu]	P^{max} [pu]
G31	282,84	3.216,22	424,6152	0,00	1,52
G32	166,84	2.477,66	764,4782	0,00	3,10

Adaptado de (ILLINOIS, 2013).

Os polinômios de aproximação quadrática das Curvas de Cota Reservatório x Volume, A^2 , A^1 e A^0 , e Cota Canal de Fuga x Defluência, B^2 , B^1 e B^0 , descritos na Seção 3.3, são mostrados na Tabela A.2. Além disso, a Tabela A.2 mostra as constantes de perda de carga K^A e K^B de cada reservatório. Os dados de perda de carga foram obtidos no *software* HydroData XP (CICOGNA, 2008).

Tabela A.2 – Polinômios das Curvas de Cotas x Volume e Coeficientes de Perda de Carga dos Reservatórios do Sistema-Teste de 24 Barras.

	A^2	A^1	A^0	B^2	B^1	B^0	K^A	K^B
R1	-6E-07	0,0102	812,37	-8E-06	0,0143	769,40	1,200E+0	0,0
R2	-6E-06	0,0257	753,42	-3E-06	0,0062	730,07	1,060E+0	0,0
R3	-8E-06	0,0401	553,32	-9E-08	0,0016	518,37	7,063E-1	0,0
R4	-1E-07	0,0065	588,50	-6E-07	0,0039	519,33	1,095E+0	0,0
R5	-2E-07	0,0062	762,81	-3E-07	0,0029	696,34	1,643E+0	0,0
R6	-4E-06	0,0298	668,20	-5E-08	0,0006	624,79	7,315E-1	0,0
R7	-8E-05	0,0899	606,72	-1E-06	0,0046	564,48	1,800E+0	0,0
R8	-7E-06	0,0339	540,45	-2E-07	0,0014	518,19	5,750E-1	0,0
R9	-7E-08	0,0035	480,99	-2E-08	0,0015	431,61	7,559E-1	0,0
R10	-1E-05	0,0262	421,25	-1E-08	0,0005	400,41	6,145E-1	0,0

O volume inicial X_r e a meta de volume final X^{goal} de cada reservatório foram obtidos empiricamente tanto na situação de cheia, quanto na situação de seca, conforme mostra a Tabela A.3.

Tabela A.3 – Volumes Iniciais e Volumes de Meta do Sistema-Teste de 24 Barras.

	Cheia (Jan/19)		Seca (Ago/19)	
	X_r [hm ³]	X^{goal} [hm ³]	X_r [hm ³]	X^{goal} [hm ³]
R1	3.500,0	3.400,0	3.450,0	3.350,0
R2	885,0	750,0	813,0	813,0
R3	1.197,152	1.000,0	983,0	980,0
R4	11.200,0	10.000,0	11.000,0	11.000,0
R5	10.233,6	9.990,0	7.800,0	7.500,0
R6	1.000,0	985,0	1.000,0	999,0
R7	235,5	230,0	230,0	230,0
R8	872,83	-	870,0	-
R9	15.500,0	13.500,0	10.800,0	10.800,0
R10	418,144	-	410,0	-

Os valores efetivos da altura de queda líquida H^{EF} , potência P^{EF} e vazão turbinada Q^{EF} das unidades hidráulicas são mostrados na Tabela A.4.

Tabela A.4 – Altura de Queda Líquida, Potência e Vazão Turbinada Efetivas dos Geradores Hidráulicos - Sistema-Teste de 24 Barras.

Unidades Hidrelétricas	H^{EF} [m]	P^{EF} [pu]	Q^{EF} [m ³ /s]
H1 - H2	66,76	0,635	104,0
H3	38,20	0,478	138,0
H4	38,20	0,486	140,0
H5 - H7	73,50	1,250	190,0
H8	130,30	2,980	262,0
H9 - H11	96,00	1,700	192,0
H12 - H14	66,40	1,360	225,0
H15 - H16	55,00	0,800	165,0
H17 - H19	44,40	0,700	179,0
H20	80,20	3,470	490,0
H21 - H22	30,00	0,170	65,0
H23 - H24	30,00	0,540	206,0
H25	30,00	0,540	206,0
H26 - H28	30,00	0,840	321,0
H29 - H30	30,00	1,050	401,0

Fonte: HydroData XP (CICOGNA, 2008).

Os coeficientes lineares de cada unidade geradora hidrelétrica, das Curvas Potência Máxima x Altura de Queda Líquida e Vazão Turbinada Máxima x Altura de Queda Líquida, descritas na Seção 3.4, são mostrados na Tabela A.5.

Tabela A.5 – Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 24 Barras.

	α^P	β^P	α_1^Q	β_1^Q	α_2^Q	β_2^Q
H1	1,3922	-29,4730	0,7984	50,718	-1,4262	199,11
H2	1,3922	-29,4730	0,7984	50,718	-1,4262	199,11
H3	1,8206	-21,7820	1,8627	66,882	-3,2102	260,38
H4	1,8206	-21,7820	1,8897	67,852	-3,2567	264,15
H5	2,3285	-46,9810	1,4193	86,177	-2,3743	364,36
H6	2,3285	-46,9810	1,4193	86,177	-2,3743	364,36
H7	2,3285	-46,9810	1,4193	86,177	-2,3743	364,36
H8	3,1458	-113,6500	1,0987	119,440	-1,8390	501,38
H9	2,4950	-70,0450	1,0658	89,903	-1,5983	344,22
H10	2,4950	-70,0450	1,0658	89,903	-1,5983	344,22
H11	2,4950	-70,0450	1,0658	89,903	-1,5983	344,22
H12	2,9197	-58,1550	1,7841	106,710	-3,0935	430,17
H13	2,9197	-58,1550	1,7841	106,710	-3,0935	430,17
H14	2,9197	-58,1550	1,7841	106,710	-3,0935	430,17
H15	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-1,4361	232,89
H16	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-1,4361	232,89
H17	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-3,6994	343,21
H18	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-3,6994	343,21
H19	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-3,6994	343,21
H20	5,8718	-126,7200	3,3859	220,020	-5,6067	939,31
H21	0,6652	-2,9678	0,4739	50,816	-1,7877	118,30
H22	0,6652	-2,9678	0,4739	50,816	-1,7877	118,30
H23	2,1129	-9,4270	1,5020	161,050	-5,6657	374,93
H24	2,1129	-9,4270	1,5020	161,050	-5,6657	374,93
H25	2,1129	-9,4270	1,5020	161,050	-5,6657	374,93
H26	3,2868	-14,6640	2,3405	250,950	-8,8286	584,24
H27	3,2868	-14,6640	2,3405	250,950	-8,8286	584,24
H28	3,2868	-14,6640	2,3405	250,950	-8,8286	584,24
H29	4,1085	-18,3300	2,9238	313,500	-11,0290	729,84
H30	4,1085	-18,3300	2,9238	313,500	-11,0290	729,84

As vazões afluentes médias, conforme adaptação descrita na Seção 5.1.1, utilizadas nos testes para os períodos de cheia e de seca são mostradas na Tabela A.6.

Tabela A.6 – Vazões Afluentes Médias dos Períodos de Cheia e de Seca do Sistema-Teste de 24 Barras.

	Cheia (Jan/19) $\bar{\Psi} [m^3/s]$	Seca (Ago/19) $\bar{\Psi} [m^3/s]$
R1	74,00	31,00
R2	93,00	38,00
R3	263,00	108,00
R4	101,75	32,50
R5	252,00	102,00
R6	265,00	105,00
R7	178,67	70,67
R8	275,00	107,00
R9	197,50	68,83
R10	1.255,00	449,00

As usinas hidrelétricas à montante das usinas r , denominadas f pertencente ao conjunto F_r estão descritas na Tabela A.7, onde a usina f na primeira linha está à montante da usina r na segunda linha da tabela.

Tabela A.7 – Usinas f à Montante das Usinas r do Sistema-Teste de 24 Barras.

Usina f	Usina r
R1	R2
R2	R3
R3	R9
R4	R9
R5	R6
R6	R7
R7	R8
R8	R9
R9	R10

APÊNDICE B – DADOS DO SISTEMA-TESTE MODIFICADO DE 118 BARRAS

Para o Sistema-Teste Modificado de 118 Barras utilizou-se as bacias hidrográficas do Atlântico Sudeste, Atlântico Leste, Tocantins, Grande, Paranaíba, Tietê e Paranapanema. Apenas a Bacia do Paranaíba, conforme a Tabela B.1.

Tabela B.1 – Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 118 Barras.

Nome	Número	Nome	Número
Castro Alves	R1	Volta Grande	R23
Monte Claro	R2	Nova Ponte	R24
14 de Julho	R3	Miranda	R25
Passo Real	R4	Capim Branco I	R26
Jacuí	R5	Capim Branco II	R27
Itaúba	R6	Itumbiara	R28
Dona Francisca	R7	Barra Bonita	R29
Candongá	R8	Bariri	R30
Salto Grande MG	R9	Ibitinga	R31
Porto Estrela	R10	Promissão	R32
Baguari	R11	Nova Avanhandava	R33
Aimorés	R12	Três Irmãos	R34
Cana Brava	R13	Chavantes	R35
São Salvador	R14	Ourinhos	R36
Peixe Angical	R15	Salto Grande	R37
Lajeado	R16	Canoas II	R38
Funil Grande	R17	Canoas I	R39
Furnas	R18	Mauá	R40
M. de Moraes	R19	Capivara	R41
L. C. Barreto	R20	Taquaruçu	R42
Jaguara	R21	Rosana	R43
Igarapava	R22		

Nas Tabelas B.2, B.3 e B.4, têm-se os dados das unidades g que estão ligadas nas barras k , a potência nominal da unidade termelétrica P_l^G , a potência nominal utilizada da usina hidrelétrica P_h^G pela qual a termelétrica foi substituída, o número de geradores g utilizados da usina, a denominação dos reservatórios, o tipo de cada unidade geradora, H para hidrelétrica ou T para termelétrica, as potências mínimas e máximas reativas Q^{min} e Q^{max} , respectivamente e, por fim, as potências mínimas e máximas ativas P^{min} e P^{max} , respectivamente, de cada unidade geradora. As potências são dadas em pu ($1pu = 100MW$). Todos os dados das usinas hidrelétricas foram obtidos no *software* HydroData XP (CICOGNA, 2008).

Tabela B.2 – Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 118 Barras (continua).

Unid. g	Barra k	P_l^G [MW]	P_h^G [MW]	Conjuntos Utilizados	Nº g Utilizadas	R	Tipo	Q^{min} [pu]	Q^{max} [pu]	P^{min} [pu]	P^{max} [pu]
G1	K1	100	129,9	1/1	3/3	R1	H	-0,05	0,15	0,0	0,433
G2	K1						H	-0,05	0,15	0,0	0,433
G3	K1						H	-0,05	0,15	0,0	0,433
G4	K4	100	130	1/1	2/2	R2	H	-3,00	3,00	0,0	0,650
G5	K4						H	-3,00	3,00	0,0	0,650
G6	K6	100	100	1/1	2/2	R3	H	-0,13	0,50	0,0	0,500
G7	K6						H	-0,13	0,50	0,0	0,500
G8	K8	100	158	2/2	2/2	R4	H	-3,00	3,00	0,0	0,820
G9	K8						H	-3,00	3,00	0,0	0,760
G10	K15	100	120	1/1	4/6	R5	H	-1,47	2,00	0,0	0,300
G11	K15						H	-1,47	2,00	0,0	0,300
G12	K15						H	-1,47	2,00	0,0	0,300
G13	K15						H	-1,47	2,00	0,0	0,300
G14	K18	100	125	1/1	1/4	R6	H	-0,35	1,20	0,0	1,250
G15	K19	100	125	1/1	2/2	R7	H	-0,10	0,30	0,0	0,625
G16	K19						H	-0,10	0,30	0,0	0,625
G17	K24	100	140,1	1/1	3/3	R8	H	-0,16	0,50	0,0	0,467
G18	K24						H	-0,16	0,50	0,0	0,467
G19	K24						H	-0,16	0,50	0,0	0,467
G20	K27	100	102	2/2	4/4	R9	H	-0,08	0,24	0,0	0,270
G21	K27						H	-0,08	0,24	0,0	0,270
G22	K27						H	-0,08	0,24	0,0	0,240
G23	K27						H	-0,08	0,24	0,0	0,240
G24	K32	100	112	1/1	2/2	R10	H	-3,00	3,00	0,0	0,560
G25	K32						H	-3,00	3,00	0,0	0,560
G26	K34	100	140	1/1	4/4	R11	H	-0,47	1,40	0,0	0,350
G27	K34						H	-0,47	1,40	0,0	0,350
G28	K34						H	-0,47	1,40	0,0	0,350
G29	K34						H	-0,47	1,40	0,0	0,350
G30	K36	100	110	1/1	1/3	R12	H	-10,00	10,00	0,0	1,100
G31	K40	100	150	1/1	1/3	R13	H	-3,00	3,00	0,0	1,500
G32	K42	100	121,6	1/1	1/2	R14	H	-0,14	0,42	0,0	1,216
G33	K61	260	332,6	1/1	2/3	R15	H	-1,00	3,00	0,0	1,663
G34	K61						H	-1,00	3,00	0,0	1,663
G35	K62	100	180,5	1/1	1/5	R16	H	-1,00	1,00	0,0	1,805
G36	K103	140	180	1/1	3/3	R17	H	-3,00	3,00	0,0	0,600
G37	K103						H	-3,00	3,00	0,0	0,600
G38	K103						H	-3,00	3,00	0,0	0,600
G39	K46	119	164	1/2	1/8	R18	H	-0,08	0,24	0,0	1,640
G40	K26	414	478	4/4	10/10	R19	H	-0,20	0,70	0,0	0,380
G41	K26						H	-0,20	0,70	0,0	0,380
G42	K26						H	-0,20	0,70	0,0	0,450
G43	K26						H	-0,20	0,70	0,0	0,450
G44	K26						H	-0,20	0,70	0,0	0,510
G45	K26						H	-0,20	0,70	0,0	0,510
G46	K26						H	-0,20	0,70	0,0	0,510
G47	K26						H	-0,20	0,70	0,0	0,510
G48	K26						H	-0,20	0,70	0,0	0,540
G49	K26						H	-0,20	0,70	0,0	0,540
G50	K54	148	184	1/1	1/6	R20	H	-3,00	3,00	0,0	1,840
G51	K55	100	106	1/1	1/4	R21	H	-0,85	2,10	0,0	1,060
G52	K56	100	126	1/1	3/5	R22	H	-0,08	0,23	0,0	0,420
G53	K56						H	-0,08	0,23	0,0	0,420
G54	K56						H	-0,08	0,23	0,0	0,420

Tabela B.3 – Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 118 Barras (continuação).

Unid. <i>g</i>	Barra <i>k</i>	P_l^G [MW]	P_h^G [MW]	Conjuntos Utilizados	Nº <i>g</i> Utilizadas	R	Tipo	Q^{min} [pu]	Q^{max} [pu]	P^{min} [pu]	P^{max} [pu]					
G55	K100	352	380	1/1	4/4	R23	H	-0,08	0,23	0,0	0,950					
G56	K100						H	-0,08	0,23	0,0	0,950					
G57	K100						H	-0,08	0,23	0,0	0,950					
G58	K100						H	-0,08	0,23	0,0	0,950					
G59	K66	492	510	1/1	3/3	R24	H	-3,00	3,00	0,0	1,700					
G60	K66						H	-3,00	3,00	0,0	1,700					
G61	K66						H	-3,00	3,00	0,0	1,700					
G62	K70	100	136	1/1	1/3	R25	H	-0,67	2,00	0,0	1,360					
G63	K111	136	160	1/1	2/3	R26	H	-3,00	3,00	0,0	0,800					
G64	K111						H	-3,00	3,00	0,0	0,800					
G65	K12	185	210	1/1	3/3	R27	H	-0,08	0,15	0,0	0,700					
G66	K12						H	-0,08	0,15	0,0	0,700					
G67	K12						H	-0,08	0,15	0,0	0,700					
G68	K89	707	760	1/1	2/6	R28	H	-0,08	0,23	0,0	3,800					
G69	K72	100	140	1/1	4/4	R29	H	-3,00	3,00	0,0	0,352					
G70	K72						H	-3,00	3,00	0,0	0,352					
G71	K72						H	-3,00	3,00	0,0	0,352					
G72	K72						H	-3,00	3,00	0,0	0,352					
G73	K31	107	144	1/1	3/3	R30	H	-0,08	0,24	0,0	0,480					
G74	K31						H	-0,08	0,24	0,0	0,480					
G75	K31						H	-0,08	0,24	0,0	0,480					
G76	K87	104	131,4	1/1	3/3	R31	H	-3,00	3,00	0,0	0,438					
G77	K87						H	-3,00	3,00	0,0	0,438					
G78	K87						H	-3,00	3,00	0,0	0,438					
G79	K59	255	264	1/1	3/3	R32	H	-0,60	1,80	0,0	0,880					
G80	K59						H	-0,60	1,80	0,0	0,880					
G81	K59						H	-0,60	1,80	0,0	0,880					
G82	K73	100	115,8	1/1	1/3	R33	H	-0,10	0,32	0,0	1,158					
G83	K74	100	161,7	1/5	1/5	R34	H	-1,00	1,00	0,0	1,617					
G84	K76	100	103,5	1/1	1/4	R35	H	-1,00	1,00	0,0	1,035					
G85	K77	100	44,1	1/1	3/3	R36	H	-0,06	0,09	0,0	0,165					
G86	K77						H	-0,06	0,09	0,0	0,165					
G87	K77						H	-0,06	0,09	0,0	0,165					
G88	K77		73,8	1/1	4/4	R37	H	-0,06	0,09	0,0	0,185					
G89	K77						H	-0,06	0,09	0,0	0,185					
G90	K77						H	-0,06	0,09	0,0	0,185					
G91	K77						H	-0,06	0,09	0,0	0,185					
G92	K85						100	72	1/1	3/3	R38	H	-1,65	2,80	0,0	0,281
G93	K85											H	-1,65	2,80	0,0	0,281
G94	K85	H	-1,65	2,80	0,0	0,281										
G95	K85	82,5	1/1	3/3	R39	H	-1,65	2,80	0,0	0,281						
G96	K85					H	-1,65	2,80	0,0	0,281						
G97	K85					H	-1,65	2,80	0,0	0,281						
G98	K90	100	117,4	1/1	1/3	R40	H	-1,00	10,00	0,0	1,174					
G99	K10	550	635	3/3	4/4	R41	H	-0,50	1,55	0,0	1,520					
G100	K10						H	-0,50	1,55	0,0	1,630					
G101	K10						H	-0,50	1,55	0,0	1,600					
G102	K10						H	-0,50	1,55	0,0	1,600					
G103	K91	100	110,8	1/1	1/5	R42	H	-2,10	3,00	0,0	1,108					
G104	K25	320	354	2/2	4/4	R43	H	-0,47	1,40	0,0	0,930					
G105	K25						H	-0,47	1,40	0,0	0,930					
G106	K25						H	-0,47	1,40	0,0	0,930					
G107	K25						H	-0,47	1,40	0,0	0,930					

Tabela B.4 – Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 118 Barras (conclusão).

Unid. g	Barra k	P_l^G [MW]	P_h^G [MW]	Conjuntos Utilizados	Nº g Utilizadas	R	Tipo	Q^{min} [pu]	Q^{max} [pu]	P^{min} [pu]	P^{max} [pu]
G108	K49	304	304			1/1	T	-0,20	0,20	0,0	3,040
G109	K65	491	491			1/1	T	-0,08	0,23	0,0	4,910
G110	K69	805,2	805,2			1/1	T	-0,08	0,23	0,0	8,052
G111	K92	100	100			1/1	T	-2,00	2,00	0,0	1,000
G112	K99	100	100			1/1	T	-0,08	0,23	0,0	1,000
G113	K80	577	577			1/1	T	-0,15	0,40	0,0	5,770
G114	K104	100	100			1/1	T	-1,00	10,00	0,0	1,000
G115	K105	100	100			1/1	T	-1,00	10,00	0,0	1,000
G116	K107	100	100			1/1	T	-1,00	2,00	0,0	1,000
G117	K110	100	100			1/1	T	-10,00	10,00	0,0	1,000
G118	K112	100	100			1/1	T	-0,03	0,09	0,0	1,000
G119	K113	100	100			1/1	T	-1,00	1,00	0,0	1,000
G120	K116	100	100			1/1	T	-10,00	10,00	0,0	1,000

A demanda do sistema-teste modificado de 118 barras, segue o mesmo perfil de carga do sistema-teste modificado de 24 barras, entretanto, os valores da potência ativa demandada são diferentes, como mostra a Tabela B.5.

Tabela B.5 – Dados da Demanda Horária do Sistema-Teste de 118 Barras.

Período t [h]	% da Carga do Sistema [%]	$P_{k,t}^D$ [MW]
1	3,37	5.003,439
2	3,16	4.691,652
3	3,01	4.468,947
4	2,96	4.394,712
5	2,96	4.394,712
6	3,01	4.468,947
7	3,72	5.523,084
8	4,32	6.413,904
9	4,77	7.082,019
10	4,82	7.156,254
11	4,82	7.156,254
12	4,77	7.082,019
13	4,77	7.082,019
14	4,77	7.082,019
15	4,67	6.933,549
16	4,67	6.933,549
17	4,97	7.378,959
18	5,02	7.453,194
19	5,02	7.453,194
20	4,82	7.156,254
21	4,57	6.785,079
22	4,17	6.191,199
23	3,67	5.448,849
24	3,16	4.691,652

Os dados das barras e os dados dos ramos $k - m$ do sistema-teste modificado de 118 barras são os mesmos do sistema IEEE de 118 barras puramente termelétrico dados em (ILLINOIS, 2013).

A Tabela B.6 mostra as unidades termelétricas mantidas do sistema-teste original, no qual tem-se os coeficientes da curva de custo quadrática das unidades termelétricas A , B e C e os limites mínimo e máximo de potência ativa de cada gerador, P^{min} e P^{max} , respectivamente.

Tabela B.6 – Dados das Unidades Geradoras Termelétricas do Sistema-Teste de 118 Barras.

Unid. G	A [\$/ pu^2]	B [\$/ pu]	C [\$]	P^{min} [pu]	P^{max} [pu]
G108	490,196078	2.000,0	0,0	0,00	3,040
G109	255,754476	2.000,0	0,0	0,00	4,910
G110	193,648335	2.000,0	0,0	0,00	8,052
G111	100,0	4.000,0	0,0	0,00	1,000
G112	100,0	4.000,0	0,0	0,00	1,000
G113	209,643606	2.000,0	0,0	0,00	5,770
G114	100,0	4.000,0	0,0	0,00	1,000
G115	100,0	4.000,0	0,0	0,00	1,000
G116	100,0	4.000,0	0,0	0,00	1,000
G117	100,0	4.000,0	0,0	0,00	1,000
G118	100,0	4.000,0	0,0	0,00	1,000
G119	100,0	4.000,0	0,0	0,00	1,000
G120	100,0	4.000,0	0,0	0,00	1,000

Fonte: Adaptado de (ILLINOIS, 2013).

Os dados dos reservatórios utilizados no sistema-teste de 118 barras são mostrados nas Tabelas B.7 e B.8, nas quais têm-se os valores de vertimento mínimo S^{min} e máximo S^{max} , de volumes mínimo X^{min} e máximo X^{max} , os valores de cotas mínima H^{min} e máxima H^{max} , os valores de produtividade γ e o tipo de reservatório, onde 1 classifica o reservatório como de acumulação e 0 classifica como fio d'água. Todos os dados dessas tabelas foram obtidos no *software* HydroData XP (CICOGNA, 2008).

Tabela B.7 – Dados dos Reservatórios das Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 118 Barras (continua).

	S^{min} [m^3/s]	S^{max} [m^3/s]	X^{min} [hm^3]	X^{max} [hm^3]	H^{min} [m]	H^{max} [m]	γ [$MW/(m^3/s)m$]	Tipo
R1	0,0	320,5	87,16	91,77	239,00	240,00	0,009025	0
R2	0,0	751,8	9,89	11,35	147,00	148,00	0,009025	0
R3	0,0	623,2	50,47	55,18	103,00	104,00	0,008922	0
R4	0,0	923,4	289,00	3.645,80	300,00	327,00	0,009221	1
R5	0,0	469,7	4,61	29,00	270,37	279,89	0,008731	0
R6	0,0	1.260,0	461,80	620,00	171,00	184,00	0,009221	0
R7	0,0	768,2	267,44	330,00	91,00	94,50	0,008633	0
R8	0,0	640,6	52,09	54,44	326,50	327,50	0,009074	0
R9	0,0	293,7	31,00	78,00	346,00	356,00	0,008260	0
R10	0,0	443,2	65,86	98,98	248,70	257,70	0,008987	1
R11	0,0	1.756,4	28,41	34,91	184,50	185,00	0,008997	0
R12	0,0	2.603,5	173,08	185,22	89,60	90,00	0,008961	0
R13	0,0	2.357,2	1.906,13	2.300,00	330,00	333,00	0,008927	0
R14	0,0	2.423,5	892,88	952,01	286,50	287,00	0,009016	0
R15	0,0	4.225,6	2.223,73	2.750,55	261,00	263,00	0,009060	1

Tabela B.8 – Dados dos Reservatórios das Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 118 Barras (conclusão).

	S^{min} [m ³ /s]	S^{max} [m ³ /s]	X^{min} [hm ³]	X^{max} [hm ³]	H^{min} [m]	H^{max} [m]	γ [MW/(m ³ /s)m]	Tipo
R16	0,0	6.855,3	4.711,11	5.193,48	211,50	212,30	0,008612	0
R17	0,0	1.178,6	262,12	268,93	807,80	808,00	0,009011	0
R18	0,0	3.428,0	5.733,00	22.950,00	750,00	768,00	0,008999	1
R19	0,0	2.802,7	1.540,00	4.039,98	653,12	666,12	0,009068	1
R20	0,0	4.113,5	1.245,00	1.423,15	618,50	622,50	0,008946	0
R21	0,0	2.161,1	360,00	450,00	555,50	558,50	0,008952	0
R22	0,0	2.978,7	227,23	241,84	511,80	512,20	0,009026	0
R23	0,0	3.195,6	1.976,00	2.244,00	493,47	494,87	0,008999	0
R24	0,0	1.165,5	2.412,00	12.792,00	775,50	815,00	0,008978	1
R25	0,0	1.372,5	974,40	1.120,00	693,00	696,00	0,008873	1
R26	0,0	994,4	228,27	241,13	623,30	624,00	0,008829	1
R27	0,0	1.120,9	859,63	872,83	564,70	565,00	0,009108	0
R28	0,0	6.137,1	4.573,00	17.027,00	495,00	520,00	0,009014	1
R29	0,0	1.559,2	568,59	3.135,53	439,50	451,50	0,008860	1
R30	0,0	1.800,5	485,29	544,20	426,50	427,50	0,008437	0
R31	0,0	1.409,4	929,91	983,16	403,50	404,00	0,008543	0
R32	0,0	2.604,0	5.279,75	7.407,05	379,70	384,00	0,008788	1
R33	0,0	2.577,3	2.340,50	2.738,50	356,00	358,00	0,009083	0
R34	0,0	4.541,1	9.922,98	13.370,96	323,00	328,00	0,008778	1
R35	0,0	1.323,5	5.754,00	8.795,10	465,23	474,00	0,008749	1
R36	0,0	972,3	18,68	20,82	397,50	398,00	0,008694	0
R37	0,0	1.171,0	15,14	44,51	381,17	384,67	0,008606	0
R38	0,0	1.136,8	123,35	147,97	365,00	366,10	0,009104	0
R39	0,0	1.141,5	179,57	209,90	350,00	351,10	0,009138	0
R40	0,0	682,0	1.470,00	2.137,00	626,00	635,00	0,008893	1
R41	0,0	3.177,2	4.816,83	10.541,35	321,00	334,00	0,008468	1
R42	0,0	5.161,1	538,70	676,83	282,00	284,00	0,009051	0
R43	0,0	4.993,6	1.504,70	1.912,26	256,00	258,00	0,009100	0

Os polinômios de aproximação quadrática das Curvas de Cota Reservatório x Volume, A^2 , A^1 e A^0 , e Cota Canal de Fuga x Defluência, B^2 , B^1 e B^0 , são mostrados nas Tabelas B.9 e B.10. Essas tabelas mostram também as constantes de perda de carga K^A e K^B de cada reservatório. Os dados de perda de carga foram obtidos no *software* HydroData XP (CICOGNA, 2008).

Tabela B.9 – Polinômios das Curvas de Cotas x Volume e Coeficientes de Perda de Carga dos Reservatórios do Sistema-Teste de 118 Barras (continua).

	A^2	A^1	A^0	B^2	B^1	B^0	K^A	K^B
R1	-3E-04	0,2581	219,120	-5E-08	0,0020	148,990	8,000E+0	0,0
R2	-6E-04	0,6148	141,070	-5E-07	0,0040	105,690	0,0	2,119E-5
R3	-3E-03	0,5012	84,419	-1E-06	0,0050	67,444	7,281E-1	0,0
R4	-2E-06	0,0135	297,670	-8E-07	0,0046	278,130	0,0	1,718E-5
R5	-9E-03	0,6827	267,790	-2E-07	0,0018	184,860	0,0	1,170E-3
R6	-6E-05	0,1471	115,940	-4E-07	0,0021	91,625	0,0	7,534E-5
R7	-4E-05	0,0792	72,682	-1E-06	0,0045	53,349	0,0	2,335E-5
R8	4E-03	0,0548	314,200	-3E-06	0,0082	275,820	0,0	6,369E-5
R9	-1E-03	0,3272	336,960	-1E-05	0,0155	226,790	0,0	5,190E-3
R10	1E-10	0,2717	230,800	-2E-07	0,0022	207,260	4,339E-1	0,0

Tabela B.10 – Polinômios das Curvas de Cotas x Volume e Coeficientes de Perda de Carga dos Reservatórios do Sistema-Teste de 118 Barras (conclusão).

	A^2	A^1	A^0	B^2	B^1	B^0	K^A	K^B
R11	-9E-04	0,1325	181,440	-1E-08	0,0005	167,780	2,206E-1	0,0
R12	-3E-05	0,0435	82,920	-2E-08	0,0010	62,779	3,627E-1	0,0
R13	-1E-06	0,0124	310,530	-7E-08	0,0013	288,370	0,0	1,591E-5
R14	-4E-06	0,0163	275,350	-4E-08	0,0009	262,060	6,367E-1	0,0
R15	-5E-07	0,0061	249,760	-6E-09	0,0004	237,990	4,693E-1	0,0
R16	-1E-07	0,0027	201,120	-1E-08	0,0008	177,730	2,201E-1	0,0
R17	1E-05	0,0197	801,920	-2E-07	0,0031	770,690	4,369E-1	0,0
R18	-3E-08	0,0017	741,200	-5E-09	0,0004	673,170	7,990E-1	0,0
R19	-5E-07	0,0081	641,990	6E-16	0,0012	620,810	7,604E-1	0,0
R20	-5E-07	0,0236	589,830	-2E-08	0,0007	558,050	9,254E-1	0,0
R21	1E-12	0,0333	543,500	-6E-08	0,0017	511,530	5,141E-1	0,0
R22	-4E-05	0,0447	503,550	-5E-08	0,0006	494,320	0,0	8,533E-6
R23	9E-09	0,0052	483,090	-5E-09	0,0006	465,970	1,616E-1	0,0
R24	-2E-07	0,0062	762,810	-3E-07	0,0029	696,340	1,643E+0	0,0
R25	-4E-06	0,0298	668,200	-5E-08	0,0006	624,790	7,315E-1	0,0
R26	-8E-05	0,0899	606,720	-1E-06	0,0046	564,480	1,800E+0	0,0
R27	-7E-06	0,0339	540,450	-2E-07	0,0014	518,190	5,750E-1	0,0
R28	-7E-08	0,0035	480,990	-2E-08	0,0015	431,610	7,559E-1	0,0
R29	-6E-07	0,0070	435,940	-4E-08	0,0015	427,620	3,753E-1	0,0
R30	-1E-05	0,0268	415,730	-4E-07	0,0016	404,010	4,000E-1	0,0
R31	-3E-06	0,0145	392,570	-9E-08	0,0013	380,910	3,578E-1	0,0
R32	-6E-08	0,0028	366,550	-2E-08	0,0005	358,340	3,077E-1	0,0
R33	-8E-07	0,0091	339,100	-5E-10	0,0005	327,320	4,036E-1	0,0
R34	-5E-08	0,0026	301,820	-1E-08	0,0005	280,420	7,885E-1	0,0
R35	-1E-07	0,0048	441,910	-3E-07	0,0026	398,500	1,984E+0	0,0
R36	-3E-03	0,3438	392,050	-1E-07	0,0018	387,650	1,018E-1	0,0
R37	-9E-04	0,1728	378,850	-8E-08	0,0013	367,200	2,619E-1	0,0
R38	-6E-05	0,0606	358,470	-5E-08	0,0008	351,610	1,713E-1	0,0
R39	-6E-05	0,0598	341,240	-4E-08	0,0007	334,300	1,734E-1	0,0
R40	-2E-06	0,0225	598,370	-4E-08	0,0012	516,760	1,620E+0	0,0
R41	-1E-07	0,0038	305,130	-8E-09	0,0005	286,590	1,456E+0	0,0
R42	-7E-06	0,0232	271,580	-7E-09	0,0004	260,380	3,358E-1	0,0
R43	-8E-07	0,0075	246,420	-9E-09	0,0006	239,390	2,149E-1	0,0

Os coeficientes lineares das Curvas Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima em função da Altura de Queda Líquida são mostrados nas Tabelas B.11, B.12 e B.13.

Tabela B.11 – Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 118 Barras (continua).

	α^P	β^P	α_1^Q	β_1^Q	α_2^Q	β_2^Q
H1	0,5663	-8,2367	0,1204	42,045	-0,567	104,550
H2	0,5663	-8,2367	0,1204	42,045	-0,567	104,550
H3	0,5663	-8,2367	0,1204	42,045	-0,567	104,550
H4	1,9877	-12,1360	1,0035	147,090	-4,382	355,840
H5	1,9877	-12,1360	1,0035	147,090	-4,382	355,840
H6	1,8424	-9,6967	1,0711	135,300	-4,660	320,660
H7	1,8424	-9,6967	1,0711	135,300	-4,660	320,660
H8	2,3993	-7,5473	2,1407	167,530	-4,968	422,580
H9	2,2258	-7,0492	1,9721	155,320	-4,597	391,090
H10	0,3941	-6,2811	0,2884	14,176	-0,396	74,221

Tabela B.12 – Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 118 Barras (continuação).

	α^P	β^P	α_1^Q	β_1^Q	α_2^Q	β_2^Q
H11	0,3941	-6,2811	0,2884	14,176	-0,396	74,221
H12	0,3941	-6,2811	0,2884	14,176	-0,396	74,221
H13	0,3941	-6,2811	0,2884	14,176	-0,396	74,221
H14	1,8832	-41,3730	1,0129	67,201	-1,671	301,150
H15	2,3123	-26,6680	2,5729	89,100	-4,581	364,290
H16	2,3123	-26,6680	2,5729	89,100	-4,581	364,290
H17	1,1289	-8,2007	0,4737	83,031	-2,046	205,380
H18	1,1289	-8,2007	0,4737	83,031	-2,046	205,380
H19	1,1289	-8,2007	0,4737	83,031	-2,046	205,380
H20	0,4315	-13,1130	0,1899	17,340	-0,271	59,674
H21	0,4315	-13,1130	0,1899	17,340	-0,271	59,674
H22	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-0,237	52,514
H23	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-0,237	52,514
H24	1,3228	-9,9132	0,5398	97,176	-2,342	240,560
H25	1,3228	-9,9132	0,5398	97,176	-2,342	240,560
H26	2,3942	-6,6626	2,5892	172,960	-10,820	405,590
H27	2,3942	-6,6626	2,5892	172,960	-10,820	405,590
H28	2,3942	-6,6626	2,5892	172,960	-10,820	405,590
H29	2,3942	-6,6626	2,5892	172,960	-10,820	405,590
H30	4,6473	-19,7160	3,3295	339,270	-14,273	829,840
H31	4,2817	-40,3720	5,3856	154,630	-8,413	751,720
H32	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-23,212	1.114,400
H33	7,4054	-28,9630	5,7456	540,010	-23,593	1.311,700
H34	7,4054	-28,9630	5,7456	540,010	-23,593	1.311,700
H35	7,3982	-34,0700	4,8731	538,740	-16,809	1.157,900
H36	2,0478	-11,4750	1,1512	154,830	-4,682	357,580
H37	2,0478	-11,4750	1,1512	154,830	-4,682	357,580
H38	2,0478	-11,4750	1,1512	154,830	-4,682	357,580
H39	2,6102	-71,2170	1,2282	100,600	-2,144	403,710
H40	1,2355	-13,9400	1,4430	49,019	-2,328	206,170
H41	1,2355	-13,9400	1,4430	49,019	-2,328	206,170
H42	1,3791	-15,9710	1,5670	54,678	-2,623	238,100
H43	1,3791	-15,9710	1,5670	54,678	-2,623	238,100
H44	1,5984	-18,4520	1,8266	63,537	-3,019	272,290
H45	1,5984	-18,4520	1,8266	63,537	-3,019	272,290
H46	1,5984	-18,4520	1,8266	63,537	-3,019	272,290
H47	1,5984	-18,4520	1,8266	63,537	-3,019	272,290
H48	1,6602	-19,2170	1,8881	65,851	-3,154	286,060
H49	1,6602	-19,2170	1,8881	65,851	-3,154	286,060
H50	4,3747	-85,9980	2,8011	165,220	-5,094	652,030
H51	3,4925	-48,1150	3,1493	130,200	-5,810	525,160
H52	2,5236	0,0714	14,9030	108,120	-15,937	545,360
H53	2,5236	0,0714	14,9030	108,120	-15,937	545,360
H54	2,5236	0,0714	14,9030	108,120	-15,937	545,360
H55	4,2515	-18,1000	3,0750	314,240	-13,610	757,620
H56	4,2515	-18,1000	3,0750	314,240	-13,610	757,620
H57	4,2515	-18,1000	3,0750	314,240	-13,610	757,620
H58	4,2515	-18,1000	3,0750	314,240	-13,610	757,620
H59	2,4950	-70,0450	1,0658	89,903	-1,598	344,220
H60	2,4950	-70,0450	1,0658	89,903	-1,598	344,220

Tabela B.13 – Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 118 Barras (conclusão).

	α^P	β^P	α_1^Q	β_1^Q	α_2^Q	β_2^Q
H61	2,4950	-70,0450	1,0658	89,903	-1,598	344,220
H62	2,9198	-58,1550	1,7841	106,710	-3,094	430,170
H63	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-1,436	232,890
H64	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-1,436	232,890
H65	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-3,699	343,210
H66	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-3,699	343,210
H67	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-3,699	343,210
H68	5,8718	-126,7200	3,3859	220,020	-5,607	939,310
H69	1,8206	-4,2488	2,4328	138,410	-7,787	355,310
H70	1,8206	-4,2488	2,4328	138,410	-7,787	355,310
H71	1,8206	-4,2488	2,4328	138,410	-7,787	355,310
H72	1,8206	-4,2488	2,4328	138,410	-7,787	355,310
H73	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-7,541	416,340
H74	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-7,541	416,340
H75	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-7,541	416,340
H76	2,4671	-8,5045	2,2514	186,280	-10,186	449,740
H77	2,4671	-8,5045	2,2514	186,280	-10,186	449,740
H78	2,4671	-8,5045	2,2514	186,280	-10,186	449,740
H79	4,4942	-15,8570	3,9980	338,790	-15,963	798,410
H80	4,4942	-15,8570	3,9980	338,790	-15,963	798,410
H81	4,4942	-15,8570	3,9980	338,790	-15,963	798,410
H82	5,0353	-22,6730	3,5184	380,250	-14,032	859,930
H83	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-8,932	809,490
H84	2,0184	-45,2250	4,5744	307,700	-8,442	1.265,200
H85	3,2919	-4,8773	7,0446	251,080	-26,451	597,950
H86	3,2919	-4,8773	7,0446	251,080	-26,451	597,950
H87	3,2919	-4,8773	7,0446	251,080	-26,451	597,950
H88	2,8273	-6,3882	4,1687	226,400	-15,595	527,130
H89	2,8273	-6,3882	4,1687	226,400	-15,595	527,130
H90	2,8273	-6,3882	4,1687	226,400	-15,595	527,130
H91	2,8273	-6,3882	4,1687	226,400	-15,595	527,130
H92	3,9064	-8,6662	5,5201	294,090	-24,926	735,380
H93	3,9064	-8,6662	5,5201	294,090	-24,926	735,380
H94	3,9064	-8,6662	5,5201	294,090	-24,926	735,380
H95	4,0093	-10,3610	4,8259	299,380	-21,598	729,780
H96	4,0093	-10,3610	4,8259	299,380	-21,598	729,780
H97	4,0093	-10,3610	4,8259	299,380	-21,598	729,780
H98	1,4869	-55,8510	0,4931	55,567	-0,923	220,440
H99	4,3577	-56,9280	4,1718	164,000	-7,171	703,980
H100	4,6774	-61,5590	4,4490	176,250	-7,665	754,250
H101	4,6274	-60,3750	4,4422	174,410	-7,594	743,770
H102	4,6274	-60,3750	4,4422	174,410	-7,594	743,770
H103	5,5113	-19,0430	4,8359	401,330	-18,950	934,080
H104	6,6392	-15,7840	8,4777	484,140	-27,760	1.043,800
H105	6,6392	-15,7840	8,4777	484,140	-27,760	1.043,800
H106	6,6392	-15,7840	8,4777	484,140	-27,760	1.043,800
H107	6,6392	-15,7840	8,4777	484,140	-27,760	1.043,800

Os valores efetivos da altura de queda líquida H^{EF} , potência P^{EF} e vazão turbinada Q^{EF} das unidades hidráulicas são mostrados na Tabela B.14.

Tabela B.14 – Altura de Queda Líquida, Potência e Vazão Turbinada Efetivas dos Geradores Hidráulicos - Sistema-Teste de 118 Barras.

Unidades Hidrelétricas	H^{EF} [m]	P^{EF} [pu]	Q^{EF} [m ³ /s]
H1 - H3	91,00	0,433	53,0
H4 - H5	38,80	0,650	186,0
H6 - H7	32,40	0,500	170,0
H8	36,80	0,820	242,0
H9	36,80	0,760	224,0
H10 - H13	89,00	0,300	39,0
H14	87,50	1,250	155,0
H15 - H16	38,50	0,625	188,0
H17 - H19	48,60	0,467	106,0
H20 - H21	93,00	0,270	35,0
H22 - H23	93,00	0,240	31,0
H24 - H25	49,80	0,560	124,0
H26 - H29	17,40	0,350	218,0
H30	27,90	1,100	432,0
H31	43,60	1,500	385,0
H32	22,84	1,216	585,0
H33 - H34	26,35	1,663	691,0
H35	29,00	1,805	680,0
H36 - H38	34,90	0,600	195,0
H39	90,00	1,640	211,0
H40 - H41	43,18	0,380	109,0
H42 - H43	43,18	0,450	123,0
H44 - H47	43,18	0,510	142,0
H48 - H49	43,18	0,540	148,0
H50	61,70	1,840	338,0
H51	44,10	1,060	269,0
H52 - H54	15,70	0,420	296,0
H55 - H58	26,60	0,950	396,0
H59 - H61	96,00	1,700	192,0
H62	66,40	1,360	225,0
H63 - H64	55,00	0,800	165,0
H65 - H67	44,40	0,700	179,0
H68	80,20	3,470	490,0
H69 - H72	21,40	0,350	189,0
H73 - H75	22,10	0,480	257,0
H76 - H78	21,20	0,438	234,0
H79 - H81	23,10	0,880	431,0
H82	27,50	1,158	477,0
H83	42,00	1,617	436,0
H84	73,60	1,035	161,0
H85 - H91	10,40	0,147	162,0
H92 - H97	14,50	0,240	187,0
H98	116,50	1,174	113,0
H99	47,58	1,520	362,0
H100	47,58	1,630	388,0
H101 - H102	47,58	1,600	384,0
H103	22,50	1,050	510,0
H104 - H107	15,70	0,885	617,0

Fonte: HydroData XP (CICOGNA, 2008).

Os volumes iniciais X_r e os volumes de meta X^{goal} foram obtidos empiricamente

tanto na situação de cheia, quanto na situação de seca, conforme mostra a Tabela B.15.

Tabela B.15 – Volumes Iniciais e Volumes de Meta do Sistema-Teste de 118 Barras.

	Cheia (Jan/19)		Seca (Ago/19)	
	X_r [hm ³]	X^{goal} [hm ³]	X_r [hm ³]	X^{goal} [hm ³]
R1	89,465	-	89,0	-
R2	10,620	-	10,6	-
R3	52,825	-	53,0	-
R4	3.281,220	3.199,19	1.950,0	1.950,0
R5	16,805	-	16,8	-
R6	558,0	-	550,0	-
R7	297,0	-	300,0	-
R8	54,440	-	53,3	-
R9	70,200	-	54,5	-
R10	89,082	86,855	82,5	82,5
R11	31,419	-	32,0	-
R12	181,516	-	179,15	-
R13	2.070,0	-	2.110,0	-
R14	922,445	-	930,0	-
R15	2.613,023	2.547,697	2.500,0	2.500,0
R16	4.881,871	-	5.100,0	-
R17	263,551	-	266,0	-
R18	20.655,0	20.138,625	14.000,0	14.000,0
R19	3.635,982	3.545,082	2.500,0	2.500,0
R20	1.280,835	-	1.350,0	-
R21	405,0	-	410,0	-
R22	229,748	-	235,0	-
R23	2.019,600	-	2.110,0	-
R24	11.512,800	11.224,98	7.700,0	7.700,0
R25	1.008,0	982,8	1.050,0	1.050,0
R26	234,700	230,0	235,0	235,0
R27	872,830	-	870,0	-
R28	15.324,300	14.941,193	10.000,0	10.000,0
R29	2.821,977	2.751,428	1.850,0	1.850,0
R30	514,745	-	520,0	-
R31	963,497	-	950,0	-
R32	6.666,345	6.499,686	6.350,0	6.350,0
R33	2.464,650	-	2.540,0	0,0
R34	12.033,864	11.733,017	10.650,0	10.650,0
R35	7.915,590	7.717,7	7.280,0	7.280,0
R36	19,750	-	19,7	-
R37	29,824	-	29,83	-
R38	135,660	-	135,0	-
R39	194,735	-	195,7	-
R40	1.923,300	1.730,97	1.800,0	1.800,0
R41	9.487,215	9.250,035	7.680,0	7.680,0
R42	607,765	-	610,0	-
R43	1.800,0	-	1.700,0	-

As vazões afluentes médias utilizadas nos testes para os períodos de cheia e de seca são mostradas na Tabela B.16. Para o período de cheia utilizou-se as vazões afluentes médias do mês de Janeiro do ano de 2019, enquanto que, para o período de seca utilizou-se as vazões afluentes médias do mês de Agosto, também do ano de 2019, conforme adaptação descrita na Seção 5.1.1.

Tabela B.16 – Vazões Afluentes Médias dos Períodos de Cheia e de Seca do Sistema-Teste de 118 Barras.

	Cheia (Jan/19) $\bar{\Psi} [m^3/s]$	Seca (Ago/19) $\bar{\Psi} [m^3/s]$
R1	99,0	43,0
R2	180,0	78,0
R3	190,0	82,0
R4	282,0	138,0
R5	190,67	93,33
R6	95,0	42,0
R7	485,0	199,0
R8	99,0	41,0
R9	79,0	26,0
R10	83,0	27,0
R11	353,0	108,0
R12	169,0	47,67
R13	150,0	49,67
R14	247,0	80,0
R15	534,0	154,67
R16	227,6	62,4
R17	229,0	79,0
R18	88,375	28,625
R19	815,0	285,0
R20	140,17	49,67
R21	213,5	76,0
R22	532,2	191,4
R23	953,0	353,0
R24	252,0	102,0
R25	88,33	35,0
R26	178,67	70,67
R27	275,0	107,0
R28	395,0	137,67
R29	487,0	194,0
R30	554,0	230,0
R31	655,0	299,0
R32	724,0	361,0
R33	249,67	128,33
R34	150,6	80,2
R35	56,75	34,0
R36	231,0	139,0
R37	336,0	205,0
R38	344,0	211,0
R39	362,0	222,0
R40	41,33	27,67
R41	840,0	493,0
R42	180,8	105,6
R43	1.054,0	609,0

As usinas hidrelétricas à montante das usinas r , denominadas f pertencente ao conjunto F_r estão descritas na Tabela B.17, onde a usina f na primeira coluna está à montante da usina r na segunda coluna da tabela.

Tabela B.17 – Usinas f à Montante das Usinas r do Sistema-Teste de 118 Barras.

Usina f	Usina r
R1	R2
R2	R3
R4	R5
R5	R6
R6	R7
R8	R11
R9	R10
R10	R11
R11	R12
R13	R14
R14	R15
R15	R16
R17	R18
R18	R19
R19	R20
R20	R21
R21	R22
R22	R23
R24	R25
R25	R26
R26	R27
R27	R28
R29	R30
R30	R31
R31	R32
R32	R33
R33	R34
R35	R36
R36	R37
R37	R38
R38	R39
R39	R41
R41	R42
R42	R43

APÊNDICE C – DADOS DO SISTEMA-TESTE MODIFICADO DE 300 BARRAS

Para o Sistema-Teste Modificado de 300 Barras utilizou-se as bacias hidrográficas do Amazonas, Tocantins, São Francisco, Paranaíba, Grande, Paranapanema, Tietê e Paraná, conforme a Tabela C.1.

Tabela C.1 – Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 300 Barras.

Nome	Número	Nome	Número
Colíder	R1	Caconde	R28
Teles Pires	R2	Limoeiro	R29
São Manoel	R3	Euclides da Cunha	R30
Pimental	R4	Funil Grande	R31
Serra da Mesa	R5	Furnas	R32
Cana Brava	R6	M. de Moraes	R33
São Salvador	R7	L. C. Barreto	R34
Peixe Angical	R8	Jaguara	R35
Lajeado	R9	Igarapava	R36
Três Marias	R10	Volta Grande	R37
Queimado	R11	Porto Colômbia	R38
Sobradinho	R12	Chavantes	R39
Itaparica	R13	Ourinhos	R40
Moxotó	R14	Salto Grande	R41
Paulo Afonso 123	R15	Canoas II	R42
Corumbá IV	R16	Canoas I	R43
Corumbá III	R17	Capivara	R44
Corumbá I	R18	Taquaruçu	R45
Nova Ponte	R19	Rosana	R46
Miranda	R20	Barra Bonita	R47
Capim Branco I	R21	Bariri	R48
Capim Branco II	R22	Ibitinga	R49
Batalha	R23	Promissão	R50
Serra do Facão	R24	Nova Avanhandava	R51
Emborcação	R25	Jupiá	R52
Itumbiara	R26	Ilha Solteira	R53
Cachoeira Dourada	R27		

Nas Tabelas C.2 a C.6, têm-se os dados das unidades g que estão ligadas nas barras k , as potências nominais da unidade termelétrica P_l^G e da unidade hidrelétrica P_h^G pela qual a termelétrica foi substituída, o número de geradores g utilizados, a denominação dos reservatórios, o tipo de cada unidade geradora, H para hidrelétrica ou T para termelétrica, as potências mínimas e máximas reativas Q^{min} e Q^{max} e potências mínimas e máximas ativas P^{min} e P^{max} . As potências são dadas em pu ($1pu = 100MW$). Todos os dados das usinas hidrelétricas foram obtidos no *software* HydroData XP (CICOONA, 2008).

Tabela C.2 – Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 300 Barras (continua).

Unid. <i>g</i>	Barra <i>k</i>	P_l^G [MW]	P_h^G [MW]	Conjuntos Utilizados	Nº <i>g</i> Utilizadas	R	Tipo	Q^{min} [pu]	Q^{max} [pu]	P^{min} [pu]	P^{max} [pu]
G1	K253	285	300	1/1	3/3	R1	H	0,00	1,20	0,0	1,00
G2	K253						H	0,00	1,20	0,0	1,00
G3	K253						H	0,00	1,20	0,0	1,00
G4	K263	1392	1820	1/1	5/5	R2	H	-1,00	6,00	0,0	3,64
G5	K263						H	-1,00	6,00	0,0	3,64
G6	K263						H	-1,00	6,00	0,0	3,64
G7	K263						H	-1,00	6,00	0,0	3,64
G8	K263						H	-1,00	6,00	0,0	3,64
G9	K260	500	525	1/1	3/4	R3	H	-1,50	1,50	0,0	1,75
G10	K260						H	-1,50	1,50	0,0	1,75
G11	K260						H	-1,50	1,50	0,0	1,75
G12	K125	184	233,1	1/1	6/6	R4	H	-0,15	0,35	0,0	0,3885
G13	K125						H	-0,15	0,35	0,0	0,3885
G14	K125						H	-0,15	0,35	0,0	0,3885
G15	K125						H	-0,15	0,35	0,0	0,3885
G16	K125						H	-0,15	0,35	0,0	0,3885
G17	K125						H	-0,15	0,35	0,0	0,3885
G18	K170	2073	2467,1	1/1	3/3	R5	H	-10,00	10,00	0,0	4,25
G19	K170						H	-10,00	10,00	0,0	4,25
G20	K170						H	-10,00	10,00	0,0	4,25
G21	K170						1/1	3/3	R6	H	-10,00
G22	K170			H	-10,00	10,00	0,0	1,50			
G23	K170			H	-10,00	10,00	0,0	1,50			
G24	K170			1/1	2/2	R7	H	-10,00		10,00	0,0
G25	K170			H	-10,00		10,00	0,0	1,216		
G26	K170	1/1	3/3	R8	H		-10,00	10,00	0,0	1,663	
G27	K170	H	-10,00		10,00		0,0	1,663			
G28	K170	H	-10,00	10,00	0,0	1,663					
G29	K264	800	902,5	1/1	5/5	R9	H	-1,25	3,25	0,0	1,805
G30	K264						H	-1,25	3,25	0,0	1,805
G31	K264						H	-1,25	3,25	0,0	1,805
G32	K264						H	-1,25	3,25	0,0	1,805
G33	K264						H	-1,25	3,25	0,0	1,805
G34	K192	372	396	1/1	6/6	R10	H	-1,50	1,50	0,0	0,66
G35	K192						H	-1,50	1,50	0,0	0,66
G36	K192						H	-1,50	1,50	0,0	0,66
G37	K192						H	-1,50	1,50	0,0	0,66
G38	K192						H	-1,50	1,50	0,0	0,66
G39	K192						H	-1,50	1,50	0,0	0,66
G40	K10	100	105	1/1	3/3	R11	H	-0,20	0,20	0,0	0,35
G41	K10						H	-0,20	0,20	0,0	0,35
G42	K10						H	-0,20	0,20	0,0	0,35
G43	K247	567	582	1/1	3/6	R12	H	-2,10	2,10	0,0	1,75
G44	K247						H	-2,10	2,10	0,0	1,75
G45	K247						H	-2,10	2,10	0,0	1,75
G46	K122	796	822	1/1	3/6	R13	H	-1,00	3,00	0,0	2,50
G47	K122						H	-1,00	3,00	0,0	2,50
G48	K122						H	-1,00	3,00	0,0	2,50
G49	K120	381	400	1/1	4/4	R14	H	-0,50	0,75	0,0	1,00
G50	K120						H	-0,50	0,75	0,0	1,00
G51	K120						H	-0,50	0,75	0,0	1,00
G52	K120						H	-0,50	0,75	0,0	1,00

Tabela C.3 – Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 300 Barras (continuação).

Unid. <i>g</i>	Barra <i>k</i>	P_l^G [MW]	P_h^G [MW]	Conjuntos Utilizados	Nº <i>g</i> Utilizadas	R	Tipo	Q^{min} [pu]	Q^{max} [pu]	P^{min} [pu]	P^{max} [pu]					
G53	K249	1.310	1.417,4	5/5	13/13	R15	H	-4,20	4,20	0,0	0,60					
G54	K249						H	-4,20	4,20	0,0	0,60					
G55	K249						H	-4,20	4,20	0,0	0,60					
G56	K249						H	-4,20	4,20	0,0	0,70					
G57	K249						H	-4,20	4,20	0,0	0,70					
G58	K249						H	-4,20	4,20	0,0	0,75					
G59	K249						H	-4,20	4,20	0,0	0,76					
G60	K249						H	-4,20	4,20	0,0	0,76					
G61	K249						H	-4,20	4,20	0,0	0,76					
G62	K249						H	-4,20	4,20	0,0	1,986					
G63	K249						H	-4,20	4,20	0,0	1,986					
G64	K249						H	-4,20	4,20	0,0	1,986					
G65	K249						H	-4,20	4,20	0,0	1,986					
G66	K262						216	223,4	1/1	2/2	R16	H	0,00	0,87	0,0	0,635
G67	K262								H	0,00	0,87	0,0	0,635			
G68	K262	2/2	2/2	R17	H	0,00			0,87	0,0	0,478					
G69	K262	H	0,00	0,87	0,0	0,486										
G70	K132	316	375	1/1	3/3	R18	H	-0,50	0,90	0,0	1,25					
G71	K132						H	-0,50	0,90	0,0	1,25					
G72	K132						H	-0,50	0,90	0,0	1,25					
G73	K261	500	510	1/1	3/3	R19	H	0,00	1,50	0,0	1,70					
G74	K261						H	0,00	1,50	0,0	1,70					
G75	K261						H	0,00	1,50	0,0	1,70					
G76	K77	390	408	1/1	3/3	R20	H	-1,53	1,53	0,0	1,36					
G77	K77						H	-1,53	1,53	0,0	1,36					
G78	K77						H	-1,53	1,53	0,0	1,36					
G79	K88	217	240	1/1	3/3	R21	H	-0,24	0,77	0,0	0,80					
G80	K88						H	-0,24	0,77	0,0	0,80					
G81	K88						H	-0,24	0,77	0,0	0,80					
G82	K156	184	210	1/1	3/3	R22	H	-0,15	0,35	0,0	0,70					
G83	K156						H	-0,15	0,35	0,0	0,70					
G84	K156						H	-0,15	0,35	0,0	0,70					
G85	K259	265	265,1	1/1	2/2	R23	H	-0,90	0,90	0,0	0,2625					
G86	K259			H	-0,90	0,90	0,0	0,2625								
G87	K259			1/1	2/2	R24	H	-0,90	0,90	0,0	1,063					
G88	K259			H	-0,90	0,90	0,0	1,063								
G89	K169	575	596	1/1	2/4	R25	H	-3,00	3,00	0,0	2,98					
G90	K169						H	-3,00	3,00	0,0	2,98					
G91	K165	1.300	1.388	1/1	4/6	R26	H	-1,00	4,00	0,0	3,47					
G92	K165						H	-1,00	4,00	0,0	3,47					
G93	K165						H	-1,00	4,00	0,0	3,47					
G94	K165						H	-1,00	4,00	0,0	3,47					
G95	K265	653	658	5/5	10/10	R27	H	-2,00	3,00	0,0	0,17					
G96	K265						H	-2,00	3,00	0,0	0,17					
G97	K265						H	-2,00	3,00	0,0	0,54					
G98	K265						H	-2,00	3,00	0,0	0,54					
G99	K265						H	-2,00	3,00	0,0	0,54					
G100	K265						H	-2,00	3,00	0,0	0,84					
G101	K265						H	-2,00	3,00	0,0	0,84					
G102	K265						H	-2,00	3,00	0,0	0,84					
G103	K265						H	-2,00	3,00	0,0	1,05					
G104	K265						H	-2,00	3,00	0,0	1,05					

Tabela C.4 – Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 300 Barras (continuação).

Unid. g	Barra k	P_l^G [MW]	P_h^G [MW]	Conjuntos Utilizados	Nº g Utilizadas	R	Tipo	Q^{min} [pu]	Q^{max} [pu]	P^{min} [pu]	P^{max} [pu]
G105	K267	100	112,6	2/2	2/2	R28	H	-0,02	0,02	0,0	0,412
G106	K267						H	-0,02	0,02	0,0	0,392
G107	K267			1/1	2/2	R29	H	-0,02	0,02	0,0	0,16
G108	K267						H	-0,02	0,02	0,0	0,16
G109	K104	100	108,8	1/1	4/4	R30	H	-0,25	2,00	0,0	0,272
G110	K104						H	-0,25	2,00	0,0	0,272
G111	K104						H	-0,25	2,00	0,0	0,272
G112	K104						H	-0,25	2,00	0,0	0,272
G113	K80	168	180	1/1	3/3	R31	H	-0,30	0,56	0,0	0,60
G114	K80						H	-0,30	0,56	0,0	0,60
G115	K80						H	-0,30	0,56	0,0	0,60
G116	K215	700	820	1/2	5/8	R32	H	-3,00	3,00	0,0	1,64
G117	K215						H	-3,00	3,00	0,0	1,64
G118	K215						H	-3,00	3,00	0,0	1,64
G119	K215						H	-3,00	3,00	0,0	1,64
G120	K215						H	-3,00	3,00	0,0	1,64
G121	K212	400	478	4/4	10/10	R33	H	-5,00	5,00	0,0	0,38
G122	K212						H	-5,00	5,00	0,0	0,38
G123	K212						H	-5,00	5,00	0,0	0,45
G124	K212						H	-5,00	5,00	0,0	0,45
G125	K212						H	-5,00	5,00	0,0	0,51
G126	K212						H	-5,00	5,00	0,0	0,51
G127	K212						H	-5,00	5,00	0,0	0,51
G128	K212						H	-5,00	5,00	0,0	0,51
G129	K212						H	-5,00	5,00	0,0	0,54
G130	K212						H	-5,00	5,00	0,0	0,54
G131	K220	675,43	736	1/1	4/6	R34	H	-6,00	6,00	0,0	1,84
G132	K220						H	-6,00	6,00	0,0	1,84
G133	K220						H	-6,00	6,00	0,0	1,84
G134	K220						H	-6,00	6,00	0,0	1,84
G135	K206	403	424	1/1	4/4	R35	H	-3,00	3,00	0,0	1,06
G136	K206						H	-3,00	3,00	0,0	1,06
G137	K206						H	-3,00	3,00	0,0	1,06
G138	K206						H	-3,00	3,00	0,0	1,06
G139	K222	184	210	1/1	5/5	R36	H	0,40	0,80	0,0	0,42
G140	K222						H	0,40	0,80	0,0	0,42
G141	K222						H	0,40	0,80	0,0	0,42
G142	K222						H	0,40	0,80	0,0	0,42
G143	K222						H	0,40	0,80	0,0	0,42
G144	K201	350	380	1/1	4/4	R37	H	-3,00	3,00	0,0	0,95
G145	K201						H	-3,00	3,00	0,0	0,95
G146	K201						H	-3,00	3,00	0,0	0,95
G147	K201						H	-3,00	3,00	0,0	0,95
G148	K149	305	328	1/1	4/4	R38	H	-0,40	0,90	0,0	0,82
G149	K149						H	-0,40	0,90	0,0	0,82
G150	K149						H	-0,40	0,90	0,0	0,82
G151	K149						H	-0,40	0,90	0,0	0,82

Tabela C.5 – Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 300 Barras (continuação).

Unid. <i>g</i>	Barra <i>k</i>	P_l^G [MW]	P_h^G [MW]	Conjuntos Utilizados	Nº <i>g</i> Utilizadas	R	Tipo	Q^{min} [pu]	Q^{max} [pu]	P^{min} [pu]	P^{max} [pu]
G152	K217	350	414	1/1	4/4	R39	H	-2,00	2,00	0,0	1,035
G153	K217						H	-2,00	2,00	0,0	1,035
G154	K217						H	-2,00	2,00	0,0	1,035
G155	K217						H	-2,00	2,00	0,0	1,035
G156	K19	100	117,9	1/1	3/3	R40	H	-0,20	0,20	0,0	0,147
G157	K19						H	-0,20	0,20	0,0	0,147
G158	K19	100	117,9	1/1	4/4	R41	H	-0,20	0,20	0,0	0,147
G159	K19						H	-0,20	0,20	0,0	0,1845
G160	K19						H	-0,20	0,20	0,0	0,1845
G161	K19						H	-0,20	0,20	0,0	0,1845
G162	K19						H	-0,20	0,20	0,0	0,1845
G163	K258						145	154,5	1/1	3/3	R42
G164	K258	H	0,00	0,25	0,0	0,24					
G165	K258	145	154,5	1/1	3/3	R43	H	0,00	0,25	0,0	0,24
G166	K258						H	0,00	0,25	0,0	0,275
G167	K258						H	0,00	0,25	0,0	0,275
G168	K258						H	0,00	0,25	0,0	0,275
G169	K255	600	635	3/3	4/4	R44	H	-2,00	2,00	0,0	1,52
G170	K255						H	-2,00	2,00	0,0	1,63
G171	K255						H	-2,00	2,00	0,0	1,60
G172	K255						H	-2,00	2,00	0,0	1,60
G173	K251	472	525	1/1	5/5	R45	H	-2,24	2,24	0,0	1,05
G174	K251						H	-2,24	2,24	0,0	1,05
G175	K251						H	-2,24	2,24	0,0	1,05
G176	K251						H	-2,24	2,24	0,0	1,05
G177	K251						H	-2,24	2,24	0,0	1,05
G178	K103	340	354	2/2	4/4	R46	H	-0,60	1,20	0,0	0,885
G179	K103						H	-0,60	1,20	0,0	0,885
G180	K103						H	-0,60	1,20	0,0	0,885
G181	K103						H	-0,60	1,20	0,0	0,885
G182	K55	100	140	1/1	4/4	R47	H	-0,25	0,25	0,0	0,35
G183	K55						H	-0,25	0,25	0,0	0,35
G184	K55						H	-0,25	0,25	0,0	0,35
G185	K55						H	-0,25	0,25	0,0	0,35
G186	K63	100	144	1/1	3/3	R48	H	0,12	0,35	0,0	0,48
G187	K63						H	0,12	0,35	0,0	0,48
G188	K63						H	0,12	0,35	0,0	0,48
G189	K292	100	131,4	1/1	3/3	R49	H	-0,1735	0,1735	0,0	0,438
G190	K292						H	-0,1735	0,1735	0,0	0,438
G191	K292						H	-0,1735	0,1735	0,0	0,438
G192	K76	255	264	1/1	3/3	R50	H	-0,11	0,96	0,0	0,88
G193	K76						H	-0,11	0,96	0,0	0,88
G194	K76						H	-0,11	0,96	0,0	0,88
G195	K126	317	347,4	1/1	3/3	R51	H	-0,50	1,00	0,0	1,158
G196	K126						H	-0,50	1,00	0,0	1,158
G197	K126						H	-0,50	1,00	0,0	1,158

Tabela C.6 – Dados Gerais dos Geradores e Potências Mínima e Máxima do Sistema-Teste de 300 Barras (conclusão).

Unid. <i>g</i>	Barra <i>k</i>	P_l^G [MW]	P_h^G [MW]	Conjuntos Utilizados	Nº <i>g</i> Utilizadas	R	Tipo	Q^{min} [pu]	Q^{max} [pu]	P^{min} [pu]	P^{max} [pu]
G198	K166	1.300	1.329,6	1/2	12/14	R52	H	-1,00	4,00	0,0	1,108
G199	K166						H	-1,00	4,00	0,0	1,108
G200	K166						H	-1,00	4,00	0,0	1,108
G201	K166						H	-1,00	4,00	0,0	1,108
G202	K166						H	-1,00	4,00	0,0	1,108
G203	K166						H	-1,00	4,00	0,0	1,108
G204	K166						H	-1,00	4,00	0,0	1,108
G205	K166						H	-1,00	4,00	0,0	1,108
G206	K166						H	-1,00	4,00	0,0	1,108
G207	K166						H	-1,00	4,00	0,0	1,108
G208	K166						H	-1,00	4,00	0,0	1,108
G209	K166						H	-1,00	4,00	0,0	1,108
G210	K257	2.399	2.574	2/3	15/20	R53	H	0,00	0,10	0,0	1,760
G211	K257						H	0,00	0,10	0,0	1,760
G212	K257						H	0,00	0,10	0,0	1,760
G213	K257						H	0,00	0,10	0,0	1,760
G214	K257						H	0,00	0,10	0,0	1,760
G215	K257						H	0,00	0,10	0,0	1,760
G216	K257						H	0,00	0,10	0,0	1,760
G217	K257						H	0,00	0,10	0,0	1,760
G218	K257						H	0,00	0,10	0,0	1,760
G219	K257						H	0,00	0,10	0,0	1,760
G220	K257						H	0,00	0,10	0,0	1,760
G221	K257						H	0,00	0,10	0,0	1,760
G222	K257						H	0,00	0,10	0,0	1,760
G223	K257						H	0,00	0,10	0,0	1,760
G224	K257						H	0,00	0,10	0,0	1,760
G225	K8	100	100				T	-0,10	0,10	0,0	1,00
G226	K69	475	475				T	-2,40	2,40	0,0	4,75
G227	K98	2.030	2.030				T	-0,50	15,0	0,0	20,30
G228	K117	100	100				T	-1,25	3,50	0,0	1,00
G229	K128	203	203				T	-0,25	0,50	0,0	2,03
G230	K131	472	472				T	-0,50	1,75	0,0	4,72
G231	K135	100	100				T	-0,10	0,15	0,0	1,00
G232	K150	100	100				T	-0,50	1,50	0,0	1,00
G233	K155	328	328				T	-0,45	0,90	0,0	3,28
G234	K164	300	300				T	-0,50	0,80	0,0	3,00
G235	K177	524	524				T	-2,60	2,60	0,0	5,24
G236	K199	200	200				T	-0,60	0,60	0,0	2,00
G237	K200	550	550				T	-3,20	3,20	0,0	5,50
G238	K209	445	445				T	-2,50	2,50	0,0	4,45
G239	K218	650	650				T	-4,00	4,00	0,0	6,50
G240	K221	270	270				T	0,40	1,00	0,0	2,70
G241	K248	723	723				T	-2,80	2,80	0,0	7,23
G242	K250	334	334				T	-1,00	1,00	0,0	3,34
G243	K252	430	430				T	0,00	3,50	0,0	4,30
G244	K254	510	510				T	-2,24	2,24	0,0	5,10
G245	K256	137	137				T	0,00	0,42	0,0	1,37
G246	K294	100	100				T	-0,13	0,13	0,0	1,00
G247	K295	150	150				T	-0,38	0,38	0,0	1,50
G248	K296	108	108				T	-0,06	0,06	0,0	1,08

A demanda do sistema-teste modificado de 300 barras, segue o mesmo perfil de carga do sistema-teste modificado dos outros sistemas anteriores, como mostra a Tabela C.7.

Tabela C.7 – Dados da Demanda Horária do Sistema-Teste de 300 Barras.

Período t [h]	% da Carga do Sistema [%]	$P_{k,t}^D$ [MW]
1	3,37	15.228,069
2	3,16	14.279,139
3	3,01	13.601,332
4	2,96	13.375,396
5	2,96	13.375,396
6	3,01	13.601,332
7	3,72	16.809,619
8	4,32	19.520,848
9	4,77	21.554,270
10	4,82	21.780,206
11	4,82	21.780,206
12	4,77	21.554,270
13	4,77	21.554,270
14	4,77	21.554,270
15	4,67	21.102,399
16	4,67	21.102,399
17	4,97	22.458,013
18	5,02	22.683,949
19	5,02	22.683,949
20	4,82	21.780,206
21	4,57	20.650,527
22	4,17	18.843,041
23	3,67	16.583,684
24	3,16	14.279,139

Os dados das barras e os dados dos ramos $k - m$ do sistema-teste modificado de 300 barras são os mesmos do sistema IEEE puramente termelétrico dados em (ILLINOIS, 2013).

A Tabela C.8 mostra as unidades termelétricas mantidas do sistema-teste original, onde tem-se os coeficientes da curva de custo quadrática das unidades termelétricas A , B e C e os limites mínimo e máximo de potência ativa de cada gerador, P^{min} e P^{max} , respectivamente.

Tabela C.8 – Dados das Unidades Geradoras Termelétricas do Sistema-Teste de 300 Barras.

Unid. G	A	B	C	P^{min}	P^{max}
	[\$/pu ²]	[\$/pu]	[\$]	[pu]	[pu]
G225	100,0	4.000,0	0,0	0,00	1,00
G226	266,666667	2.000,0	0,0	0,00	4,75
G227	51,8134715	2.000,0	0,0	0,00	20,30
G228	100,0	4.000,0	0,0	0,00	1,00
G229	970,873786	2.000,0	0,0	0,00	2,03
G230	268,817204	2.000,0	0,0	0,00	4,72
G231	100,0	4.000,0	0,0	0,00	1,00
G232	100,0	4.000,0	0,0	0,00	1,00
G233	438,596491	2.000,0	0,0	0,00	3,28
G234	500,0	2.000,0	0,0	0,00	3,00
G235	235,849057	2.000,0	0,0	0,00	5,24
G236	100,0	2.000,0	0,0	0,00	2,00
G237	222,222222	2.000,0	0,0	0,00	5,50
G238	289,855072	2.000,0	0,0	0,00	4,45
G239	181,818182	2.000,0	0,0	0,00	6,50
G240	588,235294	2.000,0	0,0	0,00	2,70
G241	160,513644	2.000,0	0,0	0,00	7,23
G242	427,350427	2.000,0	0,0	0,00	3,34
G243	303,030303	2.000,0	0,0	0,00	4,30
G244	243,902439	2.000,0	0,0	0,00	5,10
G245	2.702,7027	2.000,0	0,0	0,00	1,37
G246	100,00	4.000,0	0,0	0,00	1,00
G247	200,00	2.000,0	0,0	0,00	1,50
G248	12.500,00	2.000,0	0,0	0,00	1,08

Fonte: Adaptado de (ILLINOIS, 2013).

Os dados dos reservatórios utilizados no sistema-teste de 300 barras são mostrados nas Tabelas C.9 e C.10, nas quais têm-se os valores de vertimento mínimo S^{min} e máximo S^{max} , os valores de volume mínimo X^{min} e volume máximo X^{max} , os valores de cota mínima H^{min} , cota máxima H^{max} , os valores de produtividade γ e o tipo de reservatório, onde 1 classifica o reservatório como de acumulação e 0 classifica como fio d'água. Todos os dados dessas tabelas foram obtidos no *software* HydroData XP (CICOGNA, 2008).

Tabela C.9 – Dados dos Reservatórios das Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 300 Barras (continua).

	S^{min}	S^{max}	X^{min}	X^{max}	H^{min}	H^{max}	γ	Tipo
	[m ³ /s]	[m ³ /s]	[hm ³]	[hm ³]	[m]	[m]	[MW/(m ³ /s)m]	
R1	0	3.266,4	1.427,48	1.524,50	271,40	272,00	0,008829	0
R2	0	8.058,3	890,33	961,11	219,94	220,44	0,008576	0
R3	0	7.892,1	490,27	550,08	160,00	161,00	0,009153	0
R4	0	4.800,4	2.165,78	2.271,35	96,70	97,00	0,009057	0
R5	0	2.418,7	11.150,00	54.400,00	417,30	460,00	0,009082	1
R6	0	2.338,7	1.906,13	2.300,00	330,00	333,00	0,008927	0
R7	0	2.434,3	892,88	952,01	286,50	287,00	0,009016	0
R8	0	4.208,3	2.223,73	2.750,55	261,00	263,00	0,009060	1
R9	0	6.845,5	4.711,11	5.193,48	211,50	212,30	0,008612	0
R10	0	1.910,6	4.250,00	19.528,00	549,20	572,50	0,008804	1
R11	0	151,1	88,51	477,97	811,00	829,00	0,008957	1
R12	0	8.652,7	5.448,00	34.117,00	380,50	392,50	0,008917	1

Tabela C.10 – Dados dos Reservatórios das Usinas Hidrelétricas do Sistema-Teste de 300 Barras (conclusão).

	S^{min} [m ³ /s]	S^{max} [m ³ /s]	X^{min} [hm ³]	X^{max} [hm ³]	H^{min} [m]	H^{max} [m]	γ [MW/(m ³ /s)m]	Tipo
R13	0	6.675,7	7.233,00	10.782,00	299,00	304,00	0,008710	1
R14	0	4.688,0	1.068,00	1.277,00	250,00	252,00	0,008973	0
R15	0	3.839,4	16,20	26,00	228,30	230,30	0,008792	0
R16	0	417,2	2.916,74	3.833,63	837,00	842,60	0,009123	1
R17	0	558,1	683,29	942,99	768,00	772,00	0,009086	1
R18	0	1.143,3	471,55	1.496,44	570,00	595,00	0,008840	1
R19	0	1.236,6	2.412,00	12.792,00	775,50	815,00	0,008978	1
R20	0	1.386,4	974,40	1.120,00	693,00	696,00	0,008873	1
R21	0	997,5	228,27	241,13	623,30	624,00	0,008829	1
R22	0	1.122,4	859,63	872,83	564,70	565,00	0,009108	0
R23	0	336,6	430,05	1.781,61	785,00	800,00	0,009025	1
R24	0	650,0	1.725,09	5.199,29	732,50	756,00	0,008676	1
R25	0	2.148,5	4.669,00	17.724,72	615,00	661,00	0,009096	1
R26	0	5.951,4	4.573,00	17.027,00	495,00	520,00	0,009014	1
R27	0	5.077,4	301,81	522,68	428,00	431,55	0,008536	0
R28	0	189,4	50,78	554,83	825,00	855,00	0,008542	1
R29	0	367,1	7,94	25,32	563,00	573,00	0,009022	0
R30	0	301,2	8,67	13,35	659,50	665,00	0,008631	0
R31	0	1.178,3	262,12	268,93	807,80	808,00	0,009011	0
R32	0	3.426,6	5.733,00	22.950,00	750,00	768,00	0,008999	1
R33	0	2.709,0	1.540,00	4.039,98	653,12	666,12	0,009068	1
R34	0	4.080,1	1.245,00	1.423,15	618,50	622,50	0,008946	0
R35	0	2.170,5	360,00	450,00	555,50	558,50	0,008952	0
R36	0	2.998,4	227,23	241,84	511,80	512,20	0,009026	0
R37	0	3.235,9	1.976,00	2.244,00	493,47	494,87	0,008999	0
R38	0	4.141,1	1.291,19	1.525,11	465,50	467,20	0,009113	0
R39	0	1.305,0	5.754,00	8.795,10	465,23	474,00	0,008749	1
R40	0	983,6	18,68	20,82	397,50	398,00	0,008694	0
R41	0	1.161,5	15,14	44,51	381,17	384,67	0,008606	0
R42	0	1.132,3	123,35	147,97	365,00	366,10	0,009104	0
R43	0	1.137,6	179,57	209,90	350,00	351,10	0,009138	0
R44	0	3.082,2	4.816,83	10.541,35	321,00	334,00	0,008468	1
R45	0	5.137,4	538,70	676,83	282,00	284,00	0,009051	0
R46	0	4.961,0	1.504,70	1.912,26	256,00	258,00	0,009100	0
R47	0	1.520,5	568,59	3.135,53	439,50	451,50	0,008860	1
R48	0	1.808,0	485,29	544,20	426,50	427,50	0,008437	0
R49	0	1.407,7	926,91	983,16	403,50	404,00	0,008543	0
R50	0	2.614,0	5.279,75	7.407,05	379,70	384,00	0,008788	1
R51	0	2.914,6	2.340,50	2.738,50	356,00	358,00	0,009083	0
R52	0	17.334,7	2.450,00	3.353,75	277,00	280,00	0,008702	0
R53	0	19.164,9	15.563,64	21.046,36	323,00	328,00	0,008655	1

Os polinômios de aproximação quadrática das Curvas de Cota Reservatório x Volume, A^2 , A^1 e A^0 , e Cota Canal de Fuga x Defluência, B^2 , B^1 e B^0 , descritos na Seção 3.3, são mostrados na Tabela C.11. Além disso, essa tabela mostra as constantes de perda de carga K^A e K^B de cada reservatório. Os dados de perda de carga foram obtidos no *software* HydroData XP (CICOGNA, 2008).

Tabela C.11 – Polinômios das Curvas de Cotas x Volume e Coeficientes de Perda de Carga dos Reservatórios do Sistema-Teste de 300 Barras.

	A^2	A^1	A^0	B^2	B^1	B^0	K^A	K^B
R1	-7E-12	0,0062	262,57	-3E-07	0,0003	246,12	4,600E-1	0,0
R2	-1E-13	0,0071	213,65	-6E-08	0,0021	156,22	9,000E-1	0,0
R3	-2E-05	0,0345	147,21	-4E-08	0,0017	132,08	2,700E-1	0,0
R4	-3E-07	0,0042	89,04	-2E-09	0,0002	83,97	2,620E+0	0,0
R5	-1E-08	0,0018	400,22	-9E-08	0,0014	335,27	1,267E+0	0,0
R6	-1E-06	0,0124	310,53	-7E-08	0,0013	288,37	0,00	1,591E-5
R7	-4E-06	0,0163	275,35	-4E-08	0,0009	262,06	6,367E-1	0,0
R8	-5E-07	0,0061	249,76	-6E-09	0,0004	237,99	4,693E-1	0,0
R9	-1E-07	0,0027	201,12	-1E-08	0,0008	177,73	2,201E-1	0,0
R10	-5E-08	0,0026	539,65	-3E-08	0,0006	516,48	7,024E-1	0,0
R11	-6E-05	0,0791	804,97	-3E-05	0,0336	637,17	2,910E+0	0,0
R12	-8E-09	0,0007	377,28	-6E-09	0,0006	362,07	2,005E-1	0,0
R13	-6E-08	0,0025	284,07	-2E-09	0,0001	250,63	5,174E-1	0,0
R14	-2E-07	0,0101	239,41	-2E-09	0,0001	229,93	2,166E-1	0,0
R15	8E-04	0,1597	225,49	-3E-08	0,0012	142,97	0,00	1,568E-5
R16	-6E-07	0,0102	812,37	-8E-06	0,0143	769,40	1,200E+0	0,0
R17	-6E-06	0,0257	753,42	-3E-06	0,0062	730,07	1,060E+0	0,0
R18	-8E-06	0,0401	553,32	-9E-08	0,0016	518,37	7,063E-1	0,0
R19	-2E-07	0,0062	762,81	-3E-07	0,0029	696,34	1,643E+0	0,0
R20	-4E-06	0,0298	668,20	-5E-08	0,0006	624,79	7,315E-1	0,0
R21	-8E-05	0,0899	606,72	-1E-06	0,0046	564,48	1,800E+0	0,0
R22	-7E-06	0,0339	540,45	-2E-07	0,0014	518,19	5,750E-1	0,0
R23	-4E-06	0,0190	777,76	-3E-06	0,0049	755,46	1,200E+0	0,0
R24	-8E-07	0,0119	714,52	-1E-06	0,0048	674,25	6,819E-1	0,0
R25	-1E-07	0,0065	588,50	-6E-07	0,0039	519,33	1,095E+0	0,0
R26	-7E-08	0,0035	480,99	-2E-08	0,0015	431,61	7,559E-1	0,0
R27	-1E-05	0,0262	421,25	-1E-08	0,0005	400,41	6,145E-1	0,0
R28	-7E-05	0,0981	821,73	-3E-06	0,0069	754,35	1,083E+0	0,0
R29	-1E-02	0,9830	556,20	-3E-07	0,0053	546,82	4,614E-1	0,0
R30	-4E-02	2,0735	644,74	-1E-06	0,0054	580,38	8,647E-1	0,0
R31	1E-05	0,0197	801,92	-2E-07	0,0031	770,69	4,369E-1	0,0
R32	-3E-08	0,0017	741,20	-5E-09	0,0004	673,17	7,990E-1	0,0
R33	-5E-07	0,0081	641,99	6E-16	0,0012	620,81	7,604E-1	0,0
R34	-5E-07	0,0236	589,83	-2E-08	0,0007	558,05	9,254E-1	0,0
R35	1E-12	0,0333	543,50	-6E-08	0,0017	511,53	5,141E-1	0,0
R36	-4E-05	0,0447	503,55	-5E-08	0,0006	494,32	0,00	8,533E-6
R37	9E-09	0,0052	483,09	-5E-09	0,0006	465,97	1,616E-1	0,0
R38	-1E-06	0,0112	453,34	-4E-09	0,0002	445,66	2,293E-1	0,0
R39	-1E-07	0,0048	441,91	-3E-07	0,0026	398,50	1,984E+0	0,0
R40	-3E-03	0,3438	392,05	-1E-07	0,0018	387,65	1,018E-1	0,0
R41	-9E-04	0,1728	378,85	-8E-08	0,0013	367,20	2,619E-1	0,0
R42	-6E-05	0,0606	358,47	-5E-08	0,0008	351,61	1,713E-1	0,0
R43	-6E-05	0,0598	341,24	-4E-08	0,0007	334,30	1,734E-1	0,0
R44	-1E-07	0,0038	305,13	-8E-09	0,0005	286,59	1,456E+0	0,0
R45	-7E-06	0,0232	271,58	-7E-09	0,0004	260,38	3,358E-1	0,0
R46	-8E-07	0,0075	246,42	-9E-09	0,0006	239,39	2,149E-1	0,0
R47	-6E-07	0,0070	435,94	-4E-08	0,0015	427,62	3,753E-1	0,0
R48	-1E-05	0,0268	415,73	-4E-07	0,0016	404,01	4,000E-1	0,0
R49	-3E-06	0,0145	392,57	-9E-08	0,0013	380,91	3,578E-1	0,0
R50	-6E-08	0,0028	366,55	-2E-08	0,0005	358,34	3,077E-1	0,0
R51	-8E-07	0,0091	339,10	-5E-10	0,0005	327,32	4,036E-1	0,0
R52	-3E-07	0,0053	266,14	-3E-09	0,0004	256,76	7,573E-1	0,0
R53	-2E-08	0,0018	301,06	-1E-09	0,0002	280,62	5,554E-1	0,0

Os coeficientes lineares de cada unidade geradora hidrelétrica, das Curvas Potência Máxima x Altura de Queda Líquida e Vazão Turbinada Máxima x Altura de Queda Líquida, descritas na Seção 3.4, são mostrados nas Tabelas de C.12 a C.16.

Tabela C.12 – Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 300 Barras (continua).

	α^P	β^P	α_1^Q	β_1^Q	α_2^Q	β_2^Q
H1	5,5172	-16,664	5,6589	411,05	-20,4530	959,29
H2	5,5172	-16,664	5,6589	411,05	-20,4530	959,29
H3	5,5172	-16,664	5,6589	411,05	-20,4530	959,29
H4	10,1550	-166,340	7,7353	380,26	-11,9780	1.403,70
H5	10,1550	-166,340	7,7353	380,26	-11,9780	1.403,70
H6	10,1550	-166,340	7,7353	380,26	-11,9780	1.403,70
H7	10,1550	-166,340	7,7353	380,26	-11,9780	1.403,70
H8	10,1550	-166,340	7,7353	380,26	-11,9780	1.403,70
H9	9,9357	-26,243	11,3100	720,94	-32,6660	1.592,00
H10	9,9357	-26,243	11,3100	720,94	-32,6660	1.592,00
H11	9,9357	-26,243	11,3100	720,94	-32,6660	1.592,00
H12	3,9656	-6,418	7,7333	301,05	-28,5810	713,12
H13	3,9656	-6,418	7,7333	301,05	-28,5810	713,12
H14	3,9656	-6,418	7,7333	301,05	-28,5810	713,12
H15	3,9656	-6,418	7,7333	301,05	-28,5810	713,12
H16	3,9656	-6,418	7,7333	301,05	-28,5810	713,12
H17	3,9656	-6,418	7,7333	301,05	-28,5810	713,12
H18	4,8290	-145,600	1,9158	174,25	-3,1249	762,98
H19	4,8290	-145,600	1,9158	174,25	-3,1249	762,98
H20	4,8290	-145,600	1,9158	174,25	-3,1249	762,98
H21	4,2817	-40,372	5,3856	154,63	-8,4128	751,72
H22	4,2817	-40,372	5,3856	154,63	-8,4128	751,72
H23	4,2817	-40,372	5,3856	154,63	-8,4128	751,72
H24	0,0000	0,000	0,0000	0,00	-23,2120	1.114,40
H25	0,0000	0,000	0,0000	0,00	-23,2120	1.114,40
H26	7,4054	-28,963	5,7456	540,010	-23,5930	1.311,70
H27	7,4054	-28,963	5,7456	540,010	-23,5930	1.311,70
H28	7,4054	-28,963	5,7456	540,010	-23,5930	1.311,70
H29	7,3982	-34,070	4,8731	538,740	-16,8090	1.157,90
H30	7,3982	-34,070	4,8731	538,740	-16,8090	1.157,90
H31	7,3982	-34,070	4,8731	538,740	-16,8090	1.157,90
H32	7,3982	-34,070	4,8731	538,740	-16,8090	1.157,90
H33	7,3982	-34,070	4,8731	538,740	-16,8090	1.157,90
H34	1,5106	-10,026	0,7341	117,510	-2,6647	287,39
H35	1,5106	-10,026	0,7341	117,510	-2,6647	287,39
H36	1,5106	-10,026	0,7341	117,510	-2,6647	287,39
H37	1,5106	-10,026	0,7341	117,510	-2,6647	287,39
H38	1,5106	-10,026	0,7341	117,510	-2,6647	287,39
H39	1,5106	-10,026	0,7341	117,510	-2,6647	287,39
H40	0,3109	-17,258	0,0717	11,944	-0,1249	44,925
H41	0,3109	-17,258	0,0717	11,944	-0,1249	44,925
H42	0,3109	-17,258	0,0717	11,944	-0,1249	44,925
H43	7,2322	-22,828	6,9056	529,250	-21,7310	1.301,20
H44	7,2322	-22,828	6,9056	529,250	-21,7310	1.301,20
H45	7,2322	-22,828	6,9056	529,250	-21,7310	1.301,20

Tabela C.13 – Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 300 Barras (continuação).

	α^P	β^P	α_1^Q	β_1^Q	α_2^Q	β_2^Q
H46	7,2373	-117,740	5,5321	270,030	-10,4660	1.082,60
H47	7,2373	-117,740	5,5321	270,030	-10,4660	1.082,60
H48	7,2373	-117,740	5,5321	270,030	-10,4660	1.082,60
H49	5,9802	-19,605	5,6849	447,310	-24,8350	1.056,60
H50	5,9802	-19,605	5,6849	447,310	-24,8350	1.056,60
H51	5,9802	-19,605	5,6849	447,310	-24,8350	1.056,60
H52	5,9802	-19,605	5,6849	447,310	-24,8350	1.056,60
H53	1,1034	-29,378	0,5221	41,707	-0,9427	160,25
H54	1,1034	-29,378	0,5221	41,707	-0,9427	160,25
H55	1,1034	-29,378	0,5221	41,707	-0,9427	160,25
H56	1,2692	-34,083	0,5967	48,072	-1,0901	186,30
H57	1,2692	-34,083	0,5967	48,072	-1,0901	186,30
H58	1,3621	-36,694	0,6387	51,624	-1,1661	199,51
H59	1,3849	-36,873	0,6568	52,469	-1,1885	202,74
H60	1,3849	-36,873	0,6568	52,469	-1,1885	202,74
H61	1,3849	-36,873	0,6568	52,469	-1,1885	202,74
H62	3,1574	-78,612	1,5921	119,160	-2,8902	510,89
H63	3,1574	-78,612	1,5921	119,160	-2,8902	510,89
H64	3,1574	-78,612	1,5921	119,160	-2,8902	510,89
H65	3,1574	-78,612	1,5921	119,160	-2,8902	510,89
H66	1,3922	-29,473	0,7984	50,718	-1,4262	199,11
H67	1,3922	-29,473	0,7984	50,718	-1,4262	199,11
H68	1,8206	-21,782	1,8627	66,882	-3,2102	260,38
H69	1,8510	-22,147	1,8897	67,852	-3,2567	264,15
H70	2,3285	-46,981	1,4193	86,177	-2,3743	364,36
H71	2,3285	-46,981	1,4193	86,177	-2,3743	364,36
H72	2,3285	-46,981	1,4193	86,177	-2,3743	364,36
H73	2,4950	-70,045	1,0658	89,903	-1,5983	344,22
H74	2,4950	-70,045	1,0658	89,903	-1,5983	344,22
H75	2,4950	-70,045	1,0658	89,903	-1,5983	344,22
H76	2,9197	-58,1550	1,7841	106,710	-3,0935	430,170
H77	2,9197	-58,1550	1,7841	106,710	-3,0935	430,170
H78	2,9197	-58,1550	1,7841	106,710	-3,0935	430,170
H79	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-1,4361	232,890
H80	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-1,4361	232,890
H81	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-1,4361	232,890
H82	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-3,6994	343,210
H83	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-3,6994	343,210
H84	0,0000	0,0000	0,0000	0,000	-3,6994	343,210
H85	0,6652	-2,9678	0,4739	50,816	-1,7525	143,910
H86	0,6652	-2,9678	0,4739	50,816	-1,7525	143,910
H87	1,8628	-40,8510	1,2270	74,054	-1,9822	317,900
H88	1,8628	-40,8510	1,2270	74,054	-1,9822	317,900
H89	3,1458	-113,6500	1,0987	119,440	-1,8390	501,380
H90	3,1458	-113,6500	1,0987	119,440	-1,8390	501,380
H91	5,8718	-126,7200	3,3859	220,020	-5,6067	939,310
H92	5,8718	-126,7200	3,3859	220,020	-5,6067	939,310
H93	5,8718	-126,7200	3,3859	220,020	-5,6067	939,310
H94	5,8718	-126,7200	3,3859	220,020	-5,6067	939,310
H95	0,6652	-2,9678	0,4739	50,816	-1,7877	118,300
H96	0,6652	-2,9678	0,4739	50,816	-1,7877	118,300
H97	2,1129	-9,4270	1,5020	161,050	-5,6657	374,930
H98	2,1129	-9,4270	1,5020	161,050	-5,6657	374,930
H99	2,1129	-9,4270	1,5020	161,050	-5,6657	374,930
H100	3,2868	-14,6640	2,3405	250,950	-8,8286	584,240

Tabela C.14 – Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 300 Barras (continuação).

	α^P	β^P	α_1^Q	β_1^Q	α_2^Q	β_2^Q
H101	3,2868	-14,6640	2,3405	250,950	-8,8286	584,240
H102	3,2868	-14,6640	2,3405	250,950	-8,8286	584,240
H103	4,1085	-18,3300	2,9238	313,500	-11,0290	729,840
H104	4,1085	-18,3300	2,9238	313,500	-11,0290	729,840
H105	0,5605	-15,6580	0,2600	21,853	-0,4418	92,590
H106	0,5333	-14,8980	0,2491	20,943	-0,4234	88,732
H107	0,8459	-2,4086	0,9875	67,809	-3,2746	159,560
H108	0,8459	-2,4086	0,9875	67,809	-3,2746	159,560
H109	0,4482	-12,2720	0,2175	17,872	-0,4060	72,721
H110	0,4482	-12,2720	0,2175	17,872	-0,4060	72,721
H111	0,4482	-12,2720	0,2175	17,872	-0,4060	72,721
H112	0,4482	-12,2720	0,2175	17,872	-0,4060	72,721
H113	2,0478	-11,4750	1,1512	154,830	-4,6823	357,580
H114	2,0478	-11,4750	1,1512	154,830	-4,6823	357,580
H115	2,0478	-11,4750	1,1512	154,830	-4,6823	357,580
H116	2,6102	-71,2170	1,2282	100,600	-2,1435	403,710
H117	2,6102	-71,2170	1,2282	100,600	-2,1435	403,710
H118	2,6102	-71,2170	1,2282	100,600	-2,1435	403,710
H119	2,6102	-71,2170	1,2282	100,600	-2,1435	403,710
H120	2,6102	-71,2170	1,2282	100,600	-2,1435	403,710
H121	1,2355	-13,9400	1,4430	49,019	-2,3281	206,170
H122	1,2355	-13,9400	1,4430	49,019	-2,3281	206,170
H123	1,3791	-15,9710	1,5670	54,678	-2,6228	238,100
H124	1,3791	-15,9710	1,5670	54,678	-2,6228	238,100
H125	1,5984	-18,4520	1,8266	63,537	-3,0188	272,290
H126	1,5984	-18,4520	1,8266	63,537	-3,0188	272,290
H127	1,5984	-18,4520	1,8266	63,537	-3,0188	272,290
H128	1,5984	-18,4520	1,8266	63,537	-3,0188	272,290
H129	1,6602	-19,2170	1,8881	65,851	-3,1535	286,060
H130	1,6602	-19,2170	1,8881	65,851	-3,1535	286,060
H131	4,3747	-85,9980	2,8011	165,22	-5,0935	652,03
H132	4,3747	-85,9980	2,8011	165,22	-5,0935	652,03
H133	4,3747	-85,9980	2,8011	165,22	-5,0935	652,03
H134	4,3747	-85,9980	2,8011	165,22	-5,0935	652,03
H135	3,4925	-48,1150	3,1493	130,20	-5,8101	525,16
H136	3,4925	-48,1150	3,1493	130,20	-5,8101	525,16
H137	3,4925	-48,1150	3,1493	130,20	-5,8101	525,16
H138	3,4925	-48,1150	3,1493	130,20	-5,8101	525,16
H139	2,5236	0,0714	14,9060	108,12	-15,9370	545,36
H140	2,5236	0,0714	14,9060	108,12	-15,9370	545,36
H141	2,5236	0,0714	14,9060	108,12	-15,9370	545,36
H142	2,5236	0,0714	14,9060	108,12	-15,9370	545,36
H143	2,5236	0,0714	14,9060	108,12	-15,9370	545,36
H144	4,2515	-18,1000	3,0750	314,24	-13,6100	757,62
H145	4,2515	-18,1000	3,0750	314,24	-13,6100	757,62
H146	4,2515	-18,1000	3,0750	314,24	-13,6100	757,62
H147	4,2515	-18,1000	3,0750	314,24	-13,6100	757,62
H148	0,0000	0,0000	0,0000	0,00	-20,2740	875,77
H149	0,0000	0,0000	0,0000	0,00	-20,2740	875,77
H150	0,0000	0,0000	0,0000	0,00	-20,2740	875,77
H151	0,0000	0,0000	0,0000	0,00	-20,2740	875,77
H152	2,0184	-45,2250	4,5744	307,70	-8,4417	1.265,20
H153	2,0184	-45,2250	4,5744	307,70	-8,4417	1.265,20
H154	2,0184	-45,2250	4,5744	307,70	-8,4417	1.265,20
H155	2,0184	-45,2250	4,5744	307,70	-8,4417	1.265,20

Tabela C.15 – Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 300 Barras (continuação).

	α^P	β^P	α_1^Q	β_1^Q	α_2^Q	β_2^Q
H156	3,2919	-4,8773	7,0446	251,08	-26,4510	597,95
H157	3,2919	-4,8773	7,0446	251,08	-26,4510	597,95
H158	3,2919	-4,8773	7,0446	251,08	-26,4510	597,95
H159	2,8273	-6,3882	4,1687	226,40	-15,5950	527,13
H160	2,8273	-6,3882	4,1687	226,40	-15,5950	527,13
H161	2,8273	-6,3882	4,1687	226,40	-15,5950	527,13
H162	2,8273	-6,3882	4,1687	226,40	-15,5950	527,13
H163	3,9064	-8,6662	5,5201	294,09	-24,9260	735,38
H164	3,9064	-8,6662	5,5201	294,09	-24,9260	735,38
H165	3,9064	-8,6662	5,5201	294,09	-24,9260	735,38
H166	4,0093	-10,3610	4,8259	299,38	-21,5980	729,78
H167	4,0093	-10,3610	4,8259	299,38	-21,5980	729,78
H168	4,0093	-10,3610	4,8259	299,38	-21,5980	729,78
H169	4,3577	-56,9280	4,1718	164,00	-7,1713	703,98
H170	4,6774	-61,5590	4,4490	176,25	-7,6650	754,25
H171	4,6274	-60,3750	4,4422	174,41	-7,5936	743,77
H172	4,6274	-60,3750	4,4422	174,41	-7,5936	743,77
H173	5,5113	-19,0430	4,8359	401,33	-18,9500	934,08
H174	5,5113	-19,0430	4,8359	401,33	-18,9500	934,08
H175	5,5113	-19,0430	4,8359	401,33	-18,9500	934,08
H176	5,5113	-19,0430	4,8359	401,33	-18,9500	934,08
H177	5,5113	-19,0430	4,8359	401,33	-18,9500	934,08
H178	6,6392	-15,7840	8,4777	484,14	-27,7600	1.043,80
H179	6,6392	-15,7840	8,4777	484,14	-27,7600	1.043,80
H180	6,6392	-15,7840	8,4777	484,14	-27,7600	1.043,80
H181	6,6392	-15,7840	8,4777	484,14	-27,7600	1.043,80
H182	1,8206	-4,2488	2,4328	138,41	-7,7869	355,31
H183	1,8206	-4,2488	2,4328	138,41	-7,7869	355,31
H184	1,8206	-4,2488	2,4328	138,41	-7,7869	355,31
H185	1,8206	-4,2488	2,4328	138,41	-7,7869	355,31
H186	0,0000	0,0000	0,0000	0,00	-7,5408	416,34
H187	0,0000	0,0000	0,0000	0,00	-7,5408	416,34
H188	0,0000	0,0000	0,0000	0,00	-7,5408	416,34
H189	2,4671	-8,5045	2,2514	186,28	-10,1860	449,74
H190	2,4671	-8,5045	2,2514	186,28	-10,1860	449,74
H191	2,4671	-8,5045	2,2514	186,28	-10,1860	449,74
H192	4,4942	-15,8570	3,9980	338,79	-15,9630	798,41
H193	4,4942	-15,8570	3,9980	338,79	-15,9630	798,41
H194	4,4942	-15,8570	3,9980	338,79	-15,9630	798,41
H195	5,0353	-22,6730	3,5184	380,25	-14,0320	859,93
H196	5,0353	-22,6730	3,5184	380,25	-14,0320	859,93
H197	5,0353	-22,6730	3,5184	380,25	-14,0320	859,93
H198	5,9139	-15,6630	7,0098	448,96	-26,7500	1.165,70
H199	5,9139	-15,6630	7,0098	448,96	-26,7500	1.165,70
H200	5,9139	-15,6630	7,0098	448,96	-26,7500	1.165,70
H201	5,9139	-15,6630	7,0098	448,96	-26,7500	1.165,70
H202	5,9139	-15,6630	7,0098	448,96	-26,7500	1.165,70
H203	5,9139	-15,6630	7,0098	448,96	-26,7500	1.165,70
H204	5,9139	-15,6630	7,0098	448,96	-26,7500	1.165,70
H205	5,9139	-15,6630	7,0098	448,96	-26,7500	1.165,70
H206	5,9139	-15,6630	7,0098	448,96	-26,7500	1.165,70
H207	5,9139	-15,6630	7,0098	448,96	-26,7500	1.165,70
H208	5,9139	-15,6630	7,0098	448,96	-26,7500	1.165,70
H209	5,9139	-15,6630	7,0098	448,96	-26,7500	1.165,70
H210	6,2356	-82,8300	5,9005	235,18	-9,9493	891,41

Tabela C.16 – Coeficientes Lineares das Curvas das Variáveis Potência Máxima e Vazão Turbinada Máxima dos Geradores Hidrelétricos do Sistema-Teste de 300 Barras (conclusão).

	α^P	β^P	α_1^Q	β_1^Q	α_2^Q	β_2^Q
H211	6,2356	-82,8300	5,9005	235,18	-9,9493	891,41
H212	6,2356	-82,8300	5,9005	235,18	-9,9493	891,41
H213	6,2356	-82,8300	5,9005	235,18	-9,9493	891,41
H214	6,0230	-80,0060	5,7038	227,34	-9,6177	861,70
H215	6,0230	-80,0060	5,7038	227,34	-9,6177	861,70
H216	6,0230	-80,0060	5,7038	227,34	-9,6177	861,70
H217	6,0230	-80,0060	5,7038	227,34	-9,6177	861,70
H218	6,0230	-80,0060	5,7038	227,34	-9,6177	861,70
H219	6,0230	-80,0060	5,7038	227,34	-9,6177	861,70
H220	6,0230	-80,0060	5,7038	227,34	-9,6177	861,70
H221	6,0230	-80,0060	5,7038	227,34	-9,6177	861,70
H222	6,0230	-80,0060	5,7038	227,34	-9,6177	861,70
H223	6,0230	-80,0060	5,7038	227,34	-9,6177	861,70
H224	6,0230	-80,0060	5,7038	227,34	-9,6177	861,70

Os valores efetivos da altura de queda líquida H^{EF} , potência P^{EF} e vazão turbinada Q^{EF} das unidades hidráulicas são mostrados nas Tabelas C.17 e C.18.

Tabela C.17 – Altura de Queda Líquida, Potência e Vazão Turbinada Efetivas dos Geradores Hidráulicos - Sistema-Teste de 300 Barras (continua).

Unidades Hidrelétricas	H^{EF} [m]	P^{EF} [pu]	Q^{EF} [m ³ /s]
H1 - H3	21,12	1,0000	530,0
H4 - H8	52,20	3,6400	783,9
H9 - H11	20,20	1,7500	947,0
H12 - H17	11,40	0,3885	388,8
H18 - H20	117,20	4,2500	397,0
H21 - H23	43,60	1,5000	385,0
H24 - H25	22,84	1,2160	585,0
H26 - H28	26,35	1,6630	691,0
H29 - H33	29,00	1,8050	680,0
H34 - H39	50,20	0,6600	154,0
H40 - H42	168,10	0,3500	24,0
H43 - H45	27,20	1,7500	713,0
H46 - H48	50,80	2,5000	551,0
H49 - H52	20,00	1,0000	561,0
H53 - H55	83,34	0,6000	84,0
H56 - H57	83,34	0,7000	97,0
H58	83,34	0,7500	104,0
H59 - H61	83,34	0,7600	106,0
H62 - H65	83,34	1,9860	258,0
H66 - H67	66,76	0,6350	104,0
H68	38,20	0,4780	138,0
H69	38,20	0,4860	140,0
H70 - H72	73,50	1,2500	190,0
H73 - H75	96,00	1,7000	192,0

Fonte: HydroData XP (CICOGNA, 2008).

Tabela C.18 – Altura de Queda Líquida, Potência e Vazão Turbinada Efetivas dos Geradores Hidráulicos - Sistema-Teste de 300 Barras (conclusão).

Unidades Hidrelétricas	H^{EF} [m]	P^{EF} [pu]	Q^{EF} [m ³ /s]
H76 - H78	66,40	1,3600	225,0
H79 - H81	55,00	0,8000	165,0
H82 - H84	44,40	0,7000	179,0
H85 - H86	36,90	0,2625	79,7
H87 - H88	78,66	1,0630	162,0
H89 - H90	130,30	2,9800	262,0
H91 - H94	80,20	3,4700	490,0
H95 - H96	30,00	0,1700	65,0
H97 - H99	30,00	0,5400	206,0
H100 - H102	30,00	0,8400	321,0
H103 - H104	30,00	1,0500	401,0
H105	101,00	0,4120	48,0
H106	101,00	0,3920	46,0
H107 - H108	21,70	0,1600	89,0
H109 - H112	88,00	0,2720	37,0
H113 - H115	34,90	0,6000	195,0
H116 - H120	89,83	1,6400	211,0
H121 - H122	43,18	0,3800	109,0
H123 - H124	43,18	0,4500	123,0
H125 - H128	43,18	0,5100	142,0
H129 - H130	43,18	0,5400	148,0
H131 - H134	61,70	1,8400	338,0
H135 - H138	44,10	1,0600	269,0
H139 - H143	15,70	0,4200	296,0
H144 - H147	26,60	0,9500	396,0
H148 - H151	18,90	0,8200	497,0
H152 - H155	73,60	1,0350	161,0
H156 - H158	10,40	0,1470	162,0
H159 - H162	15,30	0,1845	145,0
H163 - H165	14,50	0,2400	187,0
H166 - H168	16,30	0,2750	189,0
H169	47,58	1,5200	362,0
H170	47,58	1,6300	388,0
H170	47,58	1,6300	388,0
H171 - H172	47,58	1,6000	384,0
H173 - H177	22,50	1,0500	510,0
H178 - H181	15,70	0,8850	617,0
H182 - H185	21,40	0,3500	189,0
H186 - H188	22,10	0,4800	257,0
H189 - H191	21,20	0,4380	234,0
H192 - H194	23,10	0,8800	431,0
H195 - H197	27,50	1,1580	477,0
H198 - H209	21,30	1,1080	596,0
H210 - H213	41,50	1,7600	480,0
H214 - H224	41,50	1,7000	464,0

Fonte: HydroData XP (CICOGNA, 2008).

Os volumes iniciais X_r e os volumes de meta X^{goal} foram obtidos empiricamente tanto na situação de cheia, quanto na situação de seca, conforme mostra a Tabela C.19.

Tabela C.19 – Volumes Iniciais e Volumes de Meta do Sistema-Teste de 300 Barras.

	Cheia (Jan/19)		Seca (Ago/19)	
	X_r [hm ³]	X^{goal} [hm ³]	X_r [hm ³]	X^{goal} [hm ³]
R1	1.475,99	-	1.430,0	-
R2	925,72	-	925,0	-
R3	520,17	-	510,0	-
R4	2.180,00	-	2.170,0	-
R5	32.775,00	31.136,25	31.775,0	31.775,0
R6	2.103,065	-	2.000,0	-
R7	922,445	-	922,0	-
R8	2.487,14	2.362,783	2.480,0	2.480,0
R9	4.952,295	-	4.950,0	-
R10	11.889,00	11.294,55	11.800,0	11.800,0
R11	283,24	269,078	260,0	260,0
R12	19.782,50	18.793,375	18.800,0	18.800,0
R13	9.007,50	8.557,125	8.500,0	8.500,0
R14	1.172,50	-	1.172,0	-
R15	21,10	-	21,0	-
R16	3.375,185	3.206,426	3.350,0	3.350,0
R17	813,14	772,483	813,0	813,0
R18	983,995	934,795	883,0	883,0
R19	7.602,00	7.221,90	7.600,0	7.600,0
R20	1.047,20	994,84	1.050,0	1.050,0
R21	234,70	230,006	234,0	234,0
R22	872,83	-	872,0	-
R23	1.105,83	1.050,539	1.000,0	1.000,0
R24	3.462,19	3.289,081	3.400,0	3.400,0
R25	11.196,86	10.637,017	11.000,0	11.000,0
R26	10.800,00	10.260,00	10.600,0	10.600,0
R27	412,245	-	400,0	-
R28	302,805	287,665	300,0	300,0
R29	16,63	-	16,0	-
R30	11,01	-	11,0	-
R31	265,525	-	265,0	-
R32	14.341,50	13.624,425	14.300,0	14.300,0
R33	2.789,99	2.650,491	2.750,0	2.750,0
R34	1.334,075	-	1.330,0	-
R35	405,00	-	405,0	-
R36	234,535	-	234,0	-
R37	2.110,00	-	2.110,0	-
R38	1.408,15	-	1.400,0	-
R39	7.274,55	6.910,823	7.250,0	7.250,0
R40	19,75	-	19,0	-
R41	29,824	-	29,0	-
R42	135,66	-	130,0	-
R43	194,735	-	185,0	-
R44	7.679,09	7.295,136	7.650,0	7.650,0
R45	607,765	-	600,0	-
R46	1.708,48	-	1.700,0	-
R47	1.852,06	1.759,457	1.850,0	1.850,0
R48	514,745	-	515,0	-
R49	955,035	-	940,0	-
R50	6.343,40	6.026,23	5.900,0	5.900,0
R51	2.539,50	-	2.540,0	-
R52	2.901,875	-	2.800,0	-
R53	18.305,00	17.389,75	17.500,0	17.500,0

As vazões afluentes adaptadas para cheia e seca são mostradas na Tabela C.20.

Tabela C.20 – Vazões Afluentes Médias - Cheia/Seca - Sistema-Teste de 300 Barras.

	Cheia (Jan/19) $\bar{\Psi} [m^3/s]$	Seca (Ago/19) $\bar{\Psi} [m^3/s]$
R1	1.063,00	475,00
R2	2.970,00	611,00
R3	2.238,00	459,75
R4	7.897,00	1.440,00
R5	408,00	139,00
R6	450,00	149,00
R7	494,00	160,00
R8	801,00	232,00
R9	1.138,00	312,00
R10	459,00	124,00
R11	30,00	19,00
R12	831,00	257,00
R13	875,00	268,00
R14	1.786,00	541,00
R15	1.786,00	541,00
R16	74,00	31,00
R17	93,00	38,00
R18	263,00	108,00
R19	252,00	102,00
R20	265,00	105,00
R21	268,00	106,00
R22	275,00	107,00
R23	93,00	32,00
R24	153,00	51,00
R25	203,50	65,00
R26	790,00	275,33
R27	1.255,00	449,00
R28	49,00	25,00
R29	81,00	41,00
R30	80,00	41,00
R31	229,00	79,00
R32	441,87	143,12
R33	815,00	285,00
R34	560,67	198,67
R35	854,00	304,00
R36	887,00	319,00
R37	953,00	353,00
R38	1.085,00	421,00
R39	227,00	136,00
R40	231,00	139,00
R41	336,00	205,00
R42	344,00	211,00
R43	362,00	222,00
R44	840,00	493,00
R45	904,00	528,00
R46	1.054,00	609,00
R47	487,00	194,00
R48	544,00	230,00
R49	655,00	299,00
R50	724,00	361,00
R51	749,00	385,00
R52	4.998,86	2.466,00
R53	3.502,50	1.641,00

As usinas hidrelétricas à montante das usinas r , denominadas f pertencente ao conjunto F_r estão descritas na Tabela C.21, onde a usina f na primeira coluna está à montante da usina r na segunda coluna da tabela.

Tabela C.21 – Usinas f à Montante das Usinas r do Sistema-Teste de 300 Barras.

Usina f	Usina r
R1	R2
R2	R3
R5	R6
R6	R7
R7	R8
R8	R9
R11	R12
R12	R13
R13	R14
R14	R15
R16	R17
R17	R18
R18	R26
R19	R20
R20	R21
R21	R22
R22	R26
R23	R24
R24	R25
R25	R26
R26	R27
R28	R30
R30	R29
R31	R32
R32	R33
R33	R34
R34	R35
R35	R36
R36	R37
R37	R38
R39	R40
R40	R41
R41	R42
R42	R43
R43	R44
R44	R45
R45	R46
R47	R48
R48	R49
R49	R50
R50	R51