

Universidade Federal de Minas Gerais  
Escola de Engenharia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

# Uma Heurística para o Planejamento Multiobjetivo da Operação a Curto Prazo de Sistemas Hidrotérmicos

Paulo Cesar Ferreira Freitas

Área de Concentração: Sistemas de Computação e Te-  
lecomunicações

Linha de Pesquisa: Otimização

Orientador: Prof. Dr. Rodney Rezende Saldanha

Co-orientador: Dr. Adriano Chaves Lisboa

Belo Horizonte, MG

2018

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 1096

**UMA HEURÍSTICA PARA O PLANEJAMENTO MULTIOBJETIVO DA  
OPERAÇÃO A CURTO PRAZO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS**

**Paulo Cesar Ferreira Freitas**

DATA DA DEFESA: 10/12/2018

**Universidade Federal de Minas Gerais**

**Escola de Engenharia**

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**UMA HEURÍSTICA PARA O PLANEJAMENTO MULTIOBJETIVO  
DA OPERAÇÃO A CURTO PRAZO DE SISTEMAS  
HIDROTÉRMICOS**

Paulo Cesar Ferreira Freitas

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Rodney Rezende Saldanha

Belo Horizonte - MG

Dezembro de 2018

F866h Freitas, Paulo Cesar Ferreira.  
Uma heurística para o planejamento multiobjetivo da operação a curto prazo de sistemas hidrotérmicos [manuscrito] / Paulo Cesar Ferreira Freitas. – 2018.  
ix, 85 f., enc.: il.

Orientador: Rodney Rezende Saldanha.  
Coorientador: Adriano Chaves Lisboa.

Dissertação (mestrado) Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Anexos: f.83-85.

Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Heurística - Teses. 3. Planejamento – Teses. 4. Otimização multiobjetivo – teses. I. Saldanha, Rodney Resende. II. Lisboa, Adriano Chaves. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDU: 621.3(043)

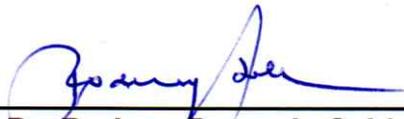
**"Uma Heurística para o Planejamento Multiobjetivo da Operação a Curto Prazo de Sistemas Hidrotérmicos"**

**Paulo Cesar Ferreira Freitas**

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 10 de dezembro de 2018.

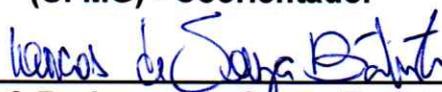
Por:



Prof. Dr. Rodney Rezende Saldanha  
DEE (UFMG) - Orientador



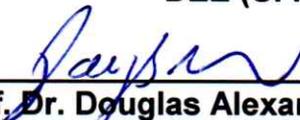
Prof. Dr. Adriano Chaves Lisboa  
(UFMG) - Coorientador



Prof. Dr. Lucas de Souza Batista  
DEE (UFMG)



Prof. Dr. Michel Bessani  
DEE (UFMG)



Prof. Dr. Douglas Alexandre Gomes Vieira  
Diretor Executivo (ENACOM)



Prof. Dr. Lucas Sirimarcos Moreira Guedes  
Gerência de Planejamento, Programação e Controle (VLI)

# Agradecimentos

- Agradeço a minha família pelos ensinamentos e apoio durante toda trajetória acadêmica;
- Ao corpo docente e funcionários do PPGEE, pela colaboração; em especial ao Professor Rodney Rezende Saldanha;
- Ao meu Coorientador, Adriano Chaves Lisboa, pela paciência e apoio;
- Aos amigos da Universidade Federal de Ouro Preto: Miguel Monteiro Costa e Thiago Martins Firmo;
- À Letícia Mayra e Maria Victoria Africano pela atenção e colaboração;
- À CAPES, pelo apoio financeiro; e,
- À Universidade Federal de Ouro Preto, por me conceder condições para realização deste curso.

# Resumo

Este trabalho busca resolver o problema de planejamento hidrotérmico a curto prazo para sistemas de geração predominantemente hidráulicos. A partir de uma formulação multiobjetivo, o método proposto busca, de forma simultânea, maximizar o volume de água armazenado nos reservatórios e minimizar o custo com fontes complementares (termelétricas). Para isso, foi proposta uma heurística, que definida a demanda a ser atendida, atribui uma ordem de prioridades para utilização do recurso hídrico de cada usina do sistema em cascata e determina o montante gerado por cada usina e gerador, levando o sistema a sua máxima eficiência. Isso corresponde a levar o sistema ao maior armazenamento e menor custo com fonte complementar, atendendo ainda a todas as restrições características do problema. A função de geração leva em conta o nível do reservatório, o nível do canal de fuga e as perdas hidráulicas. As afluências e demandas foram tratadas como determinísticas devido ao curto horizonte de planejamento sob estudo. O desenvolvimento da heurística aplicada ao problema de planejamento hidrotérmico apresentou resultados expressivos comparado a métodos atualmente abordados que transcendem o planejamento a curto prazo, podendo este também ser considerado para o problema de planejamento em tempo real.

**Palavras-Chaves:** otimização multiobjetivo, planejamento a curto prazo, sistema hidrotérmico, sistema em cascata, heurística.

# Abstract

This work solves the short-term hydrothermal planning problem for predominantly hydraulic generation systems. From a multi-objective formulation, the simultaneous search method can be calculated on the volume of water stored in the reservoirs and the minimum for the use of complementary sources (thermoelectric). To achieve this, a heuristic proposed having defined the demand to be known, assigns an order of priorities to use the water resource of each plant in the cascade system, and a determination of each source by each plant and each generator, taking the system to its maximum generation efficiency. This corresponds to taking the system to the greatest and least cost with the complementary source, taking care of all the operations characteristic of the problem. The generation function takes into account the reservoir level, tailrace height and hydraulic forces. Inflows and demands were treated as deterministic due to the short planning horizon under study. The development of the heuristic applied to the hydrothermal planning problem presented significant results compared to currently addressed methods that transcend short-term planning, which can also be considered for the real-time planning problem.

**Keywords:** multiobjective optimization, short term schedule, hydrothermal system, cascade system, heuristics.

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Capacidade Instalada no SIN	1
Figura 2 – Representação de um Sistema Hidrotérmico	12
Figura 3 – Usina Hidrelétrica de São Simão	13
Figura 4 – Representação de uma Usina Hidrelétrica	14
Figura 5 – Sistema em Cascata	19
Figura 6 – Balanço Hídrico	24
Figura 7 – Soluções das Extremidades	30
Figura 8 – Determinação de $P_{H,\min}$	31
Figura 9 – Determinação de $P_{H,\max}$	32
Figura 10 – Despacho das Hidrelétricas	37
Figura 11 – Sistema Exemplo	40
Figura 12 – Determinação de $a_i$	41
Figura 13 – Despacho Térmico	46
Figura 14 – Sistema Hidrotérmico: caso 1	48
Figura 15 – Função de Custo Térmico: caso 1	49
Figura 16 – Sistema Hidrelétrico: caso 1	49
Figura 17 – Curva de Carga da Região Sudeste	51
Figura 18 – Conjunto de Soluções Não Dominadas: caso 1	52
Figura 19 – Média de Tempo Para Resolução: Caso 1	55
Figura 20 – $Q_{i,t}$ para Máximo Armazenamento e Mínimo Custo: caso 1	56
Figura 21 – Volume Armazenado para Cada $\lambda_n$ : caso 1	57
Figura 22 – Vazão Turbinada por Gerador em $m^3/s$ : caso 1	58
Figura 23 – Geração Hidráulica e Térmica para as Condições de Fronteira: caso 1	60
Figura 24 – Geração por Usina Térmica: caso 1	61
Figura 25 – Conjunto de Soluções Não Dominadas: Mesmo Tempo de Máquina	62
Figura 26 – Geração Hidráulica e Térmica para as Condições de Fronteira: caso 1.1	63
Figura 27 – Sistema Hidrotérmico: caso 2	64
Figura 28 – Usina TermoNorte II: caso 2	65
Figura 29 – Curva de Carga da Região Norte	66
Figura 30 – Conjunto de Soluções Não Dominadas: caso 2	68
Figura 31 – Média de Tempo Para Resolução: Caso 2	69
Figura 32 – $Q_{i,t}$ para Máximo Armazenamento e Mínimo Custo: caso 2	70
Figura 33 – Geração Hidráulica e Térmica para as Condições de Fronteira: caso 2	71
Figura 34 – Geração Hidráulica e Térmica para $\lambda_n = 0,44$ : caso 2	72
Figura 35 – Volume Armazenado para Cada $\lambda_n$ : caso 2	73

# Lista de tabelas

Tabela 3 – Revisão Bibliográfica . . . . .	8
Tabela 4 – Determinação das Condições de Fronteira . . . . .	29
Tabela 5 – Determinação do Atendimento pelas Hidrelétricas . . . . .	33
Tabela 6 – Determinação do Atendimento pelas Termelétricas . . . . .	33
Tabela 7 – Curva Colina . . . . .	38
Tabela 8 – Parâmetros do Sistema para Exemplo . . . . .	40
Tabela 9 – Polinômios $h'(V)$ . . . . .	40
Tabela 10 – Polinômios $h''(Q_D)$ . . . . .	40
Tabela 11 – Passo Inicial: Exemplo . . . . .	42
Tabela 12 – Curva Colina . . . . .	43
Tabela 13 – Resultados por Passo do Sistema Exemplo . . . . .	44
Tabela 14 – Despacho Térmico . . . . .	45
Tabela 15 – Parque Termelétrico: caso 1 . . . . .	48
Tabela 16 – Parâmetros das Usinas Hidrelétricas: caso 1 . . . . .	50
Tabela 17 – Parâmetros dos Geradores: caso 1 . . . . .	50
Tabela 18 – Coeficientes para $h'(V)$ : caso 1 . . . . .	50
Tabela 19 – Coeficientes para $h''(Q_D)$ : caso 1 . . . . .	50
Tabela 20 – Histórico do Volume e Afluências: caso 1 . . . . .	51
Tabela 21 – Resultados Computacionais: caso 1 . . . . .	53
Tabela 22 – Resultados Computacionais Para o Mesmo Tempo de Máquina: caso 1 . . . . .	62
Tabela 23 – Parâmetros da Usina Termelétrica: caso 2 . . . . .	65
Tabela 24 – Parâmetros da Usina e Geradores: caso 2 . . . . .	65
Tabela 25 – Coeficientes para $h'(V)$ : caso 2 . . . . .	65
Tabela 26 – Coeficientes para $h''(Q_D)$ : caso 2 . . . . .	66
Tabela 27 – Histórico do Volume e Afluências: caso 2 . . . . .	66
Tabela 28 – Resultados Computacionais: caso 2 . . . . .	69
Tabela 29 – Dados Colina: Nova Ponte . . . . .	83
Tabela 30 – Dados Colina: Miranda . . . . .	83
Tabela 31 – Dados Colina: Capim Branco I . . . . .	84
Tabela 32 – Dados Colina: Continuação Capim Branco I . . . . .	84
Tabela 33 – Dados Colina: Capim Branco II . . . . .	85
Tabela 34 – Dados Colina: Continuação Capim Branco II . . . . .	85
Tabela 35 – Dados Colina: Jirau . . . . .	85

# Lista de Símbolos

## Índices:

$i$	usina hidrelétrica
$j$	unidade geradora hidráulica
$m$	usina termelétrica
$t$	instante de tempo
$\Omega_i$	conjunto de usinas imediatamente acima da usina $i$
$\Omega_{sr}$	conjunto de usinas sem reservatório
$\Omega_{cr}$	conjunto de usinas com reservatório
$\Gamma_i$	conjunto com todas as usinas acima da usina $i$ , incluindo a usina $i$

## Parâmetros:

$c_m$	custo da termelétrica $m$
$g$	aceleração da gravidade
$h$	altura de queda líquida
$h'$	cota do nível do reservatório
$h''$	cota do nível do canal de fuga
$h'''$	altura de perda hidráulica
$n_u$	número de usinas
$n_g$	número de unidades geradoras hidráulicas
$n_T$	número de usinas termelétricas
$\eta_t$	eficiência da turbina
$\eta_g$	eficiência do gerador
$\eta$	eficiência da geração ( $\eta_t \times \eta_g$ )
$D_t$	demanda no período $t$
$P_{t,i,j}$	potência gerada pela unidade $j$ da usina $i$ no período $t$
$P_{t,i}$	potência gerada pela usina $i$ no período $t$
$P_{H,t}$	potência pré-estabelecida a ser gerada pelas hidrelétricas no período $t$
$P_{Ter,t}$	potência pré-estabelecida a ser gerada pelas termelétricas no período $t$
$P_{Ter,t,m}$	potência gerada pela termelétrica $m$ no período $t$
$P_{Ter\min,m}$	potência mínima da termelétrica $m$
$P_{Ter\max,m}$	potência máxima da termelétrica $m$

$\tau_i$	tempo de deslocamento da usina $i$ para usina à jusante
$Q_{T,t,i,j}$	fluxo turbinado pela unidade $j$ da usina $i$ no período $t$
$Q_{V,t,i}$	fluxo vertido pela usina $i$ no período $t$
$Q_{T\min}$	fluxo turbinado mínimo
$Q_{T\max}$	fluxo turbinado máximo
$Q_{N,t,i}$	afluência natural na usina $i$ no instante $t$
$Q_{D,t,i}$	defluência da usina $i$ no instante $t$
$Q_{D\min,i}$	defluência mínima da usina $i$
$Q_{D\max,i}$	defluência máxima da usina $i$
$\rho$	peso específico da água
$T$	horizonte de tempo do planejamento
$V$	volume do reservatório
$V_{\min}$	volume mínimo do reservatório
$V_{\max}$	volume máximo do reservatório

# Lista de Abreviaturas

AFSA	<i>Artificial Fish Swarm</i>
AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANA	Agência Nacional de Águas
B&B	<i>Branch and Bound</i>
AC	Algoritmo Cultural
C.B.I	Capim Branco I
C.B.II	Capim Branco II
CDE	Evolução Diferencial Caótico
CVU	Custo Variável Unitário
DE	Evolução Diferencial
DEMO	Evolução Diferencial Multiobjetivo
DET	Despacho Econômico Térmico
MOPLIM	Programação Linear Inteira Mista Multiobjetivo
MOPNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista Multiobjetivo
NSGA	Algoritmo Genético com Ordenação por Não Dominância
ONP	Otimização por Nuvem de Partícula
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PD	Programação Dinâmica
PH	<i>Progressive Hedging</i>
PL	Programação Linear
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PMO	Planejamento Mensal da Operação
PNL	Programação Não Linear
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
POA	<i>Progressive optimality algorithm</i>
PQ	Programação Quadrática
PQS	Programação Quadrática Sequencial
RCGA	Algoritmo Genético Real Codificado
SDP	Programação Dinâmica Estocástica
SDDP	Programação Dinâmica Dual Estocástica

SIN Sistema Integrado Nacional  
SLP Programação Linear Sequencial

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1	Objetivo e Motivação	3
1.2	Revisão Bibliográfica	3
1.3	Contribuições do Trabalho	10
1.4	Organização do Trabalho	10
<b>2</b>	<b>SISTEMA HIDROTÉRMICO DE GERAÇÃO</b>	<b>12</b>
2.1	Usina Hidrelétrica	13
2.2	Usina Térmica	16
2.3	Modelagem do Problema	17
2.3.1	Função de Geração Hidráulica	17
2.3.2	Sistema em Cascata	19
2.3.3	Objetivos	20
2.3.3.1	Volume dos Reservatórios	20
2.3.3.2	Custo da Geração Complementar	21
2.3.4	Restrição da Demanda	22
2.3.5	Restrição das Descargas	23
2.3.6	Restrição da Defluência	24
2.3.7	Balço Hídrico	24
2.3.8	Restrição da Capacidade dos Reservatórios	25
2.4	Formulação do Problema	25
<b>3</b>	<b>CONSTRUÇÃO DA HEURÍSTICA PROPOSTA</b>	<b>28</b>
3.1	Construção das Condições de Fronteira	29
3.2	Definição do Atendimento às Demandas	32
3.3	Despacho Hidrelétrico	33
3.3.1	Determinação da Lista de Prioridades	34
3.3.2	Despacho de Máquinas	35
3.3.2.1	Exemplo: Despacho Hidrelétrico	40
3.4	Despacho Térmico	45
<b>4</b>	<b>ESTUDOS DE CASO</b>	<b>47</b>
4.1	Caso 1: sistema em cascata	47
4.1.1	Sistema Termelétrico	48
4.1.2	Sistema Hidrelétrico	49
4.1.3	Configuração do Problema	51

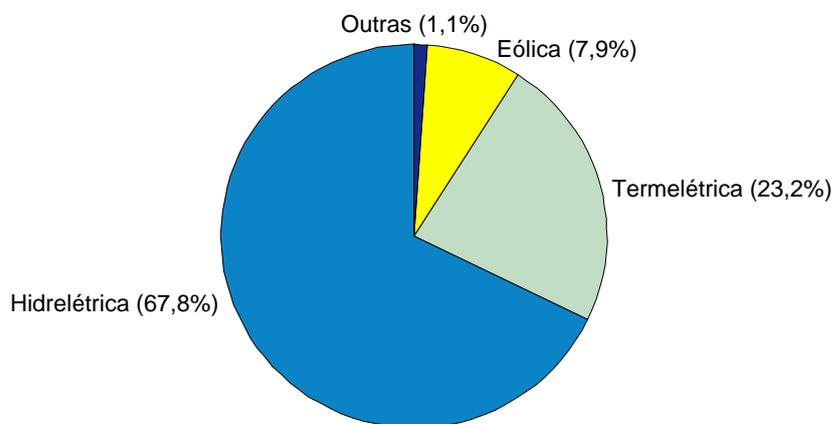
4.1.4	Resultados Computacionais	52
4.1.5	Avaliação do Sistema para o Mesmo Tempo de Máquina	62
4.2	Caso 2: sistema com uma hidrelétrica	64
4.2.1	Sistema Termelétrico	64
4.2.2	Sistema Hidrelétrico	65
4.2.3	Configurações do Problema	66
4.2.4	Resultados Computacionais	68
5	CONCLUSÕES	74
5.1	Considerações Finais	74
5.2	Trabalhos Futuros	76
	REFERÊNCIAS	77
A	ANEXO - CURVA COLINA	83

# 1 Introdução

O suprimento de energia é um fator de extrema preocupação para qualquer nação, visto que exerce papel fundamental no desenvolvimento econômico e no bem estar humano. Atender as demandas de energia de forma econômica e sustentável tem sido um grande desafio, dado o aumento da população e sua necessidade por energia elétrica, e, em contrapartida, uma quantidade de recursos e investimentos limitados.

A energia elétrica pode ser obtida de diversas maneiras: usinas hidrelétricas, eólicas, solares, entre outras. A escolha da fonte geradora dependerá da disponibilidade do recurso em cada região. No Brasil, conforme representado na Figura 1, 67,8% da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) estão nas hidrelétricas e 23,2% nas termelétricas (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2018). Sendo assim, dada a importância do sistema hidrotérmico no cenário brasileiro, é preciso utilizar de forma responsável todo esse recurso disponível.

Figura 1 – Capacidade Instalada no SIN



O planejamento da operação busca determinar o ponto ótimo de operação das usinas, que corresponde a operar com o menor custo possível, garantindo o atendimento à demanda de energia imediata e também às demandas futuras.

A questão econômica do planejamento da operação hidrotérmica consiste em utilizar a maior parcela de geração hidráulica disponível, justificado pelo baixo custo frente a de origem térmica (ZAMBON, 2008). Entretanto, devido à disponibilidade limitada da água armazenada nos reservatórios que depende, entre outros, de fatores climáticos e do montante utilizado em períodos anteriores, sua utilização deve proporcionar a menor complementação térmica no presente e no futuro. Assim, o ponto ótimo consiste em balancear o compromisso entre ganho presente do uso da água para geração hidráulica e

o benefício futuro com seu armazenamento (FRANCO, 1993).

O amplo horizonte de planejamento envolvido e suas inter-relações, tornam o problema de planejamento da operação um problema de grande dimensão e complexidade. Dessa forma, a resolução do problema de forma global se torna impraticável, fazendo-se necessário a divisão em horizontes de planejamento de curto, médio e longo prazo (ENCIMA, 1999).

O planejamento de longo prazo engloba o horizonte de planejamento de alguns anos com discretização mensal. Neste caso, há muita incerteza quanto as afliências e as demandas no período de estudo, o que torna o problema essencialmente estocástico (FRANCO, 1993). O planejamento a longo prazo tem como objetivo determinar a participação da geração hidráulica e térmica, e os intercâmbios de energia de forma a manter a regularização dos reservatórios (JUNIOR, 1994) (ZAMBON, 2008).

No planejamento de médio prazo, o horizonte de estudo é, em geral, de um ano com discretização semanal e as incertezas são menores comparadas as do problema de planejamento a longo prazo. Neste estudo, as afliências e demandas podem ser estimadas por modelos de séries temporais (ZAMBON, 2008). Este é responsável por definir as diretrizes para o problema a curto prazo, definindo metas de geração semanal e mensal de forma individualizada, ou seja, para cada usina do sistema.

No horizonte de curto-prazo, as incertezas quanto as afliências e demanda podem ser ditas inexistentes, o que permite que o problema seja definido como determinístico. Em contrapartida, faz-se necessário um maior detalhamento das propriedades do sistema, levando em conta aspectos energéticos, hidráulicos e elétricos não considerados nos casos anteriores. Aspectos como: curva colina de eficiência, limites de geração e transmissão, não linearidade da função de geração, um grande número de variáveis reais e inteiras positivas para definir as unidades ativas e o quanto produzir tornam o problema de grande dimensão e complexidade (ENCIMA, 1999).

Outro fator que dificulta o planejamento é o acoplamento hidráulico entre as usinas hidrelétricas que pertencem a mesma bacia hidrográfica. Desta forma, o recurso utilizado por uma usina posicionada acima (à montante) influencia o montante de água disponível na usina abaixo (à jusante), onde deve ser observado o tempo de propagação da água entre as usinas. Assim, no curto prazo, as metas definidas pelo problema de médio prazo devem ser desagregadas em intervalos de horas e o montante produzido por cada unidade geradora do sistema deve ser determinado, sendo o horizonte de planejamento do estudo de curto prazo de até uma semana (GUEDES, 2016).

Devido à representatividade da geração hidrotérmica e a dificuldade do problema em questão, muitos estudos foram encontrados na literatura nacional. Estes estudos em

sua maioria aplicam técnicas conhecidas da literatura de programação linear, não linear e meta-heurística, que se aproximam satisfatoriamente da solução ótima do problema (GUEDES et al., 2017). Entretanto, em sua maioria, o tempo para encontrar a solução do problema representa grande impacto no cenário a curto prazo e no planejamento diário da operação, o que poderia tornar impraticável seu uso nos problemas reais de planejamento da operação .

Este trabalho propõe uma heurística para o problema a curto prazo que leva em consideração as características particulares desse tipo de problema. Preocupa-se na aplicação do método as situações reais, razão pela qual os dados utilizados neste estudo foram obtidos através do próprio operador nacional do sistema elétrico - ONS e do software *hydrolab*, que é referência para simulações do problema de planejamento da operação.

## 1.1 Objetivo e Motivação

Este trabalho tem como objetivo principal resolver o problema de planejamento da operação a curto prazo de um sistema hidrotérmico. Assim, será proposta uma heurística que será comparada a outra técnica encontrada na literatura a fim de avaliar a viabilidade de sua aplicação prática. Os resultados obtidos com os conjuntos de soluções deste problema multiobjetivo, buscam auxiliar a tomada de decisão pelo operador, explorando os resultados e apresentando perspectivas das soluções encontradas dentro do horizonte de planejamento avaliado. A técnica proposta será avaliada quanto ao custo computacional envolvido e a qualidade das soluções encontradas.

A escolha pelo problema e o desenvolvimento de uma ferramenta específica para sua solução baseia-se em estudos preliminares que apontam evidências de operação ineficiente do sistema e um alto custo computacional envolvido para solução com técnicas encontradas na literatura.

## 1.2 Revisão Bibliográfica

O problema de planejamento da operação tem sido objeto de muito estudo no Brasil dada sua importância no cenário nacional e a complexidade do problema em questão. Como a função de geração é conhecida por ser uma função não linear, as técnicas aplicadas na literatura para resolução do problema se dividem em modelos de programação linear (PL), onde têm-se a função de geração e restrições do problema aproximadas por uma função linear e modelos de programação não linear (PNL), que consideram a natureza real do problema.

A formulação do problema através de um modelo de programação não linear retrata o problema com maior fidelidade, pois assim como a função de geração é não linear, as de-

cisões de geração em cada usina hidrelétrica afetam de forma não linear o armazenamento, a produtividade e a capacidade de atendimento das demandas futuras das usinas situadas à jusante (ZAMBON, 2008). A não linearidade na função de geração está presente na eficiência da turbina, que varia de forma não linear com a variação da vazão turbinada e a diferença entre o nível do reservatório e o nível à jusante da usina (altura de queda líquida) (GUEDES et al., 2017), e está presente na altura de queda líquida, que varia de forma não linear, em função do volume armazenado e vazão turbinada ou defluída pela usina.

Na abordagem não linear do problema a curto prazo, a altura de queda líquida é usualmente descrita como uma função polinomial que depende da vazão turbinada ou defluída (turbinada mais vertida) e do volume armazenado no reservatório (LIMA et al., 2013) (GUEDES et al., 2017). Em (LIMA et al., 2013) as funções de nível do reservatório e do canal de fuga são representadas por uma função polinomial de ordem quatro, que dependem do volume armazenado e da vazão defluída, respectivamente. No trabalho, o objetivo consiste em maximizar o lucro operacional de um sistema de usinas em cascata, que é dado pela diferença entre a receita obtida com a venda de energia e o custo de inicialização dos geradores. Foi abordado também um modelo simplificado, onde considerou-se apenas a parte linear das funções que representam o canal de fuga e nível do reservatório a fim de comparar efeitos da linearização e, conforme esperado, os resultados se demonstraram menos precisos com a linearização.

Tratando ainda da abordagem não linear, a função de geração que representa o problema pode ser ou não convexa. No caso em que esta é convexa, o ótimo pode ser garantido por diversos algoritmos presentes na literatura. Caso contrário, não se pode garantir que a solução encontrada é o ótimo global do problema (GUEDES, 2016). Na maior parte dos casos, a função é não convexa (ZAMBON, 2008). Este problema é encontrado em (GAGNON et al., 1974). Não sendo possível estabelecer a propriedade de convexidade em sua formulação, Gagnon et al. (1974) enfatizam o fato de que a solução encontrada pode não ser de fato a solução ótima do problema de planejamento. A metodologia aplicada foi baseada nas direções viáveis aplicado ao relaxamento Lagrangiano, que têm como objetivo minimizar o déficit entre a geração pelas hidrelétricas e a demanda de energia.

A formulação linear, por sua vez, estabelece uma garantia teórica de otimalidade da solução. Entretanto, a linearização da função de geração e das restrições do problema pode levar a uma solução que não representa de fato a solução ótima do problema original (ENCIMA, 1999). Em Tong, Zhai e Guan (2013), a função de geração e as funções que descrevem o nível do reservatório e do canal de fuga, assim como as perdas hidráulicas foram linearizadas por partes. O trabalho trata a questão da viabilidade da solução encontrada de forma a garantir que a solução obtida com base na formulação aproximada

permaneça viável no problema não linear original. O objetivo é maximizar os lucros totais, dados pela renda total obtida com energia produzida menos o custo de acionamento e desligamento de cada unidade geradora.

Em [Vieira et al. \(2015\)](#), uma análise das propriedades matemáticas relacionadas a concavidade e convexidade no problema de otimização da geração hidrelétrica é realizada, de forma a garantir um máximo único dentro do conjunto viável de busca, ou seja, garantir que o ótimo representa de fato o ótimo global do problema. No trabalho, o nível do canal de fuga e as perdas hidráulicas são considerados constantes. Assim, a partir de certas condições, a função de geração é fortemente crescente e podem ser definidas algumas propriedades matemáticas de forma a garantir o ótimo na solução do problema. O objetivo consiste em minimizar o déficit entre potência gerada e demanda para um único intervalo de tempo.

Dentro das abordagens linear ou não, outras três questões envolvem o problema a curto prazo. A primeira é o fato do problema geralmente ir além de determinar o montante produzido por cada usina, sendo necessário também determinar a quantidade produzida por cada unidade geradora de cada usina, denominado problema de *unit commitment* ([FRANÇA, 2010](#)). Esta consideração aumenta consideravelmente a quantidade de variáveis envolvidas, aumentando assim a complexidade do problema. Isso é observado em [Finardi e Silva \(2005\)](#), no qual uma formulação não linear inteira mista (PNLIM) para o planejamento a curto prazo que aborda o *unit commitment*. O trabalho apresenta que o número de combinações possíveis cresce exponencialmente com o número de unidades consideradas. O trabalho considera também zonas de operação para cada unidade, que são definidas pelos limites de geração. Para solução do problema foi utilizado *Branch and Bound (B&B)* e Gradiente Projetado com objetivo de maximizar a geração de energia.

De forma a diminuir a quantidade de variáveis envolvidas, [Guedes et al. \(2017\)](#) propõem um modelo de programação linear inteira mista (PLIM) a ser resolvido em duas etapas. Primeiramente, calcula-se a produção de cada usina, a partir do volume e da defluência. Em seguida, distribui a descarga para cada unidade da usina a partir de uma heurística e resolve-se o MILP com poucas variáveis inteiras, que determina de fato o montante produzido por cada unidade geradora de cada usina. O objetivo do trabalho consiste em maximizar a energia final armazenada nos reservatórios no final do horizonte de planejamento, fazendo uma soma ponderada dos volumes finais em cada reservatório, de forma a priorizar o armazenamento em determinados reservatórios do sistema em cascata.

Outras duas observações na construção dos modelos matemáticos para resolução deste problema são: a estocasticidade do problema devido as incertezas quanto a demanda e as afluências; e o número de objetivos, podendo ter único objetivo (mono-objetivo) ou

mais de um objetivo (multiobjetivo).

No problema a curto prazo, onde o horizonte de planejamento é de até uma semana, o problema geralmente é tratado como determinístico. Entretanto, quanto mais distante dos limites teóricos impostos ao problema do curto prazo, mais a estocasticidade se faz presente, sendo pertinente sua ponderação no modelo a ser avaliado. Quando considerada a estocasticidade no problema a curto prazo, o método mais avaliado para resolução geralmente envolve programação dinâmica (LYRA; FERREIRA, 1995) (WANG, 2009). Normalmente, a incerteza é representada por cenários, onde cada cenário é uma percepção da incerteza (SÉGUIN et al., 2017). Em Díaz, Wilhelmi e Arvalo (2010) é proposto um modelo de programação dinâmica para resolver o problema de planejamento a curto prazo que tem como objetivo maximizar a receita obtida com a venda de energia. O problema definido é não linear e não côncavo, em que a função de geração é definida em função do volume e da vazão turbinada. É resolvido o problema de *unit commitment* definindo a cada período o número de unidades em operação e a potência gerada por cada unidade.

Outro trabalho que aborda a estocasticidade no problema a curto prazo é (SÉGUIN et al., 2017). Nesse trabalho é apresentada uma formulação mono-objetivo não linear que considera a estocasticidade das entradas a partir de uma árvore de cenários. O objetivo consiste em maximizar a potência gerada, em que a eficiência do gerador foi descrita como dependente apenas da vazão turbinada, e a altura de queda líquida, considera o volume e a defluência da usina. Foi utilizada programação dinâmica para solução do problema a curto prazo dado as incertezas quanto a vazões naturais.

Os objetivos do problema de planejamento hidrotérmico se baseiam, de forma geral, em aproveitar ao máximo o recurso hídrico para minimizar o complemento com energia térmica. Os objetivos compreendem: diminuir o déficit entre geração hídrica e demanda (GAGNON et al., 1974), maximizar o volume armazenado nos reservatórios (GUEDES et al., 2017), maximizar a receita obtida com a venda da energia (LIMA et al., 2013) (TONG; ZHAI; GUAN, 2013), diminuir o custo de complementação térmica, entre outros, que são propostas de forma independente, através de uma formulação mono-objetivo, ou com mais de um dos objetivos citados, sendo assim, uma formulação multiobjetivo.

Com a grande complexidade devido apenas a consideração do problema não linear com mais de um objetivo, acrescido do grande número de variáveis relacionada a resolução do problema de *unit commitment*, o grande empecilho para utilização de técnicas clássicas de programação linear e não linear está relacionado ao tempo para resolução do problema (CATALÃO et al., 2009). No Brasil, onde tem-se um apresentando um sistema composto por um grande número de usinas que utilizam a mesma bacia hidrográfica, a resolução através de tais técnicas torna-se quase impraticável, dado que para o problema de curto-prazo a resposta precisa ser rápida o suficiente para programação da operação.

Considerando esse contexto, a utilização de heurísticas e meta-heurísticas vem sendo amplamente abordada nas últimas décadas. Estas alcançam boa qualidade de solução em tempo computacional razoável.

A grande dificuldade para utilização das meta-heurísticas está na característica multimodal do problema, onde há a presença de vários ótimos locais que podem levar a convergência para uma solução distante da ótima. Com isso faz-se necessário construir estratégias de forma a sair de ótimos locais. Dessa forma, adaptações de algoritmos evolutivos clássicos têm sido amplamente propostas. Entre as meta-heurísticas mais abordadas na literatura e suas variações destacam-se: Evolução Diferencial (DE) (QIN et al., 2010) (FANG et al., 2014), Otimização por Enxame de Partículas (ONP) (FAKHAR et al., 2015) (ZHANG et al., 2016) e Algoritmo Genético (AG) (FRANÇA, 2010). Em Leite, Carneiro e Carvalho (2002) o AG foi utilizado para resolver o problema a curto prazo através de uma formulação mono-objetivo que busca reduzir o custo com a complementação da energia pelas termelétricas. Foi proposta uma formulação não linear, com as afluências naturais consideradas determinísticas.

Em Qin et al. (2010) é proposto uma formulação não linear multiobjetivo (MOPNL) que busca reduzir o custo com combustível e a emissão de gases poluentes das termelétricas. O método utilizado é uma derivação do algoritmo evolução diferencial, denominado evolução diferencial com mutação adaptativa de Cauchy. A mutação proposta busca impedir a rápida convergência e garantir a diversidade da solução. Sua formulação considera a não linearidade na função objetivo e as vazões e demanda foram definidas como determinísticas.

Outra consideração pouco abordada na literatura para solução do problema é a utilização de heurísticas e regras para a ótima operação dos reservatórios no problema a curto prazo. Essas, por sua vez, demandam uma intimidade maior com o problema, de forma que a solução encontrada represente de fato uma boa solução para tal problema. Essas se baseiam em simulações e observações das características do sistema, e assim, definem estratégias que tendem a levar de forma mais rápida a uma aproximação da solução ótima do problema. Em Lund e Guzman (1999) são definidas políticas para operação dos reservatórios de um sistema de usinas em cascata, que consistem em um conjunto de regras que definem prioridades para utilização do recurso hídrico em cada usina desse sistema. Essas regras levam em consideração o objetivo desejado (por exemplo: máxima produção ou armazenamento), estação do ano (enchimento ou esgotamento), posição da usina e as características da usina (eficiência e capacidade do reservatório) e tem como objetivo levar o sistema ao ponto ótimo de operação. São definidas políticas de operação tanto para a operação em tempo real quanto para planejamento de longo prazo, levando em conta as particularidades de cada horizonte de planejamento na construção das regras.

Em XIE et al. (2012) as regras para planejamento da operação dos reservatórios são construídas a partir da análise e processamento das descargas diárias de três anos típicos e de um grande número de simulações de descargas diárias. A análise e processamento são realizados usando um algoritmo de otimização progressiva combinado com o algoritmo algoritmo genético de forma a obter a descarga ótima diária correspondente. Esses resultados ótimos são resumidos de forma estatística e as regras sob diferentes condições são obtidas na forma de experiência.

Este trabalho apresenta uma formulação não linear multiobjetivo determinística para o problema de planejamento da operação a curto prazo, que busca maximizar o armazenamento de água nos reservatórios e minimizar o custo com complementação térmica de forma simultânea. Para isso, propõe uma heurística baseada em regras que definem a política de utilização do recurso de cada usina do sistema em cascata, e assim, apresentar um conjunto de possíveis soluções no qual a tomada de decisão poderá ser tomada pelo operador, levando em conta o planejamento a médio prazo do problema de planejamento.

A Tabela 3 apresenta um resumo da revisão da literatura. A segunda coluna “Modelo” mostra o modelo considerado na formulação do problema. A coluna “Afluências” indica se a afluência natural foi tratada como estocástica (estoc.) ou determinística (det.). Em “Nível” são descritas as variáveis utilizadas para cálculo da altura de queda líquida. A coluna “Regras” indica se a referência faz uso de regras para ótima operação dos reservatórios. A última coluna “Método” apresenta a técnica de otimização utilizada para resolução.

Tabela 3 – Revisão Bibliográfica

Artigo	Modelo	Afluências	Nível	Regras	Método
Gagnon et al. (1974)	PNL	det.	V	Não	Gradiente
Rosenthal (1981)	PNL	det.	$V, Q_T, Q_V$	Não	Fluxo de Rede
Sjølvgren et al. (1983)	PNL	det.	$V, Q_T$	Não	Fluxo de Rede
Grygier e Stedinger (1985)	PNL	det.	V	Não	SLP/PD
Shaw, Gendron e Bertsekas (1985)	PNLIM	det	-	Não	Newton
Pereira e Pinto (1985)	PNL	estoc.	-	Não	Benders
Pereira (1989)	PL	estoc.	-	Não	SDDP
Tejada-Guibert, Stedinger e Staschus (1990)	PNL	det.	V	Não	Gradiente
Carneiro, Soares e Bond (1990)	PNL	det	$V, Q_T$	Não	Fluxo de Rede
Soares e Carneiro (1991)	PNL	det.	$V, Q_T$	Não	Fluxo de Rede
Chanfehiti e Terrell (1993)	PNL	det.	$V, Q_T, Q_V$	Sim	SDP
Nabona (1993)	PNL	estoc.	V	-	Fluxo de Rede
Soares e Carneiro (1993)	PNL	det.	$V, Q_T, Q_V$	Sim	SDP
Franco (1993)	MOPNL	det.	$V, Q_T, Q_V$	Não	Fluxo de Rede

Sylla (1994)	PNL	det.	$V, Q_T$	Não	Lagrange
Junior (1994)	PNL	estoc.	$V$	Sim	PD
Jacobs et al. (1995)	PL	estoc.	-	Não	Benders
Lyra e Ferreira (1995)	MOPNL	det.	$V, Q_T, Q_V$	Sim	PD
Oliveira e Soares (1995)	PNL	det.	$V, Q_T, Q_V$	Não	Fluxo de Rede
Escudero et al. (1995)	PNL	estoc.	$V$	Não	Lagrange
Morton (1996)	PL	estoc.	-	Não	Benders
Nilsson e Sjelvgren (1996)	PNLIM	det.	$V, Q_T$	Não	PD/Lagrange
Dantzig e Infanger (1997)	PL	estoc.	$V$	Não	Benders
Cicogna (1999)	PNL	det.	$V, Q_T, Q_V$	Não	Fluxo de Rede
Encina (1999)	PNL	det.	$V, Q_T$	Não	PD
Huang (2001)	PNL	det.	$V$	Não	Col. Formigas
Leite, Carneiro e Carvalho (2002)	PNL	det.	$V, Q_T$	Não	AG
Barros et al. (2003)	MOPNL	det.	$V, Q_T, Q_V$	Não	SLP
Mantawy, Soliman e El-Hawary (2003)	PNL	det.	$V$	Não	PD
Silva e Finardi (2003)	PL	estoc.	-	Não	SDDP
Finardi e Silva (2005)	PNLIM	det.	$V, Q_T, Q_V$	Não	B&B/Gradiente
Reddy e Kumar (2006)	MOPNL	det.	$V$	Não	AG
Santos e Diniz (2009)	PL	estoc.	$V, Q_T, Q_V$	Não	PH
Wang (2009)	PNLIM	det.	$V, Q_T$	Não	PD
Catalão et al. (2009)	PNP	det.	$V, Q_T, Q_V$	Não	PQ
Díaz, Wilhelmi e Arvalo (2010)	PNLIM	det.	$V, Q_T, Q_V$	Não	PD
Qin et al. (2010)	MOPNL	det.	-	Não	DE
Yuan et al. (2010)	PNL	det.	$V, Q_T$	Não	PQS/AC
Fu et al. (2011)	PNL	esto.	$V, Q_T$	Não	ONP
Pousinho, Mendes e Catalão (2012)	PNLIM	det.	$V, Q_T$	Não	PQ
XIE et al. (2012)	PNL	det.	-	Sim	AG/POA
Cerisola, Latorre e Ramos (2012)	PNL	estoc.	$V, Q_T, Q_V$	-	SDDP
Gonçalves, Finardi e Silva (2012)	PNL	estoc.	$V, Q_T, Q_V$	Não	PH
Lima et al. (2013)	PNLIM	det.	$V, Q_T, Q_V$	Não	B&B
Zhang et al. (2013)	MOPNL	det.	$V, Q_T$	Não	DE
Tong, Zhai e Guan (2013)	PLIM	estoc.	$V$	Não	B&B
Li et al. (2014)	PNL	det.	$V, Q_T$	Não	PDD
Martins, Azevedo e Soares (2014)	PL	det.	$V, Q_T$	Não	Pontos Interiores
Tian et al. (2014)	MOPNL	det.	$V, Q_T$	Não	NSGSA-CM
Ge et al. (2014)	PLIM	-	-	Não	CPLEX Soft.
He et al. (2014)	PL	det.	-	Não	CDE
Fang et al. (2014)	PNL	det.	-	Não	RCAG/AFSA
Carpentier, Gendreau e Bastin (2015)	PL	estoc.	$V, Q_T$	Não	Benders
Fakhar et al. (2015)	PNL	det.	-	Não	ONP

Vieira et al. (2015)	PNL	det.	V	Não	Elipsoidal
Belsnes et al. (2016)	PNL	esto.	V	Não	PLS
Guedes et al. (2017)	PLIM	det.	$V, Q_T, Q_V$	Não	B&B
Séguin et al. (2017)	PNLIM	estoc.	$V, Q_T, Q_V$	Não	PD
Proposto	PNLIM	det.	$V, Q_T, Q_V$	Sim	Heurística

### 1.3 Contribuições do Trabalho

Visando contribuir para construção de uma heurística dedicada à resolver o problema de planejamento a curto prazo de sistemas hidrotérmicos, podem ser destacados neste trabalho:

- (i) A construção de uma formulação multiobjetivo do problema, considerando as principais características do problema a curto prazo: efeito do nível do reservatório, efeito do canal de fuga, tempo de deslocamento da água entre usinas, eficiência dos geradores (curva colina), entre outros.
- (ii) Abordagem de políticas que levam a ótima operação dos reservatórios no problema a curto prazo para determinar um conjunto de regras e, assim, ordenar o despacho de máquinas.
- (iii) Estratégias para despacho ótimo pelas usinas hidrelétricas considerando a classificação da usina como: usinas com reservatório e usinas sem reservatório.

### 1.4 Organização do Trabalho

No capítulo 1 foi apresentado uma discussão sobre o problema, expondo as principais dificuldades impostas ao problema de planejamento da operação a curto prazo, assim como as metodologias propostas na literatura para solução deste problema.

No capítulo 2 é apresentada a função que representa a geração pelas hidrelétricas e o custo pelas termelétricas e, assim, é formulado o problema de otimização a partir de um modelo de programação não linear inteira mista, que considera as principais características do problema a curto prazo.

No capítulo 3 é apresentado o passo a passo da construção de uma proposta de heurística desenvolvida para resolução do problema em questão.

No capítulo 4 são ilustrados os resultados obtidos a partir da aplicação da heurística desenvolvida a estudos de casos, que correspondem a realidade do problema a curto prazo, obtidos através das referências no planejamento da operação (ONS e software Hydrolab).

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões e recomendações levantadas a partir dos resultados obtidos e expostos no capítulo 4.

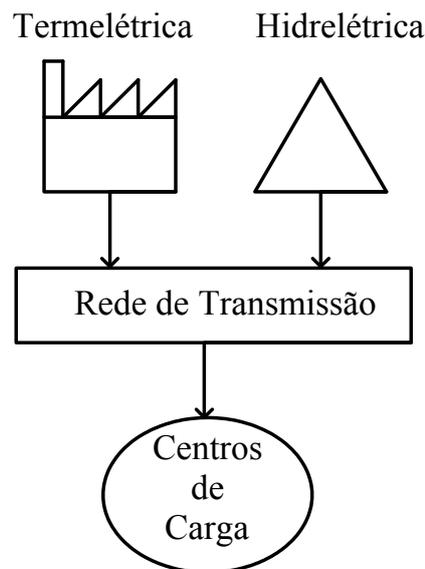
## 2 Sistema Hidrotérmico de Geração

Um sistema hidrotérmico é composto por um conjunto de usinas hidrelétricas e usinas termelétricas que devem satisfazer de maneira econômica e confiável a demanda imposta pelos consumidores.

No Brasil, as usinas hidrelétricas representam a maior parcela de geração do sistema hidrotérmico, justificado pelo baixo custo de produção e disponibilidade do recurso hídrico. Isso significa que a prioridade de geração será sempre que possível hidráulica, sendo então a geração térmica usada como uma fonte complementar, de forma a manter a confiabilidade do sistema, pois frente as hidrelétricas, possui um alto custo de produção.

A Figura 2 ilustra um sistema hidrotérmico:

Figura 2 – Representação de um Sistema Hidrotérmico



Considerando a representatividade das hidrelétricas no cenário nacional, faz-se necessário um maior detalhamento dos componentes e variáveis envolvidas em seu processo de geração. Para as hidrelétricas, a função de maior importância é dada pela função de geração. As térmicas usadas de forma complementar têm como função de maior relevância o custo de produção, que tem sua maior parcela dada pelo preço do material combustível utilizado. As principais funções, componentes e variáveis envolvidas na geração hidráulica e térmica são apresentadas nas seções 2.1 e 2.2 respectivamente. Nas seções seguintes é apresentado o modelo hidrotérmico proposto com os objetivos e restrições do problema.

## 2.1 Usina Hidrelétrica

O processo de geração hidráulico consiste no aproveitamento da energia potencial da água armazenada em reservatórios. Primeiramente, a energia potencial da água é transformada em energia mecânica ao passar pelas turbinas do gerador. A energia mecânica é transferida ao eixo do gerador que, por sua vez, transforma a energia mecânica em energia elétrica. Esta energia elétrica passa por uma subestação elevadora de tensão e assim é injetada no sistema de transmissão que leva a energia até os consumidores. Nesta seção, serão apresentados os principais componentes do sistema de geração hidráulica e, na sequência, será proposto o modelo para resolução do problema de planejamento da operação.

Os principais componentes de uma usina hidrelétrica são: a barragem, que é responsável pela formação do reservatório; admissão e condutos forçados, que conduzem a água até a casa de máquinas; a casa de máquinas, onde a energia cinética é transformada em energia elétrica; vertedouro, por onde a água pode ser liberada sem passar pelas turbinas do gerador; e o canal de fuga, por onde o montante de água liberado pela usina é novamente conduzido ao rio. A Figura 3 ilustra os principais componentes de uma usina hidrelétrica.

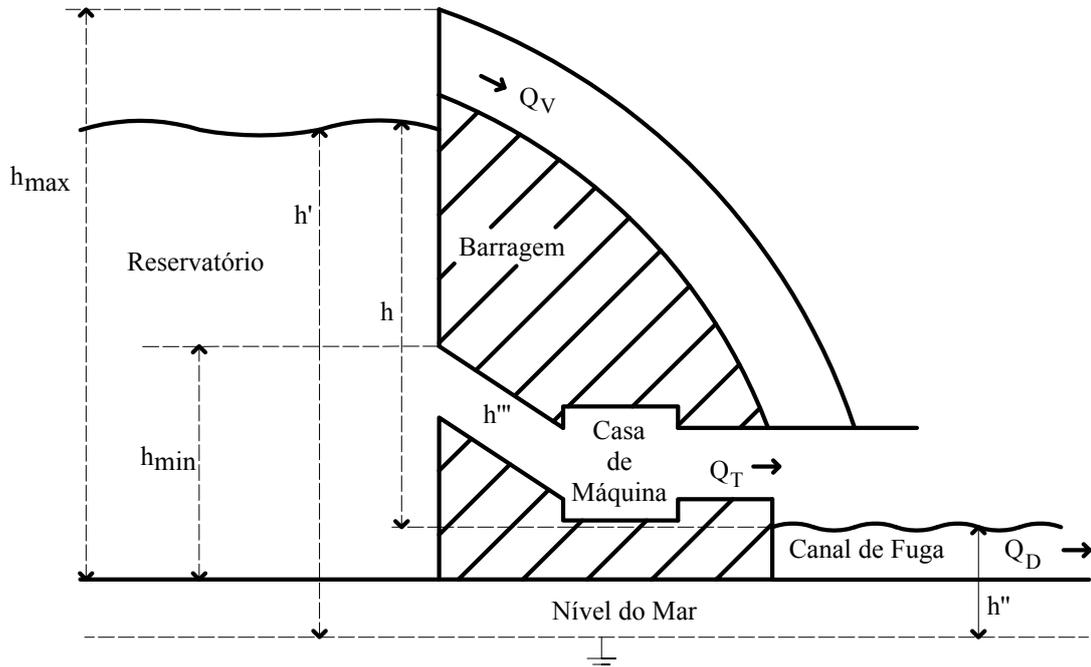
Figura 3 – Usina Hidrelétrica de São Simão



Fonte: (Governo do Brasil, 2018)

A partir da ilustração de uma usina real apresentada na Figura 3, um modelo equivalente de uma usina hidrelétrica é apresentado na Figura 4. Neste modelo são representados os principais componentes e variáveis relacionadas ao problema de planejamento da operação.

Figura 4 – Representação de uma Usina Hidrelétrica



As variáveis apresentadas na Figura 4 correspondem a:

- $Q_T$  - vazão turbinada ( $\text{m}^3/\text{s}$ );
- $Q_V$  - vazão vertida ( $\text{m}^3/\text{s}$ );
- $Q_D$  - vazão defluída ( $\text{m}^3/\text{s}$ );
- $h'$  - cota nível do reservatório (m);
- $h''$  - cota nível do canal de fuga (m);
- $h'''$  - altura de perdas hidráulicas (m);
- $h$  - altura de queda líquida (m);
- $h_{\min}$  - altura mínima do reservatório (m);
- $h_{\max}$  - altura máximo do reservatório (m);

A vazão turbinada  $Q_T$  é o montante de água que atravessa as turbinas do gerador, e assim produz energia elétrica. A vazão vertida  $Q_V$  é aquela que é despejada no canal de fuga sem passar pelas turbinas, sendo assim, esta não gera energia. O vertimento normalmente se dá quando o reservatório está em sua capacidade máxima de armazenamento e a capacidade de turbinamento da usina é inferior as suas afluições. A vazão defluída  $Q_D$  corresponde a soma das vazões turbinadas e vertidas que é despejada no canal de fuga. Para estas variáveis são praticadas as unidades ( $\text{m}^3/\text{s}$ ).

O nível do reservatório é definido a partir de uma função que mapeia e determina o nível do reservatório em função do volume armazenado  $h'(V)$ . O nível do canal de fuga  $h''$  pode ser definido em função da vazão turbinada  $h''(Q_T)$ , quando o vertimento ocorre distante do canal de fuga, ou em função da vazão defluída  $h''(Q_T, Q_V)$ , quando o vertimento ocorre próximo ao canal de fuga (GUEDES, 2016). A função que representa  $h'(V)$  e  $h''(Q_T, Q_V)$  pode ser expressa por uma função exponencial ou polinomial (ENCIMA, 1999). Normalmente, utilizam-se funções polinomiais para representação destas funções, sendo o metro (m) a unidade adotada para altura .

A perda hidráulica  $h'''$  é ocasionada pelo atrito da água com as paredes da tubulação. Dessa forma, estas perdas dependem tanto do material utilizado na fabricação da tubulação, assim como das características construtivas do sistema de admissão, que leva a água até a casa de máquinas, como: diâmetro, comprimento e curvas. As perdas podem ser expressas em função da vazão turbinada (ENCIMA, 1999) ou definida como constante (VIEIRA et al., 2015), sendo aplicado o metro (m) como unidade.

Definido  $h'$ ,  $h''$ ,  $h'''$  e conforme ilustrado na Figura 4, a altura de queda líquida  $h$  pode ser dada pela diferença entre  $h'$  e o nível do canal de fuga  $h''$ , subtraído as perdas hidráulicas  $h'''$ .

A altura mínima  $h_{\min}$  pode ser descrita como um função do volume mínimo  $h_{\min}(V_{\min})$ , em que o volume  $V_{\min}$  corresponde a menor quantidade de volume armazenado capaz de produzir energia elétrica. A altura máxima  $h_{\max}$  pode ser descrita como uma função do volume máximo  $h_{\max}(V_{\max})$ , em que o volume  $V_{\max}$  corresponde ao maior valor que pode ser armazenado no reservatório, sendo limitado pela capacidade da barragem. As unidades usuais de volume mínimo e máximo são o  $m^3$ .

Estabelecida as variáveis relacionadas as usinas hidrelétricas, antes de apresentar o modelo geral para o problema hidrotérmico, faz-se necessário o conhecimento das variáveis relacionadas as usinas termelétricas. A seção 2.2 apresenta as usinas termelétricas e as principais variáveis envolvidas.

## 2.2 Usina Térmica

O método de geração de energia elétrica através das termelétricas se dá pela transformação da energia térmica. No processo, primeiramente a água é aquecida até se transformar em vapor. O vapor é conduzido em alta pressão até as turbinas do gerador, obtendo potência mecânica e, posteriormente, de forma similar às hidrelétricas, o gerador transforma energia mecânica em elétrica (JUNIOR, 1994).

As usinas termelétricas podem ser classificadas como convencionais ou nucleares. Nas usinas convencionais, o aquecimento da água se dá pela queima de combustíveis fósseis, como: carvão, óleo combustível, gás natural e biomassa. Nas usinas nucleares, a geração de calor se dá através da fissão nuclear do átomo, como: urânio natural ou enriquecido (GOMIDES, 2012).

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), no ano de 2017 as usinas convencionais representavam 21,9% da capacidade instalada de geração de energia do SIN, enquanto as usinas nucleares somaram apenas 1,3% da capacidade nacional de geração (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2018). Mesmo representando no total 23,2% da capacidade instalada do SIN, devido ao custo de geração, a participação das termelétricas no despacho de energia do SIN de janeiro de 2017 a dezembro de 2017 foi de apenas 18,8% (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2018).

Conforme descrito na seção 2.1, para as usinas hidrelétricas a função de maior interesse é a que descreve a geração de uma unidade hidráulica, visto que o objetivo é levar a geração hidráulica a melhor eficiência, de forma a reduzir a complementação pelas termelétricas. Para as termelétricas, o maior interesse está relacionado a função de custo. Os custos da geração térmica predominam no custo de operação do sistema hidrotérmico, dado o alto custo dos combustíveis associados a geração térmica, frente a um custo de combustível nulo das hidrelétricas (JUNIOR, 1994).

O custo total de operação de uma usina termelétrica é dado pelos custos operacionais somados ao custo do combustível. O custo operacional geralmente é tratado como fixo, sendo o preço do combustível a parcela mais significativa do custo total de operação. Dessa forma, dado que o custo do combustível é nulo para as usinas hidrelétricas, o custo do planejamento hidrotérmico está associado ao custo da complementação térmica, que por sua vez é associada ao preço do combustível (GOMIDES, 2012).

O custo total de operação pode ser modelado como uma função crescente e convexa, em que uma função polinomial de ordem dois ou três pode ser utilizada para representação do custo (GOMIDES, 2012). Outra forma de determinar o custo total é através do Custo Variável Unitário (CVU). O CVU corresponde a soma do custo do combustível e dos custos de manutenção e operação da usina, dado em  $R\$/MWh$  (Empresa de Pesquisa

Energética - EPE, 2017). Assim, o custo total pode ser representado pela relação geração  $\times$  custo unitário.

Na consideração de apenas uma usina térmica com determinado valor de CVU, percebe-se que a função de custo seria uma função linear. Entretanto, o sistema aqui considerado aborda um parque termelétrico onde várias usinas com valores distintos de custo podem fornecer a complementação térmica necessária. Desta forma, o custo do despacho térmico pode ser considerado linear por partes, onde cada uma das retas seria referente a uma usina, ou uma aproximação desta reta por uma função polinomial.

Assim, o custo da geração térmica pode ser definido por:

$$C = f(P_{Ter}) \quad (2.1)$$

onde a variável do problema térmico  $P_{Ter}$  representa a potência térmica gerada, e  $f(P_{Ter})$  a função que define o custo em função da demanda. Essa função foi aproximada por uma função polinomial de ordem dois, em que as usinas térmicas foram agregadas a função de custo do menor para o maior valor de CVU. A obtenção da função  $f(P_{Ter})$  é explicada em detalhes no capítulo 3.

## 2.3 Modelagem do Problema

Conhecidas as variáveis que descrevem os objetivos quanto a geração hidráulica e térmica, a modelagem do problema de planejamento hidrotérmico pode então ser proposta. O modelo consiste em uma formulação multiobjetivo do problema, em que a interação dos problemas hidráulico e térmico se dá pela complementação térmica de toda demanda não atendida pelas usinas hidrelétricas.

A modelagem do problema é continuação do trabalho: *Uma Formulação para o Problema de Planejamento de Usinas Hidrelétricas a Curto Prazo* (FREITAS; LISBOA; SALDANHA, 2018), apresentado no XXII Congresso Brasileiro de Automática (CBA), João Pessoa-PB.

### 2.3.1 Função de Geração Hidráulica

A principal função que modela o problema de planejamento da operação é a função de geração. Esta, de forma direta ou indireta, quantifica o objetivo do problema. A função de geração é definida como a energia produzida por unidade de tempo por uma unidade geradora e pode ser descrita pela seguinte expressão (ENCIMA, 1999) :

$$P = g\rho\eta_t\eta_g hQ_T \quad (2.2)$$

onde  $g$  é a aceleração da gravidade ( $\text{m/s}^2$ ),  $\rho$  é a densidade da água ( $\text{kg/m}^3$ ),  $\eta_t$  é a eficiência da turbina (%),  $\eta_g$  é a eficiência do gerador (%),  $h$  é a altura de queda líquida (m) e  $Q_T$  é a vazão turbinada ( $\text{m}^3/\text{s}$ ).

Os parâmetros aceleração da gravidade  $g$  e a densidade da água  $\rho$  são constantes. Dessa forma, podem ser reescritas como uma única constante  $k$ .

O rendimento da turbina e do gerador são normalmente descritos em função do produto  $\eta_t \times \eta_g$ . Este rendimento é uma função não linear que depende da altura de queda líquida e da vazão turbinada, sendo conhecido como curva colina (GUEDES; D.A.G.VIEIRA; SALDANHA, 2015):

$$\eta = \eta_t \eta_g \quad (2.3)$$

Conforme descrito na seção 2.1, a altura de queda líquida corresponde a diferença entre o nível do reservatório e o canal de fuga, subtraído as perdas hidráulicas. Desta forma, reescrevendo em função das variáveis associadas a cada função, tem-se:

$$h = h'(V) - h''(Q_T, Q_V) - h''' \quad (2.4)$$

onde  $h'(V)$  e  $h''(Q_T, Q_V)$  podem ser representadas por funções polinomiais de ordem quatro, denominadas polinômio cota volume (PCV) e polinômio cota defluência (PCD), respectivamente (GOMIDES, 2012). Assim, tem-se:

$$h'(V) = a_0 + a_1V + a_2V^2 + a_3V^3 + a_4V^4 \quad (2.5)$$

$$h''(Q_T, Q_V) = b_0 + b_1(Q_T + Q_V) + b_2(Q_T + Q_V)^2 + b_3(Q_T + Q_V)^3 + b_4(Q_T + Q_V)^4 \quad (2.6)$$

Na equação 2.6, quando o vertimento ocorrer distante do ponto de descarga da usina, a vazão vertida  $Q_V$  pode ser desconsiderada e, assim, o nível do reservatório será uma função dependente apenas da vazão turbinada (GUEDES, 2016).

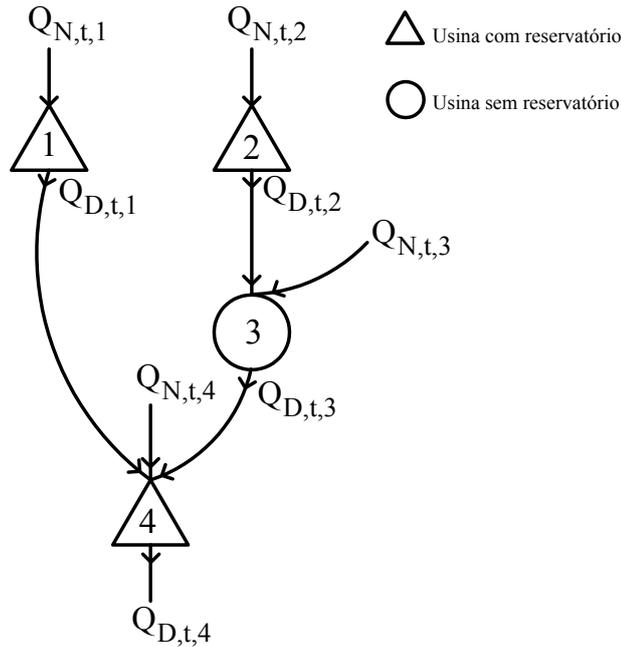
A altura de perdas hidráulicas  $h'''$  pode ser definida constante, determinada a partir das características construtivas do sistema de admissão (GUEDES et al., 2017) (VIEIRA et al., 2015).

$$P = k\eta(h, Q_T)(h'(V) - h''(Q_T, Q_V) - h''')Q_T \quad (2.7)$$

### 2.3.2 Sistema em Cascata

O sistema brasileiro é composto por um grande número de usinas hidrelétricas que utilizam a mesma bacia hidrográfica. Desta forma, as decisões de geração afetam a capacidade de atendimento a demandas futuras das usinas situadas à jusante (ZAMBON, 2008). A Figura 5 ilustra o acoplamento hidráulico de um sistema em cascata.

Figura 5 – Sistema em Cascata



Para obter as equações que descrevem o sistema em cascata é preciso primeiramente ter o conhecimento da classificação da usina quanto a capacidade ou não de armazenamento de água. Estas podem ser de compensação (usinas fio d'água) ou de acumulação, conhecidas como usinas com reservatório.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2018), as usinas classificadas como fio d'água possuem reservatórios com nenhuma ou pouca capacidade de armazenamento, suficiente apenas para uma regularização de até uma semana. Esta é fortemente dependente dos fatores climático, ou seja, as variações das afluições ao longo do ano afeta sua capacidade de geração. Desta forma, em tempos de poucas vazões, podem-se fazer necessárias formas complementares de energia para compensação. Por outro lado, estas causam menos impactos ambientais, já que as áreas alagadas têm proporções menores. Na Figura 5 a usina 2 representa uma usina fio d'água.

As usinas que possuem capacidade de regularização ao longo de anos são conhecidas como usinas com reservatório. Estas usinas são capazes de armazenar um grande volume de água, podendo assim, prover a regularização do rio ao longo dos anos. Desta forma, essas usinas sofrem menos com os fatores climáticos quanto a geração de energia, entre-

tanto, causam maiores impactos ambientais já que a área inundada é proporcional a sua capacidade de armazenamento.

Primeiramente, considerando uma usina do tipo fio d'água e com um tempo de deslocamento nulo entre o sistema em cascata. Sem capacidade de armazenamento, todo montante de água decorrente das vazões naturais  $Q_N$  mais as defluências das usinas à montante da usina  $i$  devem ser defluída pela mesma. Desta forma, tem-se:

$$Q_{D,t,i} - \sum_{\Omega_i} Q_{D,t,i} = Q_{N,t,i} \quad (2.8)$$

onde  $\Omega_i$  corresponde ao conjunto de usinas que estão imediatamente acima da usina  $i$  e a vazão defluída  $Q_D$  corresponde a soma das vazões turbinas  $Q_T$  e vertidas  $Q_V$ , ou seja:

$$Q_{D,t,i} = Q_{T,t,i} + Q_{V,t,i} \quad (2.9)$$

No caso de usinas com reservatórios, as afluições não necessariamente precisam ser defluídas. Respeitando o limite do reservatório, estas podem ser armazenadas. Com isso, para usinas com reservatório, tem-se:

$$\frac{1}{\Delta t}(V_{t,i} - V_{t-1,i}) + Q_{D,t,i} - \sum_{\Omega_i} Q_{D,t,i} = Q_{N,t,i} \quad (2.10)$$

onde  $Q_{N,t,i}$  corresponde a vazão natural de entrada no instante  $t$  na planta  $i$  e  $\Delta t$  é definido pelo intervalo  $[t-1,t]$ .

A apresentação do sistema em cascata é importante para compreender os objetivos propostos na seção a seguir (2.3.3). Para completar as equações que descrevem o sistema em cascata, equações [2.8](#) e [2.10](#), deve-se ainda considerar o tempo de deslocamento da água entre as usinas. Esse detalhe será apresentado na seção 2.3.7.

### 2.3.3 Objetivos

A formulação multiobjetivo do problema de planejamento da operação busca garantir a manutenção no nível dos reservatórios e reduzir o custo com a geração complementar de energia. Estes objetivos são apresentados a seguir.

#### 2.3.3.1 Volume dos Reservatórios

A primeira função objetivo busca maximizar o volume de água armazenado nos reservatórios das hidrelétricas. Para isso, deve-se somar o volume acumulado  $V_T$  de todas as usinas hidrelétricas com reservatório do sistema, considerando a diferença entre volume inicial e o volume no instante final do horizonte de planejamento.

Assim, o objetivo pode ser expresso por:

$$\max \sum_{i=1}^{n_u} V_{T,i} \quad (2.11)$$

onde  $V_{T,i}$  representa o volume acumulado no reservatório da usina  $i$  no final do horizonte de planejamento  $T$ . Por exemplo: dado um problema de planejamento diário, com  $T=24$  horas e discretizado em subintervalos  $t$  de 1h, a função corresponde a diferença entre  $V_1$  e  $V_T$ .

### 2.3.3.2 Custo da Geração Complementar

A ótima operação de um sistema elétrico além de atender a demanda em cada intervalo de tempo  $t$  com o menor custo possível, deve garantir a confiabilidade da operação do sistema elétrico, que pode ser definida pela capacidade de atendimento as demandas imediatadas e futuras pelas hidrelétricas. Para garantir a confiabilidade, faz-se necessário formas complementares de energia para garantir a manutenção dos níveis dos reservatórios e assim a confiabilidade da operação. As unidades térmicas são usualmente utilizadas como forma complementar, onde o custo do combustível (carvão, óleo combustível, gás natural, etc.) tem o fator mais expressivo no custo de operação (FANG et al., 2014).

Em um sistema hidrotérmico, o montante de energia complementar necessário é dado pela diferença entre a demanda  $D_t$  e a geração pelas hidrelétricas  $P_{H,t}$ , ou seja:

$$P_{Ter,t} = \begin{cases} D_t - P_{H,t} & \text{se } D_t \geq P_{H,t} \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2.12)$$

Assim, o custo da geração térmica em um determinado instante pode ser definido por:

$$C_t = f(P_{Ter,t}) \quad (2.13)$$

onde  $P_{Ter,t}$  é o montante de geração térmica no período  $t$ , e  $f_t$  é a função de custo da geração térmica.

O modelo proposto leva em consideração um parque termelétrico. Desta forma, a potência térmica necessária para complementação deverá ser distribuída entre as usinas térmicas, onde o custo total pode ser dado por:

$$C_t(P_{ter}) = \sum_{m=1}^{n_T} c_m(P_{Ter,t,m}) \quad (2.14)$$

onde  $c_m$  é o custo de geração da termelétrica  $m$  e  $P_{Ter,t,m}$  é a geração da térmica da usina  $m$ .

O custo  $c_m$  foi definido como o CVU. O Custo Variável Unitário corresponde a soma do custo do combustível e custos de manutenção e operação da usina, dado em  $R\$/MWh$ . Desta forma, sendo o CVU constante para cada usina, o custo da geração de cada termelétrica será uma função linear. Assim, conhecida a demanda por potência térmica em cada instante de tempo  $t$ , o segundo objetivo consiste em determinar o custo mínimo de operação, obtido pela resolução do problema de Despacho Econômico Térmico (DET), dado por:

$$\min \sum_{m=1}^{n_T} \sum_{t=1}^T c_m(P_{Ter,t,m}) \quad (2.15)$$

sujeito a:

$$\sum_{m=1}^{n_T} P_{Ter,t,m} = P_{Ter,t} \quad (2.16)$$

$$P_{Ter\ min,m} \leq P_{Ter,t,m} \leq P_{Ter\ max,m} \quad (2.17)$$

onde  $P_{Ter\ min,m}$  é geração mínima da usina  $m$ , definida como nulo, e  $P_{Ter\ max,m}$  é a geração máxima da termelétrica  $m$ , definida pelos valores nominais de construção.

### 2.3.4 Restrição da Demanda

Em cada instante de tempo  $t$  a potência total gerada pelo conjunto de usinas hidrelétricas e térmicas tem que ser no mínimo equivalente a demanda de energia para este mesmo instante de tempo.

Uma usina hidrelétrica possui uma quantidade  $n_g$  de unidades geradoras. Sendo assim, o montante de potência produzido pela usina  $i$  no instante  $t$  é dado por:

$$P_{t,i} = \sum_{j=1}^{n_g} P_{t,i,j} \quad (2.18)$$

Assim, o balanço entre geração e demanda pode ser descrito da seguinte forma:

$$\sum_{i=1}^{n_u} P_{t,i} + \sum_{m=1}^{n_T} P_{Ter,t,m} = D_t \quad (2.19)$$

A interligação entre o planejamento térmico e elétrico é dado pela equação [2.19](#). O problema de geração hidráulico e térmico é na maioria das vezes tratado de forma independente, onde primeiro define-se o montante a ser atendido pelas térmicas e posteriormente resolve-se o problema hidráulico ([TOSCANO, 2009](#)). Aqui os dois são resolvidos de forma simultânea a partir de uma análise multiobjetivo.

O problema de despacho térmico pode ser totalmente definido pelas equações de 2.12 a 2.14 onde a complementação térmica pode ser dada pela equação 2.19. O problema hidrelétrica possui ainda uma série de restrições a serem atendidas que serão demonstradas a seguir. As restrições de 2.6 a 2.9 aplicam-se ao problema de planejamento hidrelétrico.

### 2.3.5 Restrição das Descargas

De forma a garantir a viabilidade da solução, a vazão vertida por uma planta  $i$  deve ser um número positivo, caso contrário, o vertimento se daria à montante, o que não seria tecnicamente possível. Desta forma, tem-se:

$$Q_{V,t,i} \geq 0 \quad (2.20)$$

Para alcançar a máxima potência mecânica, as turbinas são projetadas levando em conta valores mais frequentes esperados de altura de queda líquida e vazão turbinada (PASSOS, 2011). Desta forma, limitações quanto a vazão podem ser definidas levando em conta dados nominais de projeto, podendo ser escrita da forma:

$$Q_{T_{\min},i,j} \leq Q_{T,t,i,j} \leq Q_{T_{\max},i,j} \quad (2.21)$$

onde  $Q_{T_{\min},i,j}$  é a vazão turbinada mínima do gerador  $j$  da usina  $i$  e  $Q_{T_{\max},i,j}$  é a vazão turbinada máxima do gerador  $j$  da usina  $i$ .

A vazão turbinada máxima  $Q_{T_{\max}}$  descrita na equação 2.21 pode ser definida como sendo a vazão que leva a máxima potência gerada para um valor específico de queda líquida  $h_{i,j}$  (GUEDES et al., 2017), e pode ser definido pela seguinte relação:

$$Q_{T_{\max},i,j} = Q_{T_{\text{nom}},i,j} \left( \frac{h_{i,j}}{h_{\text{nom},i,j}} \right)^{\alpha_j} \quad (2.22)$$

onde  $Q_{T_{\text{nom}},i,j}$  é o valor nominal de vazão turbinada da unidade  $j$  da planta  $i$ ,  $h_{\text{nom},i,j}$  é o valor nominal de queda líquida da unidade  $j$  da planta  $i$ , e  $\alpha_j$  uma constante que depende do tipo da turbina, Pelton ou Kaplan, em que  $\alpha_j \in [-1, 1]$  (GUEDES et al., 2017).

A resolução do problema de *unit commitment* considerado neste modelo busca determinar as unidades geradoras em operação, assim como a potência fornecida por cada uma destas unidades. Para isso, uma variável binária  $z$  pode ser adicionada a equação 2.21, onde 0 indica que o gerador está desligado e 1 indica que o gerador está ativo. Nos casos em que as máquinas estão aptas a serem utilizadas, a resolução deve definir quais entrarão em operação de acordo com a demanda. Não obstante, a utilização desta variável binária atende ainda a outros dois fatores. O primeiro é a questão de disponibilidade das

máquinas devido a manutenções preventivas e corretivas. O segundo é a consideração de zonas de operação para as máquinas. Assim, reescrevendo a equação [2.21](#), temos:

$$z_{t,i,j}Q_{T\min,i,j} \leq Q_{T,t,i,j} \leq z_{t,i,j}Q_{T\max,i,j}, \quad \forall t, i, j \quad (2.23)$$

$$z_{t,i,j} \in \{0, 1\}, \quad \forall t, i, j \quad (2.24)$$

### 2.3.6 Restrição da Defluência

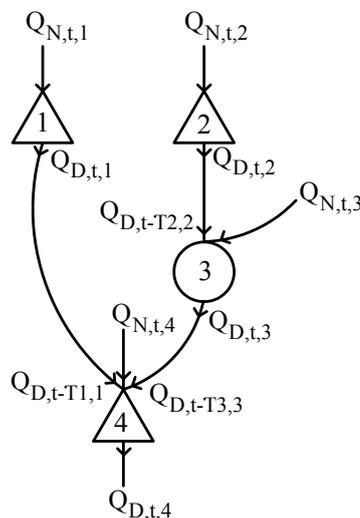
A utilização dos recursos hídricos pode ter outras finalidades além da geração de energia: abastecimento da população a jusante deste rio, irrigação, entre outros. Além disso, restrições ambientais para controle de cheias impõem limites para defluência mínima  $Q_{D,\min}$  de uma usina. Da mesma forma, de modo a manter o nível do canal de fuga e prevenir inundações deve ser assegurado um limite na defluência máxima  $Q_{D\max}$ .

$$Q_{D\min} \leq Q_{D,t,i} \leq Q_{D\max} \quad (2.25)$$

### 2.3.7 Balanço Hídrico

A equação de balanço hídrico busca equilibrar as afluições com montante turbinado e armazenado para o caso de usinas com reservatório. Nas equações [2.8](#) a [2.10](#) foram descritas o balanço para o caso em que o tempo de deslocamento foi considerado nulo. Entretanto, em sistemas reais esse tempo de deslocamento exerce influências significativas e assim deve ser considerado. A Figura [6](#) ilustra um instante de tempo  $t$  considerando um tempo de deslocamento  $\tau_{ij}$  entre a usina  $i$  e a usina à montante.

Figura 6 – Balanço Hídrico



Na Figura 6,  $Q_{D,t-\tau'_i,i}$  corresponde a vazão defluída pela usina  $i$  no instante de tempo  $t - \tau'_i$ . Assim para usina sem reservatório, têm-se:

$$\sum_{\Omega_i} Q_{D,t-\tau'_i,i} + Q_{N,t,i} - Q_{D,t,i} = 0 \quad (2.26)$$

E para as usina com reservatório têm-se:

$$\sum_{\Omega_i} Q_{D,t-\tau'_i,i} + Q_{N,t,i} - Q_{D,t,i} - \frac{1}{\Delta t}(V_{t,i} - V_{t-1,i}) = 0 \quad (2.27)$$

### 2.3.8 Restrição da Capacidade dos Reservatórios

O volume útil foi definido como todo volume capaz de produzir energia elétrica (Figura 4). Esse volume útil tem seus limites inferior e superior limitados pelo volume mínimo e máximo permitidos nos reservatórios. O volume mínimo é dado pelo menor valor tal que  $h(V_{\min})$  esteja acima do ponto de admissão de água da usina, e assim, consiga produzir energia. O volume máximo  $V_{\max}$  está limitado pela capacidade da barragem, sendo  $h(V_{\max})$  o maior nível suportado pelo reservatório, onde todo volume acima deverá ser obrigatoriamente vertido. Assim, os limites de volume mínimo e máximo podem ser descritos da forma:

$$V_{\min,i} \leq V_{t,i} \leq V_{\max,i} \quad (2.28)$$

A partir das equações de balanço hídrico, o incremento de volume pode ser determinado pela diferença entre o volume incremental devido as afluentes menos o volume defluído pela usina dentro do intervalo  $[t-1,t]$ . Assim, o volume em um instante  $t$  pode ser definido por:

$$V_{t,i} = V_{t-1,i} + \left( \sum_{\Omega_i} Q_{D,t-\tau'_i,i} + Q_{N,t,i} \right) \Delta t \quad (2.29)$$

Definidos os objetivos e as restrições do problema hidrotérmico, pode-se então formular o problema geral. Este é apresentado na seção 2.4.

## 2.4 Formulação do Problema

A partir das equações descritas na seção anterior, pode ser formulado o problema multiobjetivo para o planejamento a curto prazo da operação de um sistema em cascata de usinas hidrelétricas. Este consiste em maximizar o nível dos reservatórios e a geração de energia elétrica, simultaneamente. A formulação é dada por:

minimize

$$f_1 = - \sum_{i=1}^{n_u} V_{T,i} \quad (2.30)$$

$$f_2 = \sum_{m=1}^{n_T} \sum_{t=1}^T C_{t,m} \quad (2.31)$$

sujeito a:

$$P_{t,i} = \sum_{j=1}^{n_g} k\eta(h_{t,i}, Q_{T,t,i,j}) h_{t,i} Q_{T,t,i,j}, \quad \forall t, i \quad (2.32)$$

$$h_{t,i} = h'_{t,i}(V_{t,i}) - h''_{t,i}(Q_{T,t,i}, Q_{V,t,i}) - h'''_{t,i}, \quad \forall t, i \quad (2.33)$$

$$P_{t,i} = \sum_{j=1}^{n_g} P_{t,i,j} \quad (2.34)$$

$$\sum_{i=1}^{n_u} P_{t,i} + \sum_{m=1}^{n_T} P_{T\text{er},t,m} = D_t \quad \forall t \quad (2.35)$$

$$Q_{D,t,i} = \sum_{j=1}^{n_g} Q_{T,t,i,j} + Q_{V,t,i} \quad \forall t, i \quad (2.36)$$

$$z_{t,i,j} Q_{T\text{min},i,j} \leq Q_{T,t,i,j} \leq z_{t,i,j} Q_{T\text{max},i,j}, \quad \forall t, i, j \quad (2.37)$$

$$Q_{T\text{max},i,j} = Q_{T\text{non},i,j} \left( \frac{h_{i,j}}{h_{\text{non},i,j}} \right)^{\alpha_j} \quad \forall i, j \quad (2.38)$$

$$Q_{V,t,i} \geq 0 \quad \forall t, i \quad (2.39)$$

$$Q_{D\text{min}} \leq Q_{D,t,i} \leq Q_{D\text{max}} \quad \forall t, i \quad (2.40)$$

$$V_{\text{min},i} \leq V_{t,i} \leq V_{\text{max},i} \quad \forall t, i \quad (2.41)$$

$$V_{t,i} = V_{t-1,i} + \left( \sum_{\Omega_i} Q_{D,t-\tau'_i,i} + Q_{N,t,i} \right) \Delta t \quad \forall t, i \quad (2.42)$$

$$\sum_{\Omega_i} Q_{D,t-\tau'_i,i} + Q_{N,t,i} - Q_{D,t,i} - \frac{1}{\Delta t} (V_{t,i} - V_{t-1,i}) = 0 \quad \forall t, i \quad (2.43)$$

$$z_{t,i,j} \in \{0, 1\}, \quad \forall t, i, j \quad (2.44)$$

$$\sum_{m=1}^{n_T} P_{Ter,t,m} = P_{Ter,t} \quad \forall t, m \quad (2.45)$$

$$P_{Ter \min} \leq P_{Ter,t,m} \leq P_{Ter \max} \quad \forall t, m \quad (2.46)$$

As restrições de [2.32](#) a [2.44](#) são correspondentes às usinas hidrelétricas e as equações [2.45](#) e [2.46](#) são relacionadas as termelétricas. O modelo contém variáveis reais positivas  $Q_V$ ,  $Q_T$ , e variáveis inteiras  $z$ .

## 3 Construção da Heurística Proposta

No contexto geral, a estratégia proposta para resolução do problema de planejamento hidrotérmico busca a cada instante de tempo  $t$ , dentro do horizonte de planejamento  $T$ , definir o montante a ser produzido pelas usinas hidrelétricas e termelétricas, e levar cada um dos sistemas ao melhor aproveitamento de seu recurso, que corresponde ao máximo armazenamento e menor custo de operação, respectivamente.

A estratégia para definir a geração hidráulica e térmica a cada instante de tempo é baseada na capacidade mínima e máxima de geração hidráulica, que são as condições de contorno do problema hidrotérmico (esta é definida na seção 3.1). Com o conhecimento da capacidade mínima e máxima de geração hidráulica, uma análise multiobjetivo pode ser proposta. Assim, através destes limites e da consideração de valores intermediários para atendimento térmico e hidráulico, obtidos por uma simples interpolação linear, leva-se o sistema hidráulico ao máximo armazenamento e o sistema térmico ao menor custo para tais valores de atendimento, e assim constroem-se as soluções do problema.

O processo de resolução do problema hidrotérmico proposto pode ser descrito em quatro passos gerais. São estes:

1. Definição das condições de fronteira;
2. Definição da demanda a ser atendida pelas hidrelétricas e termelétricas;
3. Resolução do Despacho pelas Hidrelétricas;
4. Resolução do Despacho Térmico.

No passo 1, as condições de fronteira correspondem as soluções de máximo armazenamento ( $f_1$ ) e mínimo custo ( $f_2$ ). Estas duas soluções impõem os limites mínimo e máximo de geração hidráulica  $P_{H,t}$  para cada instante de tempo e, de forma complementar, definem a geração térmica  $P_{Ter,t}$ . No passo 2, a definição da demanda a ser atendida pelas hidrelétricas é definida por uma interpolação entre a mínima e máxima geração hidráulica, onde os  $m$  pontos avaliados constroem as soluções do problema. O terceiro passo leva o sistema hidráulico a sua máxima eficiência de geração a partir da demanda pré-definida a ser atendida por este, maximizando o volume armazenado. No passo 4, o despacho térmico leva ao menor custo de operação, definido pelo custo das térmicas. Esses passos são detalhados nas seções a seguir.

A heurística proposta é continuação do trabalho: *Uma heurística para o Problema de Planejamento de Usinas Hidrelétricas a Curto Prazo* (FREITAS et al., 2018), apresentado na XVI Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica (CEEL), Uberlândia-MG.

### 3.1 Construção das Condições de Fronteira

As condições de fronteira são aquelas relacionadas as funções de maximização do volume do reservatório e minimização dos custo com complementação térmica, dada pelas equações 2.30 e 2.31, respectivamente.

Para maximizar o volume armazenado nos reservatórios ( $f_1$ ), deve-se reter a maior quantidade de água possível nas usinas com reservatório. Isso consiste em turbinar para estas usinas apenas o volume que seria vertido, retendo todo restante. Entretanto, para um vertimento nulo, ocorre a violação da defluência mínima. Assim, a condição de contorno que maximiza o volume dos reservatórios consiste em turbinar o máximo entre a defluência mínima e vertimento necessário pela violação da capacidade de armazenamento da usina a cada instante  $t$  do horizonte de planejamento  $T$ . Neste caso, o maior armazenamento consiste no maior custo com complementação térmica.

De forma contrária, para o menor custo com a complementação térmica ( $f_2$ ) deve-se gerar a maior quantidade possível de energia pelas hidrelétricas. A determinação da máxima potência a ser fornecida pelas hidrelétricas é realizada ativando todas as unidades disponíveis nas  $n_u$  usinas, levando as usinas sem reservatório a máxima potência, aproveitando assim todo recurso hídrico disponível e levando todas as unidades das usinas com reservatório a potência de máxima eficiência. Neste caso, tem-se o menor custo com complementação térmica e, conseqüentemente, o menor armazenamento possível.

As condições de fronteira podem então ser descritas como um vetor de máxima e mínima geração hidráulica a cada instante de tempo  $t$ , conforme Tabela 4.

Tabela 4 – Determinação das Condições de Fronteira

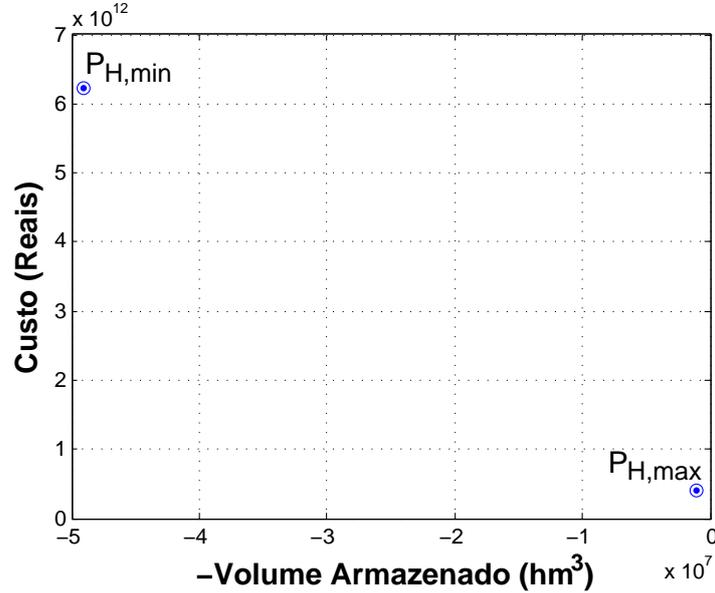
Mínimo Custo (eq: 2.30)	$P_{H,1,max}$	$P_{H,2,max}$	$P_{H,3,max}$	$\dots$	$P_{H,T,max}$
Máximo Armazenamento (eq: 2.31)	$P_{H,1,min}$	$P_{H,2,min}$	$P_{H,3,min}$	$\dots$	$P_{H,T,min}$

onde  $P_{H,t,max}$  é a máxima geração hidráulica no instante  $t$ , que corresponde ao menor custo por complementação térmica e menor armazenamento de água nos reservatórios. E  $P_{H,t,min}$  é a mínima geração hidráulica, que corresponde ao maior custo com complementação térmica e o máximo armazenamento.

Através das condições de fronteira, pode-se definir as soluções do extremo, definidas pela avaliação das funções objetivo  $f_1$  e  $f_2$ , descritas nas equações 2.30 e 2.31. Estas

soluções são ilustradas na Figura 7.

Figura 7 – Soluções das Extremidades

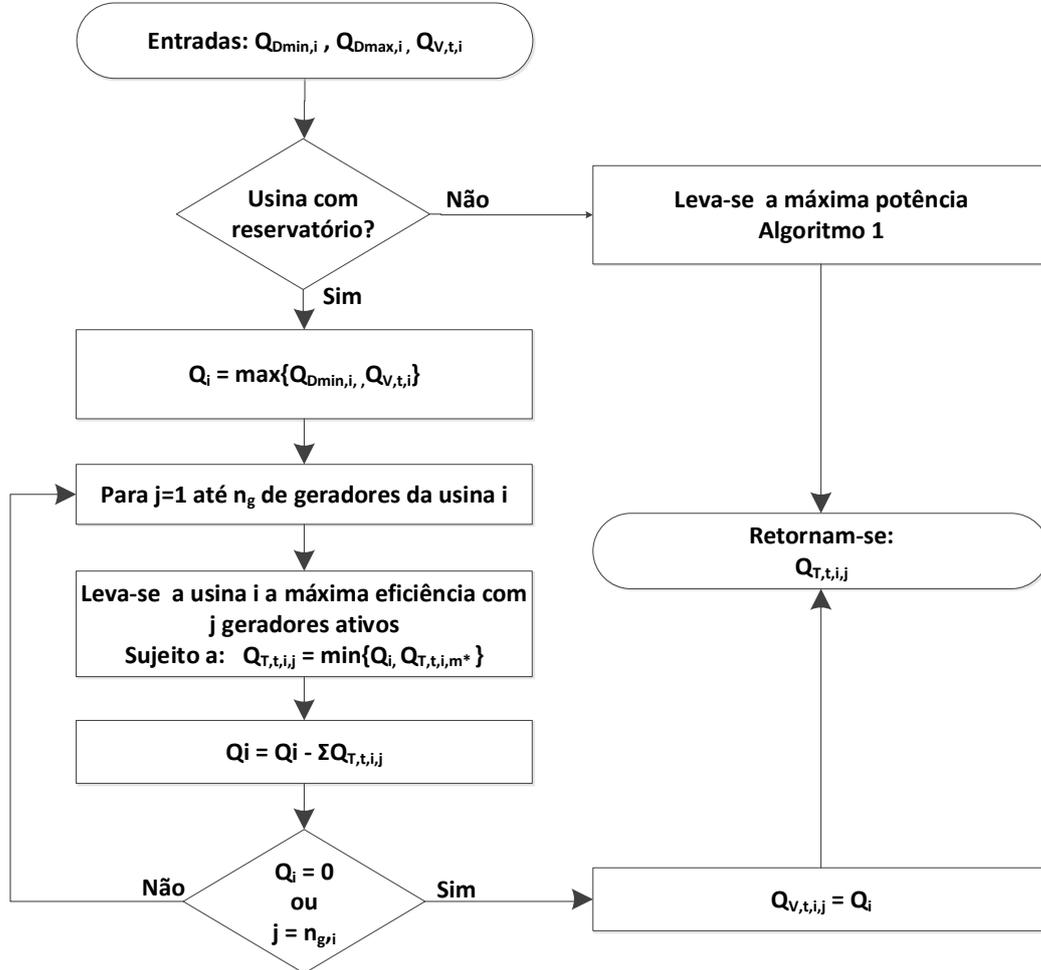


Conforme visto na Figura 7, as soluções de fronteira que maximizam o armazenamento e minimizam o custo estão associadas a uma determinada geração hidráulica  $P_{H,min}$  e  $P_{H,max}$ , respectivamente. Assim, a primeira etapa da construção da heurística constitui na determinação desses dois pontos. Definido os pontos, a determinação do conjunto de soluções da fronteira consiste na realização de uma interpolação linear entre os valores de  $P_{H,min}$  e  $P_{H,max}$ , onde para cada um dos valores interpolados de  $P_H$  será resolvido primeiramente o despacho hidráulico, que consiste em levar as hidrelétricas a melhor eficiência de geração, e posteriormente o despacho térmico, que tem como objetivo o menor custo de produção.

O algoritmo que descreve a obtenção da condição de fronteira de máximo armazenamento ( $P_{H,min}$ ) é apresentado através da Figura 8. O tratamento de usinas com e sem reservatórios deve ser diferente conforme apresentado na figura. Assim, de acordo com o algoritmo, o primeiro passo para as usinas com reservatório é definir o montante a ser defluído pela usina (representado por  $Q_i$ ). Este deve ser o maior valor entre o atendimento da defluência mínima  $Q_{Dmin,i}$ , que é necessária para abastamento de regiões a jusante da usina  $i$ , e o valor de vertimento necessário  $Q_{V,t,i}$ , devido à extrapolação da capacidade de armazenamento. Definido o montante a ser defluído, o processo consiste em levar ao melhor aproveitamento do recurso disponível, levando cada gerador a vazão de melhor eficiência de geração  $Q_{T,t,i,j,m*}$  ou ao turbinamento da vazão ainda disponível  $Q_i$ . Este passo é descrito no algoritmo como ativando de 1 ao  $n_{g,i}$  geradores da usina  $i$  (laço *for* descrito como  $j=1$  até  $n_g$ ), respectivamente, até que não tenha mais vazão para turbinar ou que todos os geradores já estejam em operação. Para as usinas sem reservatório, o

processo consiste em levar as usinas à máxima potência dada as afluências totais da usina, conforme detalhado no algoritmo 1, que é apresentado com detalhes na seção 3.3.

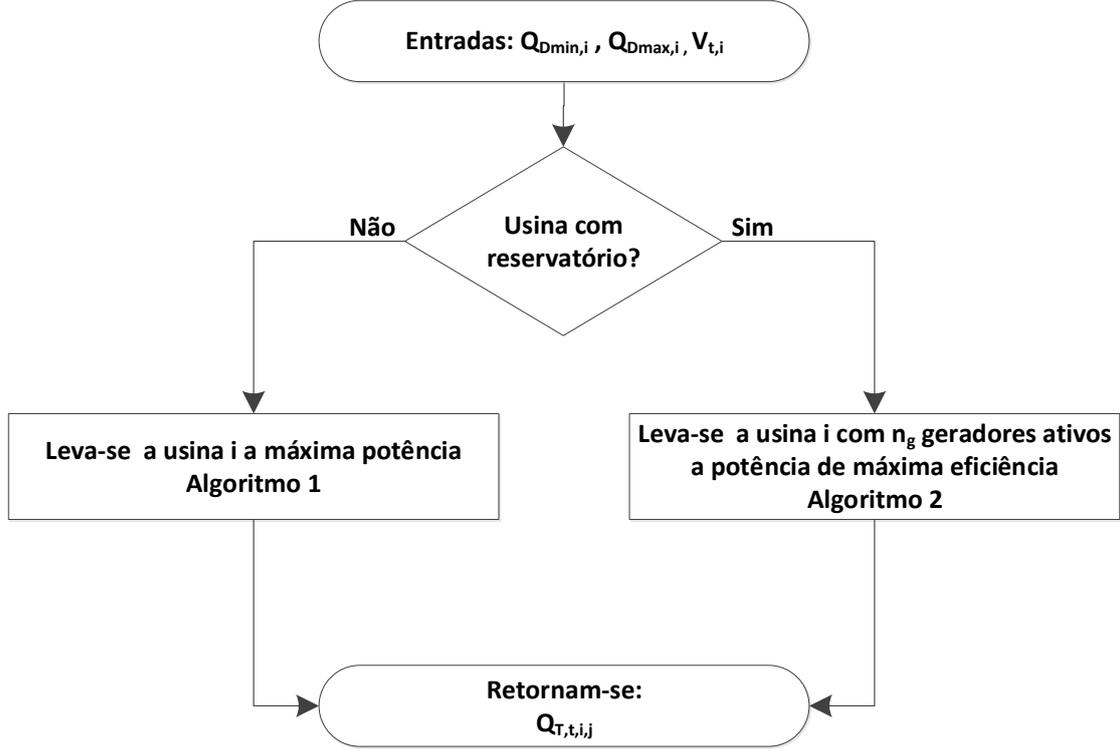
Figura 8 – Determinação de  $P_{H,\min}$



O algoritmo apresentado na Figura 8 deve ser executado para as  $n_u$  usinas hidrelétricas para cada instante de tempo  $t$  no horizonte de planejamento  $T$ , para obtenção de todos os pontos onde têm-se  $P_{H,\min}$ .

A Figura 9 apresenta o algoritmo para obtenção da condição de mínimo custo ( $P_{H,\max}$ ). De acordo com o algoritmo, se a usina possui reservatório, deve-se ativar todos os geradores da usina, ou seja, ativar os  $n_g$  da usina  $i$  e levá-los à potência de máxima eficiência. Se a usina não possui reservatório, o processo é similar a obtenção de  $P_{H,\min}$ , onde as usinas sem reservatório são levadas à máxima potência dado as afluências totais.

Figura 9 – Determinação de  $P_{H,max}$



De forma similar, este algoritmo deve ser executado para todas as  $n_u$  usinas em todos os instantes de tempo  $t$  para obtenção de todos os pontos onde tem-se  $P_{H,max}$ .

Com o conhecimento dos limites impostos ao sistema hidrelétrico ( $P_{H,min}$  e  $P_{H,max}$ ), uma análise multiobjetivo do problema pode ser proposta a partir da definição da demanda a ser atendida pelas hidrelétricas  $P_H$ , baseado em uma interpolação entre os valores de  $P_{H,min}$  e  $P_{H,max}$ . Assim, a resolução do despacho pelas hidrelétricas a partir de uma determinada demanda de geração hidráulica  $P_H$  é realizada. Para isso, leva-se em consideração regras para ótima operação dos reservatórios, onde as unidades geradoras das usinas serão acionadas conforme uma ordem de prioridades. Na seção 3.2 defini-se a parcela de geração hidráulica e o processo de despacho pelas hidrelétricas é descrito na seção 3.3.

## 3.2 Definição do Atendimento às Demandas

A definição da demanda a ser atendida pelas hidrelétricas é realizada através de um interpolação linear entre os valores de  $P_{H,max}$  e  $P_{H,min}$  em cada instante de tempo. Essa demanda pode ser descrita da seguinte forma:

$$P_{H,t,\lambda_n} = \lambda_n P_{H,t,min} + (1 - \lambda_n) P_{H,t,max} \quad \lambda_n \in [0, 1] \quad (3.1)$$

Consequentemente a demanda a ser suprida pelas térmicas em um dado instante de tempo  $t$  é equivalente a:

$$P_{Ter,t} = D_t - P_{H,t} \quad (3.2)$$

Conforme a equação 3.1, para cada valor de  $\lambda_n$  tem-se um vetor de atendimento para hidrelétricas distinto, sendo  $n$  a quantidade de vetores. Como exemplo: considere um planejamento diário onde  $T = 24$  horas, discretizado com subintervalos  $t = 1$  hora. Primeiramente são definidos os vinte e quatro valores de  $P_{H,t,\min}$  e  $P_{H,t,\max}$ , e para cada valor de  $\lambda_n$ , tem-se um vetor com comprimento igual a  $T$ . As Tabelas 5 e 6 ilustram os  $n$  problemas a serem resolvidos.

Tabela 5 – Determinação do Atendimento pelas Hidrelétricas

$P_{H,t}$				
$P_{H,1,\max}$	$P_{H,2,\max}$	$P_{H,3,\max}$	$\dots$	$P_{H,T,\max}$
$P_{H,1,\lambda_1}$	$P_{H,2,\lambda_1}$	$P_{H,3,\lambda_1}$	$\dots$	$P_{H,T,\lambda_1}$
$P_{H,1,\lambda_2}$	$P_{H,2,\lambda_2}$	$P_{H,3,\lambda_2}$	$\dots$	$P_{H,T,\lambda_2}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\ddots$	$\vdots$
$P_{H,1,\lambda_n}$	$P_{H,2,\lambda_n}$	$P_{H,3,\lambda_n}$	$\dots$	$P_{H,T,\lambda_n}$
$P_{H,1,\min}$	$P_{H,2,\min}$	$P_{H,3,\max}$	$\dots$	$P_{H,T,\min}$

De forma complementar, a geração térmica é dada pela diferença entre a demanda em um dado instante  $D_t$  e a respectiva geração hidráulica  $P_{H,t}$ . Assim, tem-se:

Tabela 6 – Determinação do Atendimento pelas Termelétricas

$P_{Ter,t}$				
$D_1 - P_{H,1,\max}$	$D_2 - P_{H,2,\max}$	$D_3 - P_{H,3,\max}$	$\dots$	$D_T - P_{H,T,\max}$
$D_1 - P_{H,1,\lambda_1}$	$D_2 - P_{H,2,\lambda_1}$	$D_3 - P_{H,3,\lambda_1}$	$\dots$	$D_T - P_{H,T,\lambda_1}$
$D_1 - P_{H,1,\lambda_2}$	$D_2 - P_{H,2,\lambda_2}$	$D_3 - P_{H,3,\lambda_2}$	$\dots$	$D_T - P_{H,T,\lambda_2}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\ddots$	$\vdots$
$D_1 - P_{H,1,\lambda_n}$	$D_2 - P_{H,2,\lambda_n}$	$D_3 - P_{H,3,\lambda_n}$	$\dots$	$D_T - P_{H,T,\lambda_n}$
$D_1 - P_{H,1,\min}$	$D_2 - P_{H,2,\min}$	$D_3 - P_{H,3,\max}$	$\dots$	$D_T - P_{H,T,\min}$

Definido o atendimento por parte das hidrelétricas e termelétricas, o problema de despacho pode ser resolvido. Primeiramente é apresentada a resolução do despacho hidrelétrico (seção 3.3) e posteriormente o despacho termelétrico (seção 3.4).

### 3.3 Despacho Hidrelétrico

Com conhecimento da demanda a ser atendida pelas hidrelétricas em cada instante de tempo  $P_{H,t}$ , o problema de despacho das usinas hidrelétricas busca levar o sistema a sua

máxima eficiência de geração, que corresponde ao ponto econômico quanto a utilização do recurso hídrico, preservando ao máximo o volume armazenado nos reservatórios.

De forma geral, a questão é definir o quanto será gerado por cada usina, definindo as máquinas em operação e o quanto será entregue por cada uma delas. Para resolver este problema, adotam-se regras para o planejamento da operação que se baseiam em políticas de operação dos reservatórios que levam o sistema a operação ótima.

As políticas constituem regras que auxiliam na distribuição das demandas em cada instante de tempo entre as usinas. A regra implica em quantificar as usinas a partir das características, como: posição da usina no sistema em cascata, capacidade de armazenamento do reservatório, eficiência da usina, entre outros. A partir destes valores, define-se uma ordem para utilização das usinas hidrelétricas, onde as mesmas serão ativas conforme ordem dessa lista até o atendimento da demanda definida para as hidrelétricas.

O problema de despacho das hidrelétrica pode ser dividido em duas etapas: definição de um lista de prioridades que irá ordenar as usinas, e a resolução do despacho das máquinas. Estes passos são apresentados na seções 3.3.1 e 3.3.2, respectivamente.

### 3.3.1 Determinação da Lista de Prioridades

A lista de prioridade pode ser definida a partir de políticas de operação dos reservatórios que leva o sistema ao seu ponto ótimo. Para determinação de uma política de operação dos reservatórios é preciso primeiramente definir o propósito da operação, se este é de armazenamento de energia, máxima geração, controle de enchente, entre outros. Assim, de acordo com o propósito, as regras de operação podem ser definidas e a lista de prioridades determinada (LUND; GUZMAN, 1999).

Com a geração hidráulica definida a priori (seção 3.1), o propósito quanto as usinas hidrelétricas consiste em maximizar o volume armazenado. Para isso, faz-se necessário maximizar a produção de energia, levando o sistema a maior eficiência de geração e, assim, entregar a demanda solicitada com o menor custo hidráulico possível. Conforme definido em Lund e Guzman (1999), de forma geral, a regra para despacho hidrelétrico prioriza o armazenamento nos reservatórios que têm maior variação na capacidade de geração por unidade de volume armazenado incremental, priorizando o armazenamento em usinas com maior eficiência e usinas com maiores turbinamento.

A regra do despacho hidrelétrico pode ser determinada a partir da avaliação do potencial do reservatório em produzir energia, conforme apresentado em Lund e Guzman (1999). Este potencial é calculado a partir da capacidade do reservatório, das aflúncias totais e a eficiência de geração da usina, que determinam o potencial do reservatório em produzir energia dada uma variação no volume armazenado. Assim, o aumento na

produção de energia por unidade de armazenamento da usina  $\delta P_i$  pode ser dado por:

$$\delta P_i = a_i e_i \sum_{\Gamma_i} Q_N \quad (3.3)$$

onde  $a_i$  é a unidade de variação do nível do reservatório por unidade de variação do volume,  $e_i$  a eficiência de geração do reservatório e o somatório das aflúncias naturais de  $\Gamma_i$  compreende somar as vazões naturais de todas usinas a montante da usina  $i$  (todas, não apenas as imediatamente acima), incluindo a sua própria aflúncia natural.

Na equação [3.3](#), como a função que descreve o nível do reservatório é não linear, o valor de  $a_i$  pode ser determinado através de um ajuste da curva para uma reta (regressão linear), ou simplesmente desconsiderando os termos de ordem maior que um da função polinomial que descreve a altura em função do volume  $h(V)$ . A eficiência da usina  $e_i$  pode ser definida pela eficiência do conjunto turbina e gerador.

É importante ressaltar que tais regras se aplicam apenas a usinas com reservatórios. Para as usinas fio d'água, a estratégia de turbinamento considera o aproveitamento total do recurso disponível em cada usina em cada instante de tempo, visto que o seu não aproveitamento acarreta em vertimento. Este detalhe é explicado com detalhes na seção 3.3.2. Assim, a lista de prioridades consiste em ordenar as usinas com reservatório do menor para o maior  $\delta P$ , sendo da forma:

$$\text{Prioridades} = [\text{Usina com menor } \delta P \dots \text{Usina com maior } \delta P]$$

Determinada a lista, a regra é utilizar os recursos hídricos das usinas conforme posição na lista até que a demanda  $D_t$  tenha sido atendida. Ou seja, utilizar primeiramente todo o recurso disponível da primeira usina da lista. Não atendido, utilizar todo recurso disponível da segunda usina da lista de prioridades, e assim por diante.

### 3.3.2 Despacho de Máquinas

Determinada a lista de prioridades e o objetivo de geração pelas hidrelétricas, o despacho ótimo das máquinas pode ser resolvido definindo estratégias específicas para usinas fio d'água e usinas com reservatório.

As usinas fio d'água possuem pouca ou nenhuma capacidade de armazenamento, assim, para satisfazer a equação de balanço hídrico (eq: [2.19](#)), todas aflúncias oriundas das vazões naturais ou aquelas devido as defluências de usinas a montante devem ser defluídas pela mesma. Desta forma, a estratégia para as usinas fio d'água é maximizar a potência gerada, a partir do montante de água disponível a cada instante de tempo, levando em conta a capacidade máxima de turbinamento e geração de cada unidade.

Para as usinas com reservatório, a estratégia é levá-las à máxima eficiência de geração. Isso é realizado através de um processo iterativo, que dado o nível do reservatório e o número de geradores ativos determina a vazão de cada unidade que leva a máxima eficiência. Os valores de eficiência são obtidos através da tabela da curva colina, que apresenta valores de eficiência em função da altura de queda líquida e vazão turbinada.

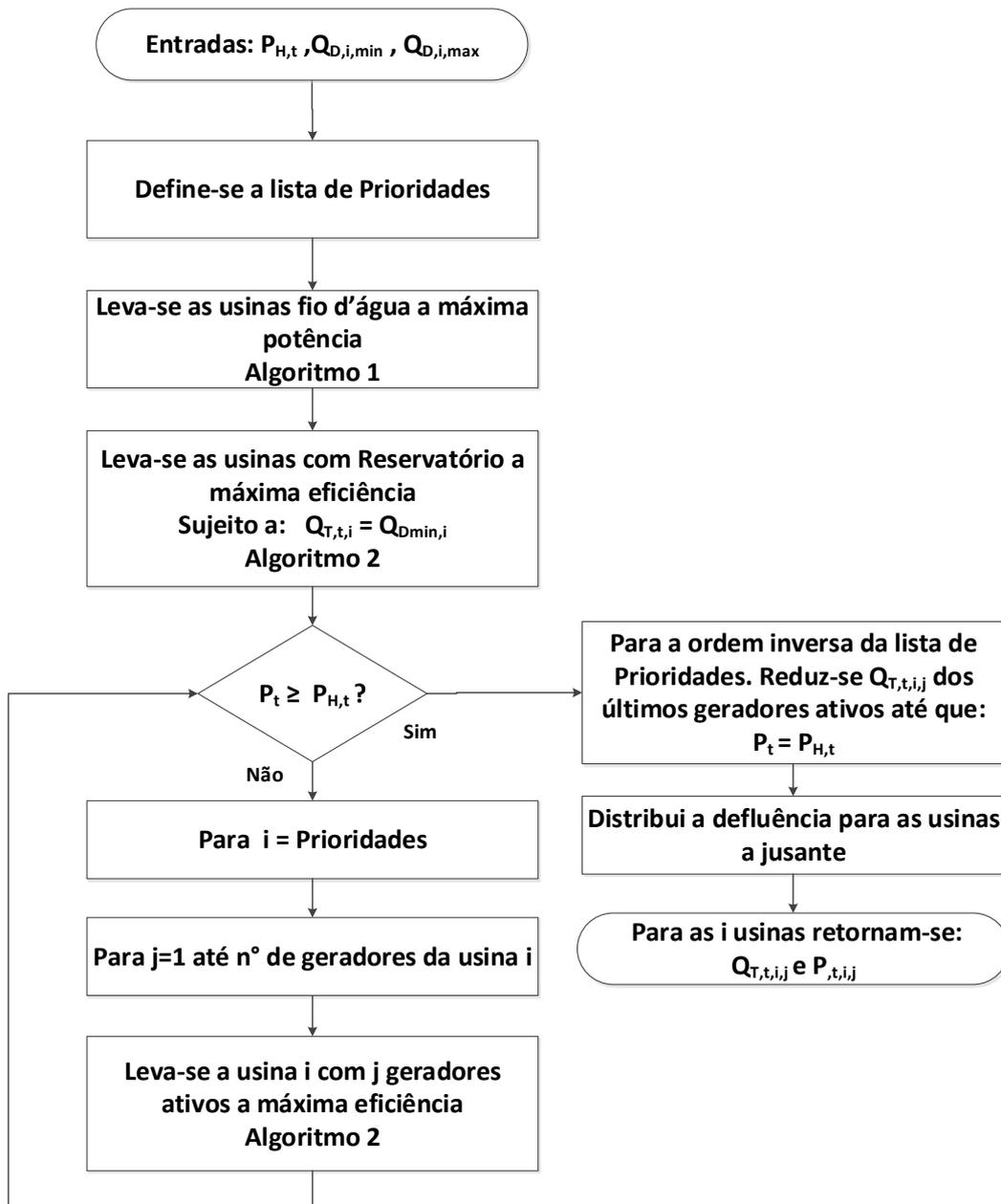
O fluxograma apresentado na Figura 10, definido como: "Despacho das Hidrelétricas", descreve as etapas do despacho para um único instante  $t$ . Assim, este deve ser resolvido para todos os subintervalos  $t$  do horizonte de planejamento  $T$ , assim como para cada vetor de demanda a ser atendida pelas hidrelétricas  $P_{H,t}$ , conforme apresentado na Tabela 5.

De acordo com o algoritmo apresentado através da Figura 10, o despacho pelas hidrelétricas tem como dado de entrada a potência a ser fornecida pelas hidrelétricas em um dado instante de tempo  $P_{H,t}$  e as defluências mínima  $Q_{D\min,i}$  e máxima  $Q_{D\max,i}$ . O primeiro passo é determinar a ordem para utilização dos recursos hídricos das usinas com reservatório (lista de Prioridades). Com isso os próximos dois blocos levam as usinas as condições iniciais mínimas de operação. O primeiro, descrito como resolução do algoritmo 1, consiste em turbinar o maior valor permissível para todas as usinas fio d'água, que maximiza a potência gerada. O objetivo é o maior aproveitamento do recurso, visto que estas não possuem capacidade de armazenamento, sendo necessário defluir (turbinar e/ou verter) todas as afluências para aquele instante de tempo  $t$ . O próximo passo consiste em inicializar todas as usinas hidrelétricas turbinando o menor valor permissível, que pode ser definido inicialmente como aquele valor que atende a defluência mínima (Algoritmo 2).

Se a partir as condições iniciais o somatório de potência gerada por todas as usinas hidrelétricas  $P_t$  for no mínimo equivalente ao montante definido de geração por estas  $P_{H,t}$  ( $P_t \geq P_{H,t}$ ) o processo se encerra. Caso contrário inicia-se um processo que consiste em ativar de 1 até os  $n_g$  geradores da primeira usina na lista de prioridades, posteriormente de 1 até  $n_g$  geradores da segunda usina da lista de prioridades, levando, a cada tentativa, o sistema a sua melhor eficiência conforme Algoritmo 2, até que a demanda seja atendida.

Atendido a demanda, o próximo passo busca igualar ao máximo a potência definida para as hidrelétricas e a potência de fato gerada. Assim, o primeiro bloco depois de atendida a condição  $P_t > P_{H,t}$  vai reduzindo a vazão considerando a ordem do último gerador ativo para o primeiro gerador ativo até aproximar ao máximo, sem violar a condição de  $P_t > P_{H,t}$ . Posteriormente, distribui a defluência para usinas a jusante e retornam-se as vazões turbinadas e potência gerada por todos os geradores da usina  $Q_{T,t,i,j}$  e  $P_{t,i,j}$ . A Figura 10 ilustra este processo.

Figura 10 – Despacho das Hidrelétricas



O Algoritmo 1, apresentado primeiramente no segundo bloco da resolução do despacho das hidrelétricas, é detalhado a seguir. Este maximiza a potência gerada pelas usinas fio d'água, dado o montante de água disponível para turbinamento, ou seja, dado o somatório de todas as afluições para o instante  $t$ .

---

**Algoritmo 1:** máxima potência
 

---

**Entrada:**  $Q_{Tnom,i,j}$ ,  $h_{nom,i,j}$ ,  $V_{t,i}$ ,  $Q_{Nt,i,j}$ ,  $Q_{D_{t-\tau'_i}}$ ,  $\Omega_{sr}$

**Saída:**  $Q_{V,i}$ ,  $Q_{Tt,i,j}$ ,  $P_{t,i,j}$

- 1  $Q_{t,i} = \sum_{\Omega_i} Q_{D,t-\tau'_i} + Q_{N,t,i}$
  - 2 **para**  $i \in \Omega_{sr}$  **faça**
  - 3      $\max P_{t,i}$
  - 4     *sujeito a:*
  - 5      $\sum_{j=1}^{n_g} Q_{T,i,j} \leq Q_{t,i}$
  - 6      $Q_{T,t,i,j} \leq Q_{Tmax,i,j}$
  - 7      $Q_{V,t,i} = Q_{t,i} - \sum_{j=1}^{n_g} Q_{T,t,i,j}$
  - 8      $P_{t,i,j} = k\eta h_{t,i} Q_{T,t,i,j} \quad \forall j$
  - 9 **fim**
- 

Fonte: Adaptado de (GUEDES et al., 2017)

Na linha 1 defini-se o montante de água disponível para ser turbinado, levando em conta a defluência com o tempo de deslocamento de água das usinas imediatamente a montante da usina  $i$ . O procedimento descrito da linha 2 a 9 leva cada unidade  $j$  de cada usina pertencente ao conjunto de usinas sem reservatório  $\Omega_{SR}$  a máxima potência. O montante total turbinado pelos  $n_g$  geradores da usina deve ser menor ou igual as afluições (linha 5). Na linha 6, a vazão turbinada é limitada pelo seu valor máximo  $Q_{Tmax,t,i,j}$ , definido em função da altura de queda líquida, conforme equação 2.22. Definida as vazões que levam a potência máxima, a linha 7 calcula a diferença entre o total turbinado pela usina  $Q_{T,t,i}$  e a as afluições, sendo toda diferença vertida pela usina, pois os geradores já estão em sua capacidade máxima. A potência fornecida por cada um dos geradores é calculada na linha 8.

Para compreender o Algoritmo 2 que leva as usinas com reservatório à máxima eficiência é preciso primeiramente apresentar como os dados de eficiência estão disponíveis. Os dados de eficiência são dispostos em forma de tabela, conforme apresentado na Tabela 7. Assim, a eficiência é dada em função da altura de queda líquida e da vazão turbinada, sendo discretizado em  $N$  valores de altura líquida e  $M$  valores de vazão turbinada.

Tabela 7 – Curva Colina

	$\tilde{h}_{i,1}$	$\tilde{h}_{i,2}$	$\tilde{h}_{i,3}$	...	$\tilde{h}_{i,N}$
$\tilde{Q}_{T,i,j,1}$	$\tilde{\eta}_{i,j,1,1}$	$\tilde{\eta}_{i,j,1,2}$	$\tilde{\eta}_{i,j,1,3}$	...	$\tilde{\eta}_{i,j,1,N}$
$\tilde{Q}_{T,i,j,2}$	$\tilde{\eta}_{i,j,2,1}$	$\tilde{\eta}_{i,j,2,2}$	$\tilde{\eta}_{i,j,2,3}$	...	$\tilde{\eta}_{i,j,2,N}$
$\tilde{Q}_{T,i,j,3}$	$\tilde{\eta}_{i,j,3,1}$	$\tilde{\eta}_{i,j,3,2}$	$\tilde{\eta}_{i,j,3,3}$	...	$\tilde{\eta}_{i,j,3,N}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\ddots$	$\vdots$
$\tilde{Q}_{T,i,j,M}$	$\tilde{\eta}_{i,j,M,1}$	$\tilde{\eta}_{i,j,M,2}$	$\tilde{\eta}_{i,j,M,3}$	...	$\tilde{\eta}_{i,j,M,N}$

Com o entendimento da disposição dos dados de eficiência dos geradores (Tabela 7) o algoritmo que leva uma usina  $i$  a sua máxima eficiência de geração dado o número de geradores ativos  $n_{g,ativos}$  é então apresentado pelo Algoritmo 2.

---

**Algoritmo 2:** máxima eficiência

---

**Entrada:**  $Q_{Tnom,i,j}$ ,  $h_{nom,i,j}$ ,  $V_{t,i}$ ,  $n_{g,ativos}$ ,  $erro$

**Saída:**  $Q_{T,t,i,j}$ ,  $P_{t,i,j}$ ,  $Q_{D,t,i}$

- 1  $\delta h = \infty$
- 2  $Q_{T,t,i,j} = Q_{Tnon,i,j}$
- 3  $k = 1$
- 4 enquanto  $\delta h > erro$  faça
  - 5  $h_{t,i} = h'_{t,i}(V_{t,i}) - h''_{t,i}(n_{g,ativos}Q_{T,t,i,j}) - h'''$
  - 6  $Q_{Tmax,t,i,j} = Q_{Tnon,i,j} \left( \frac{h_{t,i,j}}{h_{non,i,j}} \right)^{\alpha_j}$
  - 7  $n, \beta \mid h_{t,i} = \beta \tilde{h}_{i,j,m,n} + (1 - \beta) \tilde{h}_{i,j,m,n+1}, \quad 0 \leq \beta \leq 1$
  - 8  $\eta_{i,j,m} = \beta \tilde{\eta}_{i,j,m,n} + (1 - \beta) \tilde{\eta}_{i,j,m,n+1}, \quad \forall m$
  - 9  $m^* = \arg \max \eta_{i,j,m}$
  - 10  $Q_{T,t,i,j} = Q_{T,t,i,j,m^*}$
  - 11  $Q_{D,t,i} = n_{g,ativos} Q_{T,t,i,j,m^*}$
  - 12  $\delta h = h_{t,i_{k-1}} - h_{t,i_k}$
  - 13  $k = k + 1$
- 14 fim
- 15  $P_{t,i,j} = k \eta_{i,j,m^*} h_{t,i} Q_{T,t,i,j} \quad \forall j_{ativo}$

---

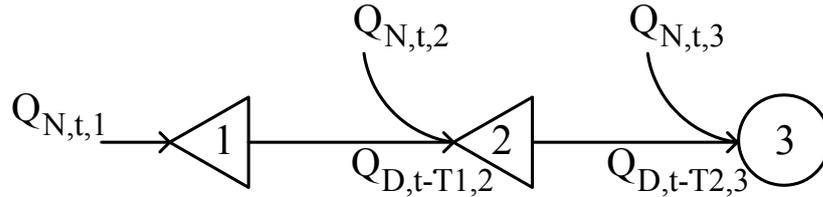
Fonte: Adaptado de (GUEDES et al., 2017)

As linhas 1 e 2 inicializam as variáveis vazão turbinada  $Q_{T,t,i,j}$  e variação de altura de queda líquida  $\delta h$ , necessárias para ser executável o processo iterativo descrito das linhas 4-11. O objetivo do processo iterativo é encontrar o ponto de melhor eficiência e a vazão correspondente. Na linha 4 determina-se a altura de queda líquida, considerando a mesma vazão turbinada para todos os geradores. Sendo  $Q_{T,t,i,j}$  a vazão de melhor eficiência, a altura é calculada considerando todos os geradores ativos e em sua melhor eficiência. Em 5 determina-se a máxima vazão turbinada permitida. Realiza-se a interpolação linear na tabela de curva colina para encontrar o valor respectivo de  $\beta$  e  $n$  que chega ao valor de altura determinada em 4. Os passos 7 e 8 determinam a linha da tabela de curva colina de melhor eficiência e o valor desta eficiência máxima. Determinados linha e coluna de melhor eficiência calculam-se as vazões turbinadas (linha 9) e a defluída pela usina  $i$  (linha 10). Este processo é repetido até que a variação na altura de queda líquida seja inferior a um valor pré-definido de erro. Assim, na linha 14 é calculada a potência e esta é definida para todos os geradores ativos da usina  $i$ , sendo os demais iguais a zero.

### 3.3.2.1 Exemplo: Despacho Hidrelétrico

Para exemplificar o despacho pelas hidrelétricas, supõe-se um sistema composto por três usinas: duas usinas com reservatório (usinas 1 e 2), e uma usina sem reservatório (usina 3). Este é ilustrado na Figura 11.

Figura 11 – Sistema Exemplo



O exemplo será apresentado para um único instante  $t$ , onde os valores de vazões e demais parâmetros desse sistema são expostos nas Tabelas 8 e 9.

Tabela 8 – Parâmetros do Sistema para Exemplo

Parâmetro	Usina 1	Usina 2	Usina 3
$Q_{D,\min}$	55	135	68
$n_g$	3	3	3
$\tau_i$	12	4	-
$e_i$	0,905	0,900	-
$Q_{N,t}$	221	259	253
$Q_{D,t-\tau_i}$	-	384	205
$h'''$	0,93	2,4	1,8

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

Tabela 9 – Polinômios  $h'(V)$

Grau	zero	um	dois	três	quatro
Usina 1	752.15	1.23E-2	-1.26E-6	7.85E-11	-1.98E-15
Usina 2	684.70	-4.0E-3	-7.94E-7	2.79E-8	-1.42E-11

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

Tabela 10 – Polinômios  $h''(Q_D)$

Grau	zero	um	dois	três	quatro
Usina 1	693.2959	1.26e-2	-1.27e-5	8.51e-9	-2.14e-12
Usina 2	624.5249	1.8e-3	-5.98e-7	1.6e-10	-1.99e-14

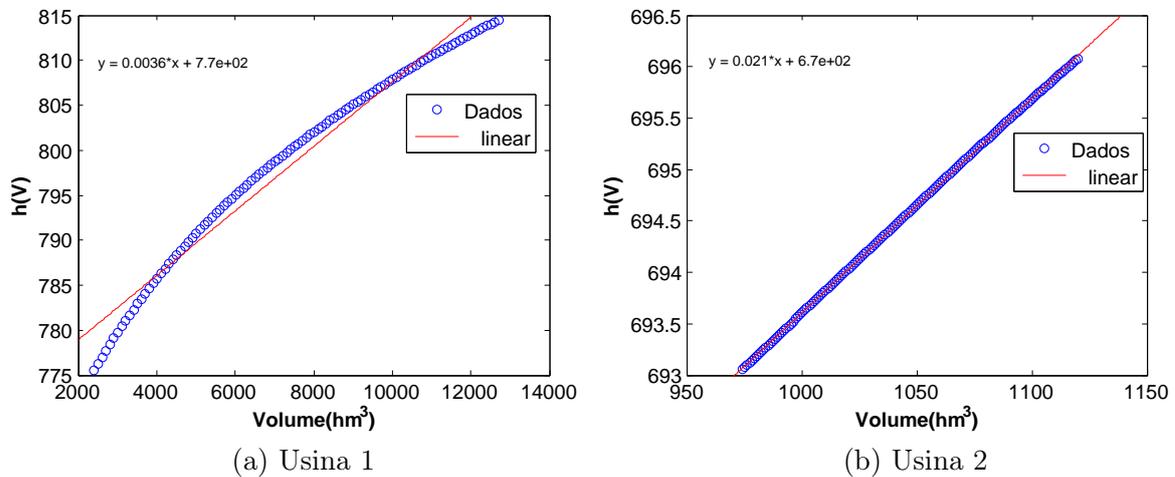
Fonte: (GUEDES et al., 2017)

A resolução do despacho é realizada para cada instante de tempo, levando em conta a demanda pré-definida para atendimento. Como exemplo, dado que em um instante de tempo  $t$  foi definido o atendimento sendo equivalente a 905MW, os cálculos apresentados a seguir demonstram os passos referentes ao algoritmo "Despacho Hidrelétrico", apresentado na Figura 10. Desta forma, seguindo o algoritmo:

Passo 1- lista de prioridades

O primeiro bloco define a lista de prioridades. Para isso falta conhecer o valor de  $a_i$ . O valor de  $a_i$  é determinado através da reta que se ajusta a função  $h(V)$  (Tabela 9). A Figura 12 ilustra a determinação do parâmetro.

Figura 12 – Determinação de  $a_i$



Conforme equação 3.3 calcula-se  $\delta P_i$  para ordenar as usinas com reservatório.

$$\text{Usina 1: } \delta P_1 = 0,01 \times 0,0905 \times 221 = 2,001$$

$$\text{Usina 2: } \delta P_2 = 0,016 \times 0,0900 \times (259 + 221) = 4,34$$

Ordenando-se do menor para maior valor de  $\delta P_i$ , da forma como definido na seção 3.3.2, a lista será da forma:

$$\text{Prioridades} = [1 \ 2]$$

Conforme o fluxograma "Despacho das Hidrelétricas", os próximos passos antes do laço *for* são: levar as usinas fio d'água a máxima potência e usinas com reservatório a melhor eficiência.

Para levar a usina 3 a máxima eficiência, dada a afluência devido as descargas das usinas imediatamente acima igual a 249 m<sup>3</sup>/s, e a vazão natural igual a 205 m<sup>3</sup>/s (Tabela

8), conforme Algoritmo 1, tem-se:

$$Q_i = \sum_{\Omega_i} Q_{D,t-\tau i'} + Q_{N,t,i} = 249 + 205 = 454$$

Assim, o problema consiste em maximizar a geração dado o montante de água disponível de 454 m<sup>3</sup>/s, ou seja:

$$\max P_{t,3}$$

sujeito a:

$$\sum_{j=1}^3 Q_{T,i,j} \leq 454$$

$$Q_{T,t,i,j} \leq Q_{T,\max,i,j}$$

Para as usinas 1 e 2, a condição inicial é turbinar apenas a restrição de defluência mínima, conforme apresentado no algoritmo. Assim, a Tabela 11 mostra os resultados executando-se os três primeiros blocos do fluxograma "Despacho pelas Hidrelétricas". As vazões estão em (m<sup>3</sup>/s) e potências em (MW).

Tabela 11 – Passo Inicial: Exemplo

	$Q_{T,t,i,1}$	$Q_{T,t,i,2}$	$Q_{T,t,i,3}$	$P_{t,i}$	$P_t$	$P_{H,t}$
Usina 1	59,54	0	0	50		
Usina 2	139,18	0	0	85	357,41	905
Usina 3	159	147,5	147,5	222,41		

Seguindo o algoritmo, verifica-se a condição  $P_t \geq P_{H,t}$ , conforme apresentado na Tabela 11. Como não foi atendido, entra-se no laço *for*. Assim, ativa-se um gerador da primeira usina na lista de prioridades (usina 1) e leva-se a usina 1 a máxima eficiência para um gerador ativo. Uma iteração do Algoritmo 2, que leva a máxima eficiência, é apresentado a seguir:

$$h' = 752,15 + 1.23 \times 10^{-2}V - 1.26 \times 10^{-6}V^2 + 7.85 \times 10^{-11}V^3 - 1.98 \times 10^{-15}V^4 = 809,75$$

$$h'' = 693.29 + 1.26 \times 10^{-2}Q_D - 1.27 \times 10^{-5}Q_D^2 + 8.51 \times 10^{-9}Q_D^3 - 2.14 \times 10^{-12}Q_D^4 = 695,05$$

$$h = h' - h'' - h''' = 809,75 - 695,05 - 0,93 = 113,80$$

$$Q_{T,\max,i,j} = Q_{T,\text{non},i,j} \left( \frac{h_{i,j}}{h_{\text{non},i,j}} \right)^{\alpha_j} = 192 \left( \frac{113,80}{96} \right)^{-1} = 161,96$$

Realiza-se a interpolação linear, conforme descrito na linha 6 do Algoritmo [2](#), da forma:

$$n, \beta \mid h_{t,i} = \beta \tilde{h}_{i,j,m,n} + (1 - \beta) \tilde{h}_{i,j,m,n+1}$$

Assim, para  $h=113,80$  o valor de  $n$  e  $\beta$  pode ser obtido através da Tabela [12](#), sendo então  $n=7$  e  $\beta=0,0397$ . O resultado da interpolação para a eficiência descrito na linha 7 do Algoritmo [2](#) é apresentado na Tabela [12](#) através da coluna adicionada a tabela para " $h=113,80$ ".

Tabela 12 – Curva Colina

	89	94	99	104	109	h=113,80	114	119
50,00	0,7620	0,7570	0,7530	0,7500	0,7480	0,748	0,7480	0,7480
60,00	0,8020	0,7960	0,7900	0,7860	0,7810	0,7781	0,7780	0,7750
70,00	0,8360	0,8300	0,8240	0,8180	0,8120	0,8062	0,8060	0,8000
80,00	0,8650	0,8590	0,8530	0,8470	0,8390	0,8313	0,8310	0,8230
90,00	0,8880	0,8840	0,8780	0,8720	0,8640	0,8554	0,8550	0,8440
100,00	0,9050	0,9030	0,8990	0,8930	0,8850	0,8754	0,8750	0,8640
110,00	0,9170	0,9180	0,9150	0,9110	0,9030	0,8934	0,8930	0,8810
120,00	0,9230	0,9270	0,9280	0,9250	0,9190	0,9094	0,9090	0,8970
130,00	0,9240	0,9320	0,9350	0,9350	0,9310	0,9233	0,9230	0,9100
140,00	0,9190	0,9310	0,9390	0,9420	0,9400	0,9342	0,9340	0,9220
150,00	0,9080	0,9260	0,9380	0,9450	0,9460	0,9422	0,9420	0,9320
160,00	0,8920	0,9160	0,9330	0,9440	0,9490	<b>0,9480</b>	0,9480	0,9410
170,00	0,8700	0,9000	0,9240	0,9400	0,9500	0,9519	0,9520	0,9470
180,00	0,8420	0,8800	0,9100	0,9320	0,9470	0,9528	0,9530	0,9510
190,00	0,8090	0,8550	0,8920	0,9210	0,9410	0,9516	0,9520	0,9540

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

A linha 8 do Algoritmo [2](#) determina a melhor eficiência. A partir da Tabela [12](#) a melhor eficiência tal que  $Q_{T,i,j} \leq Q_{T,\max,i,j}$  é igual 0,9480, e tem vazão equivalente a  $Q_{T,i,j} = 160 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Seguindo o algoritmo, linha 9:

$$Q_{D,t,i} = n_{g,\text{ativos}} Q_{T,t,i,j} = 1 \times 160 = 160$$

Calcula-se variação na altura. Na iteração 0 defini-se  $h$  como uma constante de valor alto, como 1000 por exemplo. Desta forma, tem-se:

$$\delta h = h_{t,i}^{k-1} - h_{t,i}^k = 1000 - 113,80 = 886,20$$

Se valor de  $\delta h$  for menor que um erro pré-definido (definido  $1 \times 10^{-6}$ ), encerra-se. Senão, retorna-se a linha 4, atualizando  $h$  e repetindo o processo até a convergência.

Após encerrada a etapa de levar a usina 1 à máxima eficiência para um gerador ativo (resultado no Passo 1 da Tabela 13), não atendendo a solicitação de demanda  $P_{H,t}$ , ativa-se dois geradores da usina 1 e leva-se a máxima eficiência para dois geradores ativos (resultado no Passo 2 da Tabela 13), até ativar todos geradores da usina 1. Não atendendo, leva-se a usina 2 com um gerador ativo a máxima eficiência, mantendo todos geradores das usinas já ativos anteriormente ativos, não atendendo leva-se dois geradores a máxima eficiência da usina 2. Nesse passo, conforme resultados apresentados na Tabela 13, a geração total  $P_t$  já é superior a solicitação de demanda, assim, o próximo passo é aproximar ao máximo o valor gerado  $P_t$  à  $P_{H,t}$ , reduzindo-se o turbinamento aos passos da tabela de curva colina, na ordem do último gerador ativo para o primeiro gerador ativo. Os resultados ao final de cada etapa são ilustrados na Tabela 13.

Tabela 13 – Resultados por Passo do Sistema Exemplo

	$Q_{T,t,i,1}$	$Q_{T,t,i,2}$	$Q_{T,t,i,3}$	$P_{t,i}$	$P_t$	$P_{H,t}$
Passo 1	160,50	0	0	170e6		
	139,19	0	0	85	477,41	905
	159	147,5	147,5	221,41		
Passo 2	162,44	162,44	0	340		
	139,19	0	0	85	647,41	905
	159	147,5	147,5	222,41		
Passo 3	163,95	163,95	163,95	510		
	139,19	0	0	85	817,41	905
	159	147,5	147,5	222,41		
Passo 4	163,95	163,95	163,95	510		
	207,76	0	0	130	862,41	905
	159	147,5	147,5	222,41		
Passo 5	163,95	163,95	163,95	510		
	208,70	208,70	0	260	992,41	905
	159	147,5	147,5	222,41		
Passo 6	163,95	163,95	163,95	51		
	208,12	77,06	0	175	907,41	905
	159	147,5	147,5	222,41		

Diferente da altura de queda líquida  $h$  que é interpolada na tabela de curva colina conforme Tabela 12, as vazões turbinadas  $Q_{T,t,i,j}$  correspondem a valores discretos, ob-

tidos através da identificação da linha  $m$ , no qual para dada altura líquida  $h$  tem-se a melhor eficiência. Desta forma, algumas pequenas violações nas restrições puderam ser percebidas. Por exemplo: a restrição de defluência mínima na usina 1, que é de  $55 \text{ m}^3/\text{s}$ , e foi obtido  $59,54 \text{ m}^3/\text{s}$  no passo 0 (Tabela 11). Na usina 2, defluência mínima é de  $135 \text{ m}^3/\text{s}$  e foi obtido  $139,18 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Definida a geração hidráulica para cada instante de tempo  $P_t$ , o último passo da heurística proposta para o problema de planejamento hidrotérmico é definir o despacho térmico, avaliado pelo custo da geração complementar. Esta última etapa é apresentada a seguir.

### 3.4 Despacho Térmico

Determinadas as condições de fronteira e o montante produzido pelas hidrelétricas, as térmicas entram como forma complementar de geração para atender a demanda solicitada em cada instante de tempo  $t$ . Para o despacho térmico, o objetivo consiste no fornecimento de energia ao menor custo possível.

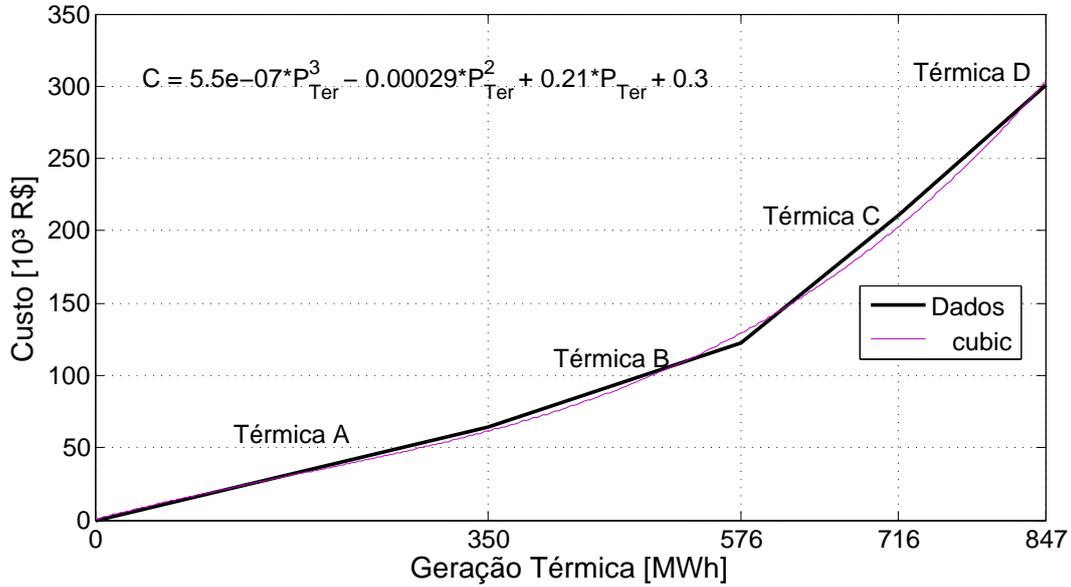
Conhecido o CVU, que corresponde ao custo de produção de 1MW de uma usina térmica, e considerando um parque termelétrico disponível para atender a demanda  $D_t$ , o problema de despacho pode ser resolvido ordenando as termelétricas conforme custo. Assim, as termelétricas devem ser despachadas da ordem do menor para o maior valor do CVU. A Tabela 14 demonstra o processo para obtenção da função de custo, onde as usinas de A-D são ordenadas em ordem crescente de custo, sendo: a coluna "Custo" o valor resultante do produto (CVU  $\times$  Potência), a coluna "Custo Acumulado", a soma do custo das térmicas em operação até a térmica X, e "Potência (Pot.) Acumulada" a potência total das usinas em operação até a térmica X.

Tabela 14 – Despacho Térmico

Térmica X	CVU (R\$/MWh)	Custo (R\$)	Custo Acumulado (R\$)	Pot. (MW)	Pot. Acumulada (MW)
Térmica A	182	63.700	63.700	350	350
Térmica B	256	57.856	121.556	226	576
Térmica C	631	88.340	209.896	140	716
Térmica D	689	90.259	300.155	131	847

A função de custo da complementação térmica pode então ser obtida através da Tabela 14. A Figura 13 ilustra a função de custo térmico, obtido através do despacho das usinas conforme valor do CVU.

Figura 13 – Despacho Térmico



Obtida a função de custo, basta, a partir da demanda por geração térmica  $P_{Ter,t}$ , encontrar na curva o respectivo custo  $C(P_{Ter,t})$ . Uma forma simples de implementação é aproximar a curva por uma função polinomial. Assim, a função de custo apresentada na Figura 13 pode ser aproximada pela função polinomial descrita na equação 3.4

$$C = 0,3 + 0,21P_{Ter} - 2,9 \times 10^{-4}P_{Ter}^2 + 5,5 \times 10^{-7}P_{Ter}^3 \quad (3.4)$$

sendo  $P_T$  dado em (MW) e custo em ( $10^3$  R\$).

Como Exemplo: dada uma demanda de 650 MW, o custo de geração térmica pode ser calculado da forma como apresentado na equação 3.5:

$$Custo = 0,3 + 0,21 \times 650 - 2,9 \times 10^{-4} \times 650^2 + 5,5 \times 10^{-7} \times 650^3 = 163,88 \times 10^3 \quad (3.5)$$

Assim, conforme pode ser observado através da Tabela 14 e da Figura 13, as usinas A e B estarão operando em sua capacidade máxima e a usina C deve gerar 74MW (650MW-576MW) para atender a solicitação por demanda térmica.

## 4 Estudos de caso

Os estudos de caso propostos neste trabalho buscam aproximar ao máximo os cenários avaliados à realidade do problema em questão. Para isso, utilizou-se como fonte de dados as informações disponibilizadas pelo órgão responsável pelo gerenciamento do sistema de produção e transmissão de energia elétrica no Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e pela Agência Nacional de Águas (ANA).

Todas as variáveis envolvidas no problema, como: afluências naturais, demanda, volume inicial armazenado nos reservatórios e o custo variável unitário foram cuidadosamente levantadas a partir de históricos de dados disponibilizados pelo ONS e ANA. Assim, de forma a apresentar a versatilidade e efetividade da heurística proposta frente a problemas e sistemas com características diferentes (sistemas em cascata ou isolados), são propostos dois sistemas hidrotérmicos para estudos de caso.

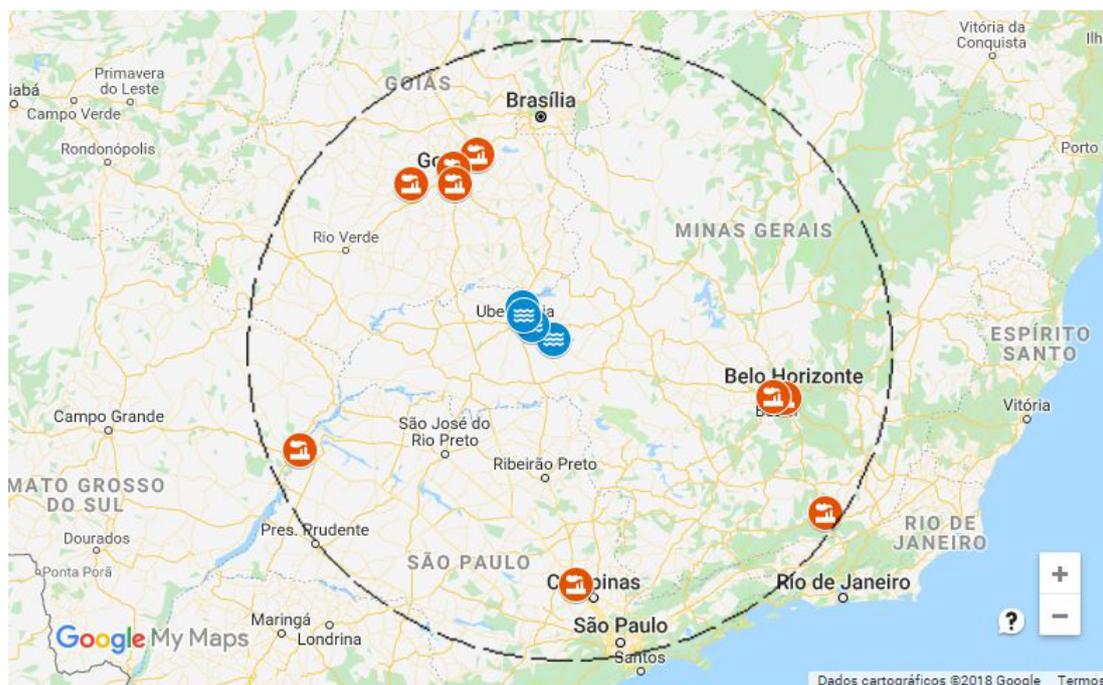
No primeiro sistema hidrotérmico tem-se um sistema em cascata composto por quatro usinas hidrelétricas e um parque termelétrico para geração complementar com nove usinas termelétricas. No segundo caso é abordado um sistema contendo uma única usina hidrelétrica com características diferentes e uma única usina térmica para geração complementar. Assim, avalia-se a eficácia da heurística para resolver sistemas em cascata e sistemas com apenas uma usina hidrelétrica.

Afim de validar os resultados obtidos por meio da heurística proposta, foi implementada a técnica Evolução Diferencial Multiobjetivo (DEMO) conforme [Robic e Filipie \(2005\)](#). Foi utilizada uma população  $Pop$  de tamanho 45, uma probabilidade de cruzamento  $Pc$  de 80% e um fator de peso  $F$  igual a 0,9. Maiores detalhes de implementação do algoritmo DEMO podem ser encontrados na referência.

### 4.1 Caso 1: sistema em cascata

O sistema hidrotérmico do caso 1 é composto por quatro usinas hidrelétricas em cascata e um parque termelétrico contendo nove usinas térmicas. Para definição do sistema hidrotérmico, primeiramente definiu-se o sistema hidrelétrico para estudo e, a partir de então, de acordo com o planejamento mensal da operação - PMO do ONS ([Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2017](#)), que define as unidades térmicas em operação em cada período, foi definido o sistema térmico. Este compreende todas as usinas térmicas definidas para operação pelo ONS dentro de um raio de 600km do sistema hidrelétrico. A Figura [14](#) ilustra a construção do sistema hidrotérmico para estudo.

Figura 14 – Sistema Hidrotérmico: caso 1



Fonte: (Google Maps, 2018)

#### 4.1.1 Sistema Termelétrico

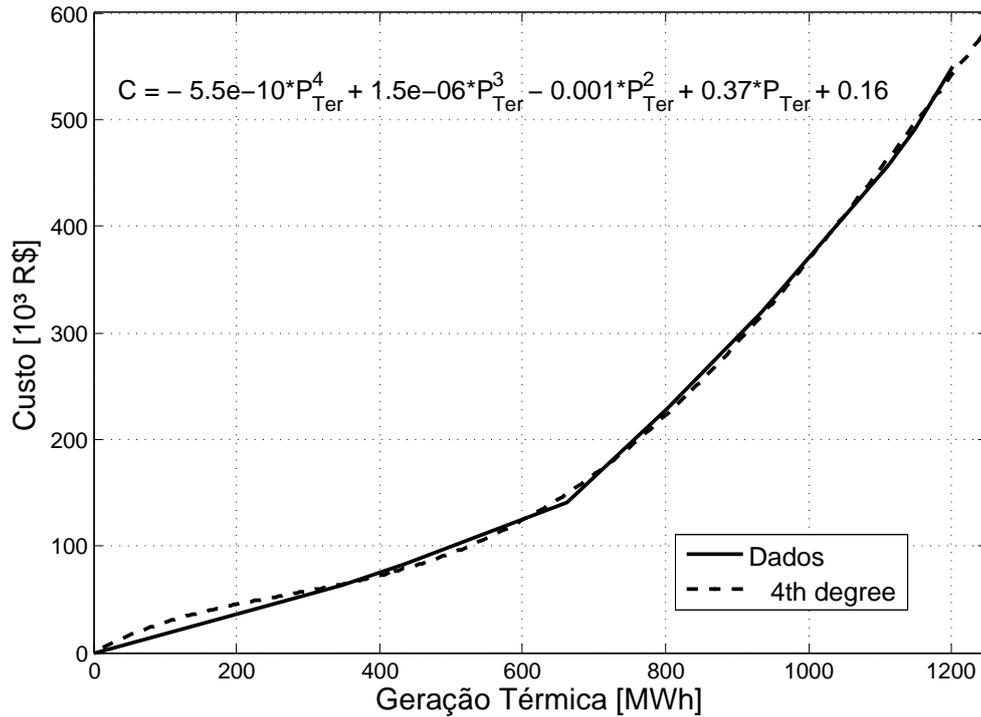
A determinação do parque termelétrico disponível para complementação foi obtida levando em conta o PMO para a primeira semana do mês de novembro de 2017 pelo ONS. O documento fornece as usinas térmicas que devem estar em operação, dado o custo de operação da usina e informações meteorológicas e climáticas, que influenciam a situação hidroenergética do SIN, definindo assim as térmicas que devem estar ativas para manter a continuidade de atendimento às demandas. As características relacionadas ao sistema térmico são descritas na Tabela 15.

Tabela 15 – Parque Termelétrico: caso 1

Usina Térmica	Localização	Tipo	CVU (R\$/MWh)	Pot. (MW)
Luís Carlos Prestes	Três lagoas - MS	Gás	182,81	350
Juiz de Fora	Juiz de Fora - MG	Gás	213,84	87
Aureliano Chaves	Ibirité - MG	Gás	256,76	226
Palmeiras de Goiás	Palmeiras de Goiás - GO	Óleo Diesel	631,71	140
Igarapé	Juatuba - MG	Óleo Combustível	689,98	131
Daia	Anápolis - GO	Óleo Diesel	752,02	38
Goiânia II	Goianânia - GO	Óleo Diesel	779,53	140
Carioba	Americana - SP	Óleo Combustível	937	36
Xavantes	Goianânia - GO	Óleo Diesel	1078,08	54

A partir dos valores do CVU apresentados pela Tabela 15, determina-se a função de custo do sistema térmico conforme Figura 15.

Figura 15 – Função de Custo Térmico: caso 1

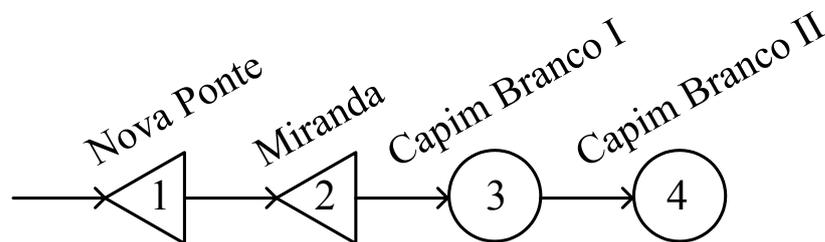


Ressalta-se conforme a equação de custo  $C$  apresentada na Figura 15, que para o correto cálculo do custo em ( $10^3 R\$$ ), o valor de  $P_{Ter}$  deve estar em (MW).

#### 4.1.2 Sistema Hidrelétrico

O sistema hidrelétrico do rio Araguari é composto por quatro usinas em cascata: Nova Ponte, Miranda, Capim Branco I (C.B.I) e Capim Branco II (C.B.II). Este é ilustrado na Figura 16.

Figura 16 – Sistema Hidrelétrico: caso 1



Conforme Figura 16, as usinas 1 e 2 são usinas com reservatório, e as usinas 3 e 4 são usinas fio d'água.

Os principais parâmetros relacionados ao problema hidrelétrico são apresentados nas Tabelas 16 a 19.

Tabela 16 – Parâmetros das Usinas Hidrelétricas: caso 1

Parâmetros	Nova Ponte	Miranda	Capim Branco I	Capim Branco II
À Jusante	Miranda	Capim Branco I	Capim Branco II	-
$\tau_i$	12	4,5	12	-
$Q_{D\min}$	55	135	68	72
$Q_{D\max}$	2000	3000	880	1300
$V_{\min}$	2412	974	241	879
$V_{\max}$	12792	1120	241	879
Geradores ( $n_g$ )	3	3	3	3

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

Na Tabela 16, o tempo de deslocamento  $\tau_i$  corresponde ao tempo de deslocamento da usina de referência para a usina à jusante, ou seja, são 12 horas da usina Nova Ponte para usina Miranda, 4,5 horas da usina Miranda para C.B.I e 12 horas de C.B.I para C.B.II.

Tabela 17 – Parâmetros dos Geradores: caso 1

Parâmetros	Nova Ponte	Miranda	Capim Branco I	Capim Branco II
$Q_{Tnom}$	192	225	165	179
$h_{nom}$	96	66,4	55	44,4
$h'''$	0,93	2,4	1,8	1,2

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

Tabela 18 – Coeficientes para  $h'(V)$ : caso 1

Grau	Nova Ponte	Miranda	Capim Branco I	Capim Branco II
Zero	752,15	684,70	594,02	527,36
Um	$1,23 \times 10^{-2}$	$-4 \times 10^{-3}$	$3,5 \times 10^{-1}$	$1,1 \times 10^{-1}$
Dois	$-1,26 \times 10^{-6}$	$-7,94 \times 10^{-7}$	$-2,2 \times 10^{-3}$	$-1,89 \times 10^{-4}$
Três	$7,85 \times 10^{-11}$	$2,79 \times 10^{-8}$	$7,36 \times 10^{-6}$	$1,93 \times 10^{-7}$
Quatro	$-1,98 \times 10^{-15}$	$-1,42 \times 10^{-11}$	$-9,60 \times 10^{-9}$	$-7,45 \times 10^{-11}$

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

Tabela 19 – Coeficientes para  $h''(Q_D)$ : caso 1

Grau	Nova Ponte	Miranda	Capim Branco I	Capim Branco II
Zero	693,30	624,52	564,64	517,20
Um	$1,26 \times 10^{-2}$	$-1,8 \times 10^{-3}$	$5,6 \times 10^{-3}$	$4,5 \times 10^{-3}$
Dois	$-1,27 \times 10^{-5}$	$-5,98 \times 10^{-7}$	$-1,85 \times 10^{-6}$	$-2,47 \times 10^{-6}$
Três	$8,51 \times 10^{-9}$	$1,6 \times 10^{-10}$	$3,25 \times 10^{-10}$	$1,06 \times 10^{-9}$
Quatro	$-2,148 \times 10^{-12}$	$-1,99 \times 10^{-14}$	$-2,09 \times 10^{-14}$	$-1,87 \times 10^{-13}$

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

### 4.1.3 Configuração do Problema

Para realizar o estudo, três parâmetros ainda precisam ser definidos: as afluições naturais, o volume inicial dos reservatórios e a demanda. Considerando um horizonte de planejamento de 24 horas, definiu-se o dia 01 de novembro de 2017 para construção dos dados. Assim, as afluições naturais, volume dos reservatórios e curva de carga foram recuperados desse dia através do site da ANA (Agência Nacional de Águas - ANA, 2018). O volume e afluições são apresentados na Tabela 20.

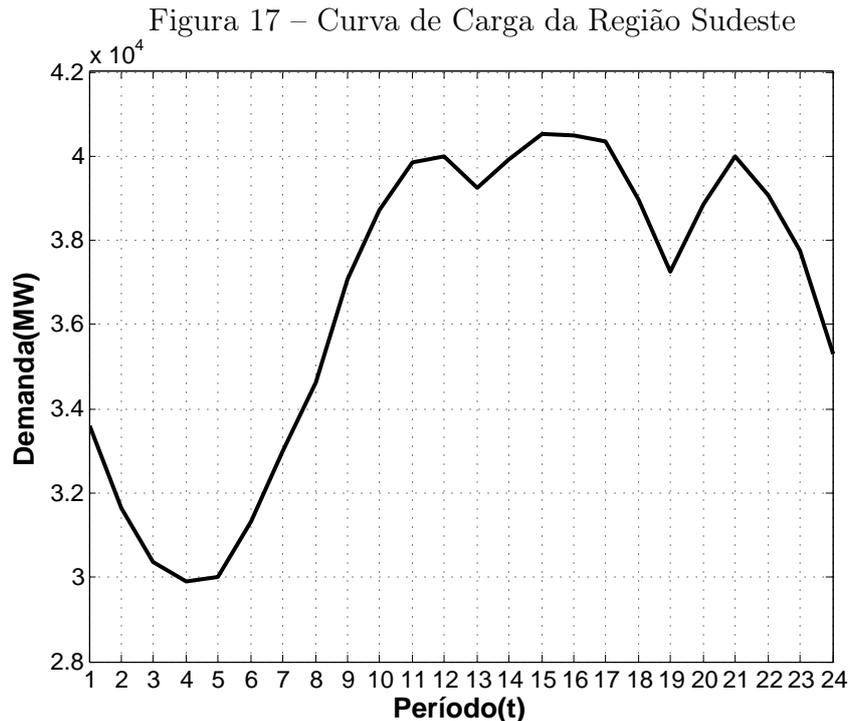
Tabela 20 – Histórico do Volume e Afluições: caso 1

Usina	Vazão Natural (m <sup>3</sup> /s)	Volume inicial (hm <sup>3</sup> )	h'(V) Inicial (m)
Nova Ponte	92,8	3898,90	785,13
Miranda	124,55	1078,32	695,17
Capim Branco I	133,72	235,73	623,78
Capim Branco II	152,79	878	564,86

Fonte: (Agência Nacional de Águas - ANA, 2018)

A afluição natural das usinas é discretizada em dias pela ANA. Assim, essa foi considerada constante dentro do período  $T = 24$  horas.

Para definição da demanda, dado a localização do sistema hidrotérmico do caso 1, considerou-se a curva de carga obtida do histórico da operação da região Sudeste/Centro-Oeste para o mesmo dia (01 de novembro de 2017). A curva de carga recuperada é apresentada na Figura 17, sendo a escala de tempo  $t$  definida em horas.



Fonte: (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2017)

Como o sistema hidrotérmico proposto representa apenas uma parcela da geração do Sistema Integrado Nacional (SIN) para atendimento da região em questão, foi definido o atendimento de 4% da demanda em cada intervalo  $t$  pelo sistema proposto.

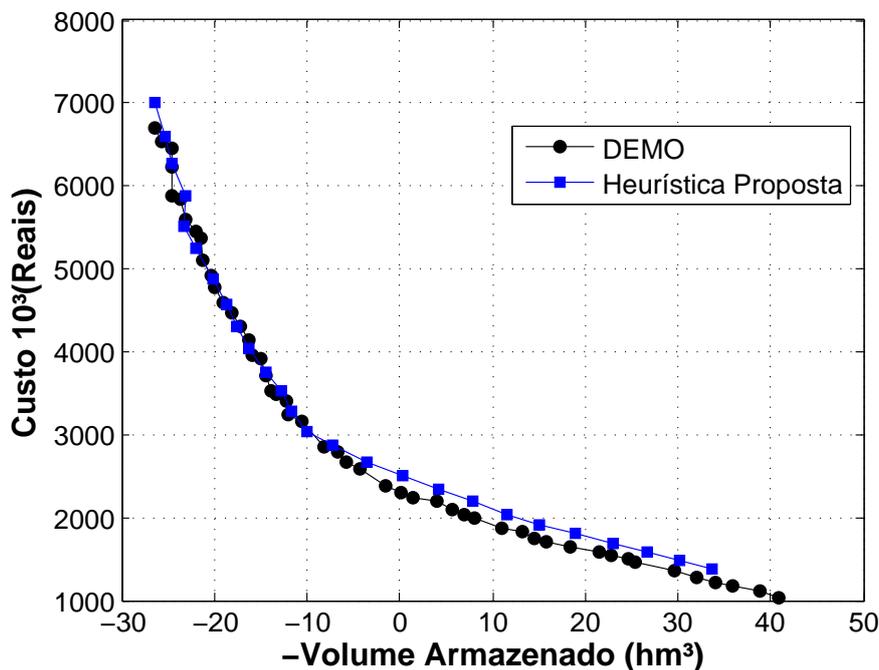
Conhecidos o sistema hidrotérmico do caso 1 e todas as variáveis envolvidas, os resultados computacionais são apresentados na seção 4.1.4.

#### 4.1.4 Resultados Computacionais

Conforme mencionado anteriormente, afim de validar os resultados obtidos, a heurística proposta foi comparada ao algoritmo DEMO apresentado por [Robic e Filipie \(2005\)](#). As técnicas propostas foram implementadas no software Matlab versão R2013b. Os resultados foram gerados em um computador Intel core i7, 2,8Ghz, 6GB de memória RAM, com sistema operacional windows 7, 64bits.

Os conjuntos de soluções não dominadas encontradas com a heurística proposta e o algoritmo DEMO são apresentados na Figura 18. O resultado apresentado na Figura 18 corresponde a um resultado mediano, definido a partir da métrica de desempenho para algoritmos multiobjetivos hipervolume. O número de amostras (trinta execuções) do algoritmo DEMO, foi definido a partir de uma avaliação da média e desvio padrão dos resultados frente a variação na quantidade de amostras, em que trinta amostras apresentaram-se suficientes para estimar os parâmetros do algoritmo desenvolvido. Para a heurística, que consiste em um método determinístico, a única variação no conjunto de amostra está relacionado ao tempo de execução, o que fez necessário a mesma abordagem e considerou-se trinta amostras como um número suficiente de amostragem.

Figura 18 – Conjunto de Soluções Não Dominadas: caso 1



Conforme a Figura 18, as duas técnicas tendem a convergir para a mesma fronteira, sendo a heurística proposta ligeiramente dominada pelo algoritmo DEMO nas soluções onde o volume armazenado no final do horizonte de planejamento é negativo (onde  $-V$  é positivo). Como as duas técnicas tendem a convergir para a mesma fronteira, acredita-se que as soluções encontradas estão próximas à fronteira Pareto, que correspondem as soluções ótimas globais do problema.

Para as duas técnicas implementadas, há um erro associado à aproximação da curva colina dos geradores que podem justificar uma parcela das diferenças entre as soluções encontradas. Para o algoritmo DEMO, a curva colina de eficiência do gerador é aproximada por uma função quadrática através da técnica de regressão não linear múltipla, conforme (FINARDI; SILVA, 2005). Já para heurística proposta, realiza-se uma interpolação linear a partir dos dados da tabela colina, conforme apresentado na seção 3.3 e em (GUEDES et al., 2017). Assim, uma parcelas dessas diferenças entre as soluções podem ser justificadas pelas aproximações realizadas.

Algumas questões relevantes podem ser levantadas a partir das soluções encontradas. Primeiramente, através de uma simples análise visual, percebe-se um espaçamento mais uniforme entre as soluções encontradas pela heurística, justificada pela estratégia definida para atendimento da demanda proposta, baseada na interpolação entre a capacidade mínima e máxima de geração hidráulica, e as estratégias para levar o sistema a máxima eficiência e armazenamento definidas nas seções 3.1 e 3.2. Em relação a resposta ligeiramente melhor do algoritmo DEMO nas soluções das extremidades, este pode ser justificado em parte, pela discretização da vazão turbinada pela heurística proposta, dado pela tabela de curva colina, enquanto o algoritmo DEMO considera uma função contínua que descreve a eficiência em função de  $Q_T$  e  $h$ .

Uma análise dos resultados encontrados é apresentado na Tabela 21. Considera-se o valor médio das 30 execuções. Detalhes da métricas de desempenho hipervolume podem ser encontradas em (HE; YEN, 2016).

Tabela 21 – Resultados Computacionais: caso 1

Parâmetro	Heurística	DEMO
Tempo (s)	15,53	90,28
Máximo Armazenamento ( $f_1$ )	26,43 (hm <sup>3</sup> )	26,48 (hm <sup>3</sup> )
Mínimo Custo ( $f_2$ )	1383 (10 <sup>3</sup> R\$)	1041 (10 <sup>3</sup> R\$)
Hipervolume	3,4005	3,7321

Através da Tabela 21 percebe-se que o máximo armazenamento para as duas técnicas foram próximas, apresentando uma variação maior na avaliação do mínimo custo  $f_2$ . Isso quer dizer que o algoritmo DEMO conseguiu fornecer mais potência hidráulica que a

heurística proposta ou, em outras palavras, que a heurística proposta deixou de utilizar uma parcela hidráulica que ainda poderia ser utilizada. Uma parcela deste erro pode ser também justificada pela discretização da vazão turbinada, frente a valores contínuos do algoritmo DEMO. Um outro fator é que a estratégia definida na heurística leva a potência de máxima eficiência, enquanto o algoritmo DEMO leva em consideração apenas o valor em si da potência total fornecida, ignorando o ponto de eficiência dos geradores. Isso pode levar a baixa produtividade, já que um valor consideravelmente maior de vazão turbinada pode resultar em pouca potência final a mais entregue.

Vale destacar a partir dos resultados apresentados na Tabela 21 a grande diferença relacionada ao tempo computacional envolvido para obtenção do conjunto de soluções. O algoritmo DEMO teve um custo aproximadamente seis vezes maior que a heurística proposta. Na avaliação da diversidade e convergência através da métrica hipervolume, o algoritmo DEMO teve uma resposta um pouco superior, visto que um valor maior de hipervolume corresponde a uma maior diversidade e convergência. Uma análise visual através da Figura 18 mostra que uma melhor convergência do algoritmo DEMO foi responsável pela melhor avaliação na métrica hipervolume. O conjunto de soluções apresentadas na Figura 18 e os resultados computacionais apresentados na Tabela 21 mostram a competitividade da heurística para aplicação no problema de planejamento hidrotérmico a curto prazo, destacando-se a qualidade e o custo computacional necessário para obtenção do conjunto de soluções.

Com objetivo de inferir sobre as diferenças relacionadas ao custo computacional para resolução pelo algoritmo DEMO e a heurística proposta foi realizado o teste de hipóteses, que pode descrito por:

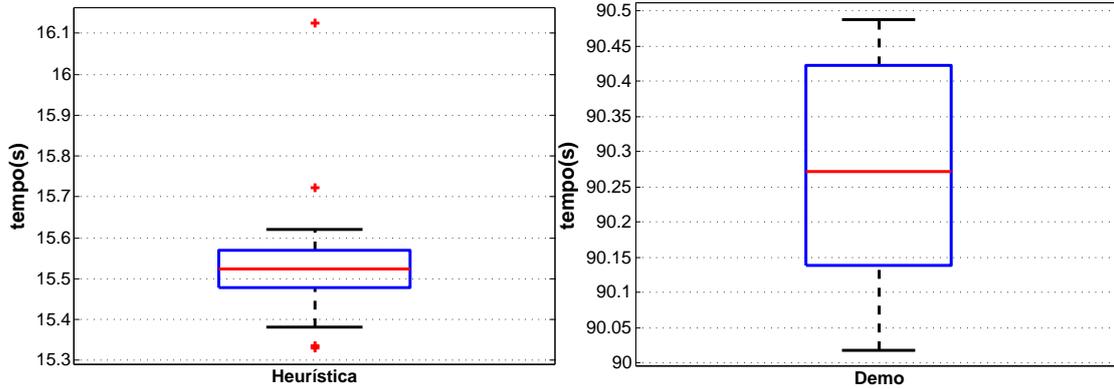
$$\begin{cases} H_0 : \mu_{heurística} - \mu_{DEMO} = 0 \\ H_1 : \mu_{heurística} - \mu_{DEMO} < 0 \end{cases} \quad (4.1)$$

onde  $H_0$  é a hipótese nula,  $H_1$  é a hipótese alternativa,  $\mu_{heurística}$  é a média do tempo para resolução pela heurística proposta e  $\mu_{DEMO}$  é a média do tempo para resolução pelo algoritmo DEMO.

Conforme descrito na equação 4.1, a hipótese nula  $H_0$  é que não existem diferenças entre o custo computacional entre a heurística e o algoritmo DEMO, e a hipótese alternativa é que a heurística proposta tem um custo inferior. Assim, a rejeição da hipótese nula fornece evidências fortes que a heurística possui um custo inferior ao algoritmo DEMO.

Uma análise exploratória dos dados é apresentada através da Figura 19.

Figura 19 – Média de Tempo Para Resolução: Caso 1



Conforme observado no *boxplot* apresentado na Figura 19 existe uma simetria em relação a mediana (linha vermelha) que indica uma distribuição normal do tempo de resolução pelas duas técnicas propostas. Os *outliers* representados pelos pontos fora da caixa, que são valores distantes dos demais dados amostrados, podem ser desconsiderados devido a baixa significância prática. Assim, considerando que o desvio padrão da população é desconhecido e assumindo as premissas de normalidade e independências entre os tempos necessários pela heurística e o algoritmo DEMO, o teste t será utilizado. Os resultados para um nível de significância  $\alpha=5\%$  são apresentados a seguir:

```

k»[h,p,ci,status]=ttest2(heuristica,DEMO)
h=1
p= 2,6931e-142
ci= -74,8097 -74,6617
tstat: -2,021214e03
    
```

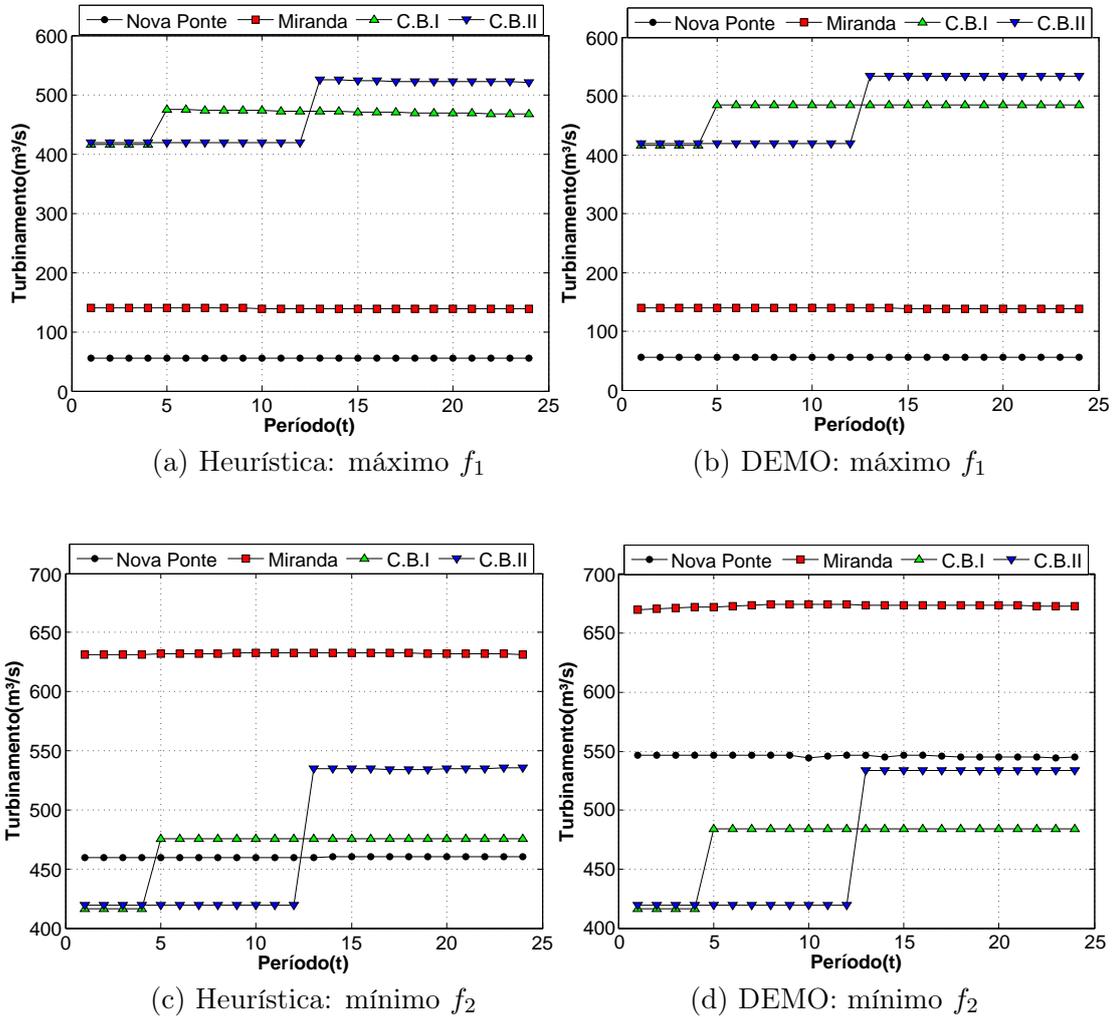
onde  $h=0$  e  $h=1$  correspondem a não rejeição e rejeição da hipótese nula, respectivamente, o valor  $p$  corresponde ao menor valor de  $\alpha$  que leva a rejeição da hipótese nula, e  $ci$  é o intervalo de confiança para a diferença entre as técnicas.

Assim, dado  $h=1$  ou  $p<\alpha$  rejeita-se a hipótese nula  $H_0$  que o tempo de resolução das técnicas são iguais, o que corresponde a aceitação da hipótese alternativa que a heurística proposta possui custo computacional inferior ao algoritmo DEMO. A rejeição da hipótese nula é considerada uma afirmação forte a respeito das diferenças entre as técnicas utilizadas.

De forma a comparar os resultados encontrados pelas técnicas do ponto de vista de valores das soluções encontradas, a Figura 20 apresenta a vazão turbinada por usina em cada instante de  $t$  para as condições de máximo armazenamento ( $f_1$ ) e mínimo custo ( $f_2$ )

para a heurística proposta e o algoritmo DEMO.

Figura 20 –  $Q_{i,t}$  para Máximo Armazenamento e Mínimo Custo: caso 1

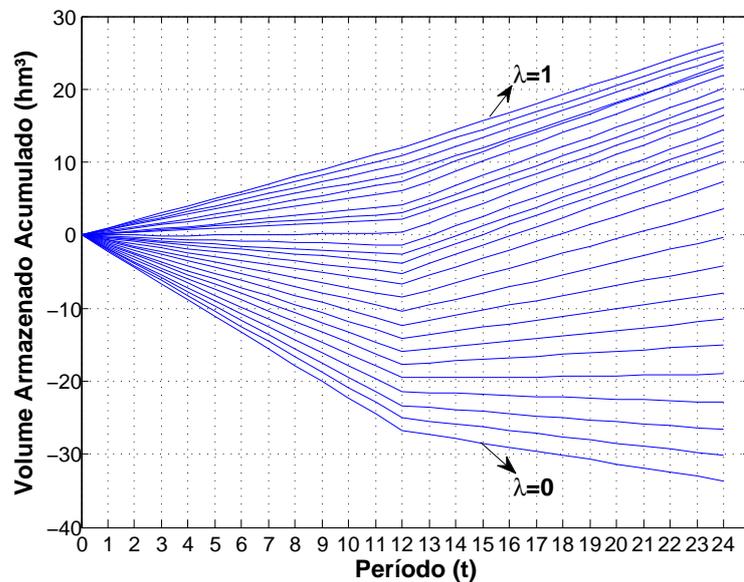


Através da Figura 20 é possível ver que em todo o horizonte de planejamento as restrições de defluência mínima e máxima por usina foram cumpridas em todos os casos. Como esperado para os casos de máximo armazenamento, as vazões turbinadas por usinas utilizando a heurística proposta e algoritmo DEMO foram equivalentes a defluência mínima para as usinas com reservatório (Nova Ponte e Miranda) e, para as usinas sem reservatório (Capim Branco I e II), utilizou-se todo recurso disponível em todos os instantes de tempo  $t$ , dada pelas afluências naturais apresentadas na Tabela 20 e afluências de usinas à montante.

A análise multiobjetivo do problema permite avaliar diversos cenários e assim facilitar a tomada de decisão. Como já mencionado, o objetivo é fornecer um conjunto de soluções, no qual a tomada de decisão é imposta pelo planejamento de médio prazo. A seguir, serão explorados aspectos relacionados às soluções encontradas e como a análise multiobjetivo pode auxiliar na tomada de decisão do planejamento da operação.

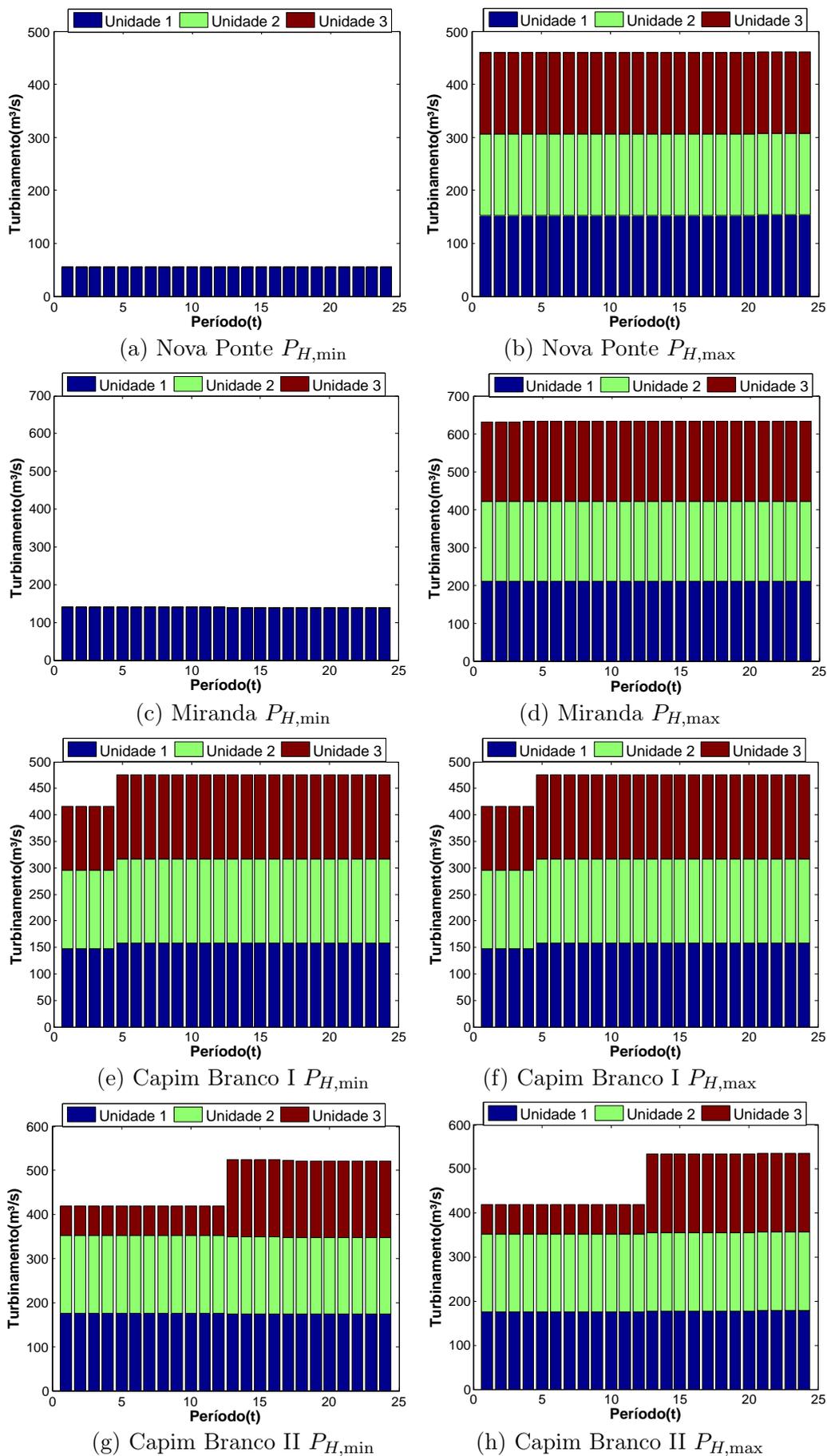
A Figura 21 apresenta o volume total armazenado acumulado ao longo do horizonte de planejamento  $T$  para todo sistema e para cada uma das  $n$  soluções obtidas a partir da determinação do valor de  $\lambda_n$ , conforme equação 3.1. O volume acumulado em cada intervalo de tempo é dado pela diferença entre as aflúncias e defluências totais, onde o acumulado no instante  $t+1$  é a soma de volume acumulado até o instante  $t$  mais o que será armazenado no intervalo compreendido entre  $t$  e  $t+1$ . Percebe-se que para  $\lambda = 0$  tem-se a máxima geração hidráulica e, assim, tem-se o mínimo armazenamento. Para  $\lambda = 1$  tem-se a mínima geração hidráulica e máximo armazenamento final. Nota-se também que a variação crescente de  $\lambda$ , de 0 até 1, apresenta valores de armazenamento finais crescentes. A Figura 21 pode auxiliar a tomada de decisão, apresentando uma perspectiva a cada instante de tempo  $t$  do balanço hídrico do sistema.

Figura 21 – Volume Armazenado para Cada  $\lambda_n$ : caso 1



A Figura 22 apresenta as vazões turbinadas por gerador para todas as usinas hidrelétricas para a condição de  $\lambda = 0$  e  $\lambda = 1$ .

Figura 22 – Vazão Turbinada por Gerador em  $\text{m}^3/\text{s}$ : caso 1



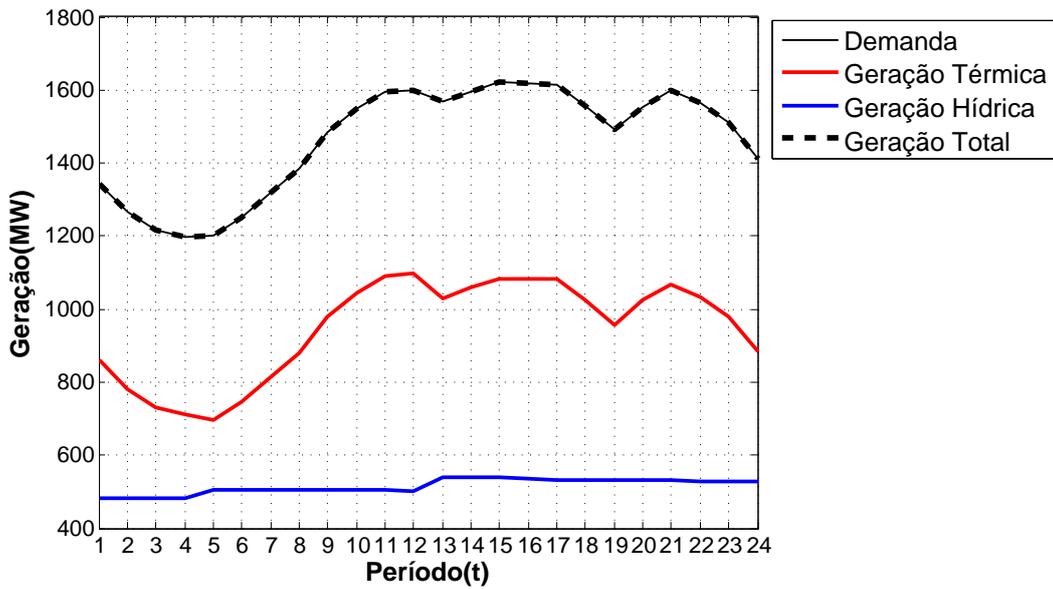
Ressalta-se nos resultados apresentados através da Figura 22 que a vazão turbinada para as usinas Capim Branco I e Capim Branco II são idênticas para a máxima e mínima geração hidráulica, conforme esperado. Como já discutido anteriormente, essas usinas são fio d'água, assim, elas devem aproveitar ao máximo o recurso hídrico disponível, maximizando a potência gerada em função das afluições. Para as usinas Nova Ponte e Miranda, que são usinas com reservatório, para o caso de máximo armazenamento (onde tem-se  $P_{H,\min}$ ) a vazão turbinada corresponde apenas a vazão necessário para manter a defluência mínima, ou seja,  $55 \text{ m}^3/\text{s}$  para a usina Nova Ponte, e  $135 \text{ m}^3/\text{s}$  para a usina Miranda (Tabela 16). Para a condição de mínimo custo ( $P_{H,\max}$ ), utilizou-se todos os  $n_g$  geradores das usinas Nova Ponte e Miranda em sua capacidade máxima para todos os instantes de tempo. Isso é esperado pelo fato da demanda ser superior a capacidade de geração do sistema hidrelétrico dentro do horizonte de planejamento.

As Figuras 23 e 24 complementam as soluções encontradas apresentando o balanço entre a geração ( $P_{Ter,t} + P_{H,t}$ ) e demanda  $D_t$  para cada instante de tempo (Figura 23), assim como a utilização de cada usina térmica ao longo do horizonte de planejamento  $T$  (Figura 24).

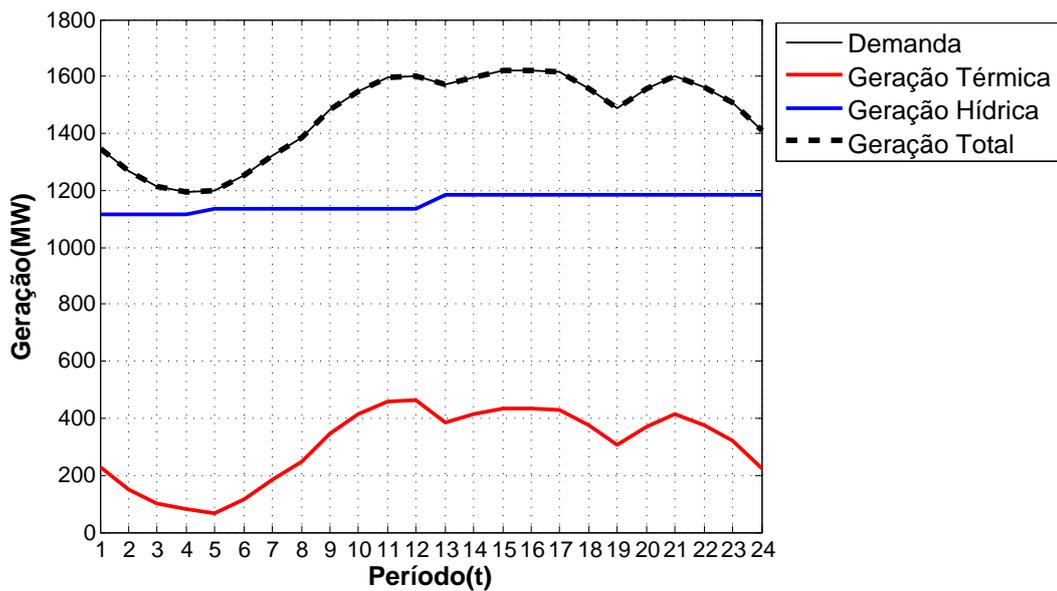
Primeiramente percebe-se a partir da Figura 23 que o balanço entre geração e demanda foi respeitado em todos os instantes de tempo. Observa-se também que a geração hidráulica atende quase a uma parcela fixa da demanda e que a geração térmica realiza o equilíbrio final entre a demanda solicitada e geração. Isso pode ser justificado pelo fato das condições ilustradas através da Figura 23 representarem as condições de fronteira, que consistem em gerar o mínimo ou máximo a cada instante de tempo e, ainda, ao fato da demanda  $D_t$  ser superior a capacidade de geração máxima, ativando a todo instante de tempo, todos os seus  $n_g$  geradores.

Os degraus na geração do sistema hidrelétrico apresentados na Figura 23 evidenciam a mudança na capacidade de geração do sistema hidrelétrico para as condições de fronteira. O volume armazenado e as afluições das usinas à montante sofrem maiores variações nestas condições devido ao alto ou baixo turbinamentos imposto as usinas nestes casos. Isso influencia na capacidade de geração de todo sistema devido ao acoplamento hidráulico.

Figura 23 – Geração Hidráulica e Térmica para as Condições de Fronteira: caso 1



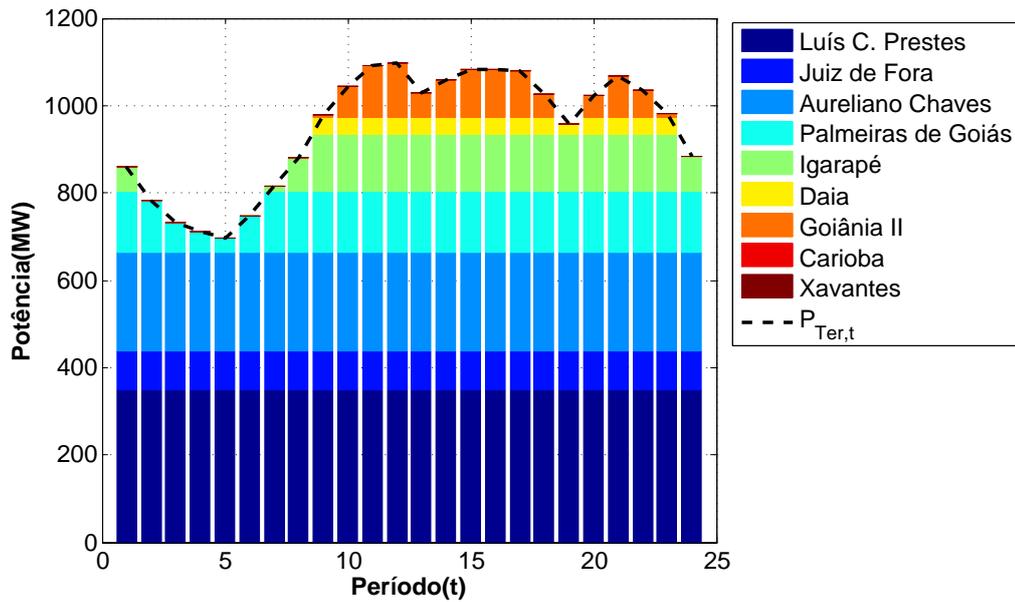
(a)  $P_{H,min}$



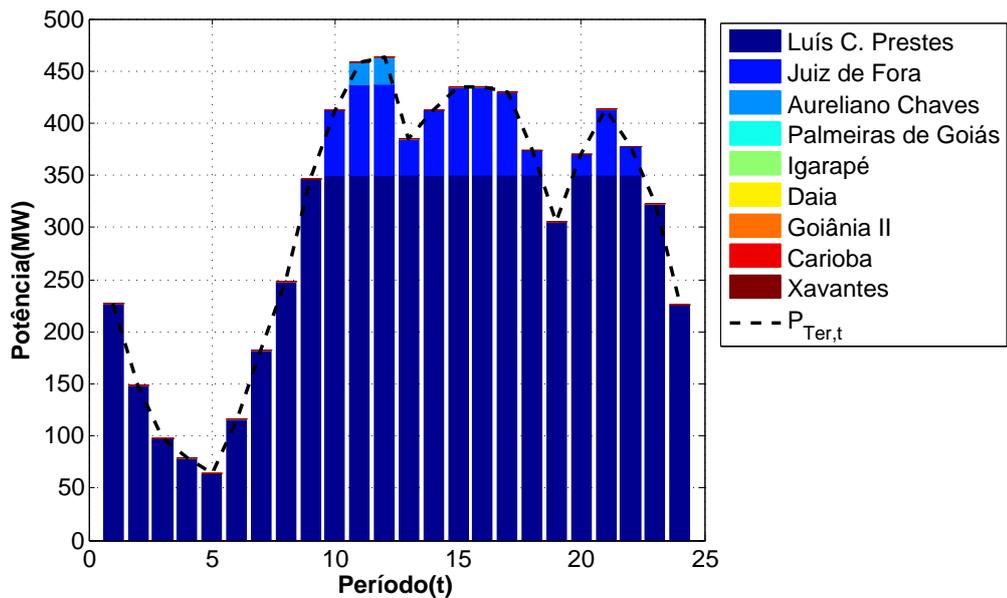
(b)  $P_{H,max}$

Dada a curva de geração térmica apresentada através da Figura 23, a Figura 24 apresenta a resolução do problema de despacho das termelétricas conforme discutido na seção 3.4, ilustrando as usinas em operação em cada intervalo para as condições de  $P_{H,min}$  e  $P_{H,max}$ .

Figura 24 – Geração por Usina Térmica: caso 1



(a) Geração Térmica para  $P_{H,\min}$



(b) Geração Térmica para  $P_{H,\max}$

Na figura 24 percebe-se que as usinas são ativadas do menor para o maior valor de CVU (apresentado na (Tabela: 15), de forma a atender o montante pré-definido para geração térmica  $P_{Ter,t}$  a cada instante de tempo.

#### 4.1.5 Avaliação do Sistema para o Mesmo Tempo de Máquina

Os resultados apresentados na seção 4.1.4 consideram o tempo computacional onde o algoritmo DEMO apresentou resultados satisfatórios em relação a técnica hipervolume. Os resultados a seguir avaliam as técnicas frente ao mesmo tempo de máquina. Este foi definido em função do tempo médio para resolução pela heurística, visto que esta é determinística e não é possível a definição de um tempo ou número de execuções para obtenção dos seus resultados, dada sua característica construtiva. Assim, foi definido um tempo para execução do algoritmo DEMO baseado no tempo médio da resolução pela heurística. O sistema hidrotérmico do caso 1 com atendimento à 3,3% da curva de carga foi utilizado para gerar os resultados que são apresentados a seguir.

Figura 25 – Conjunto de Soluções Não Dominadas: Mesmo Tempo de Máquina

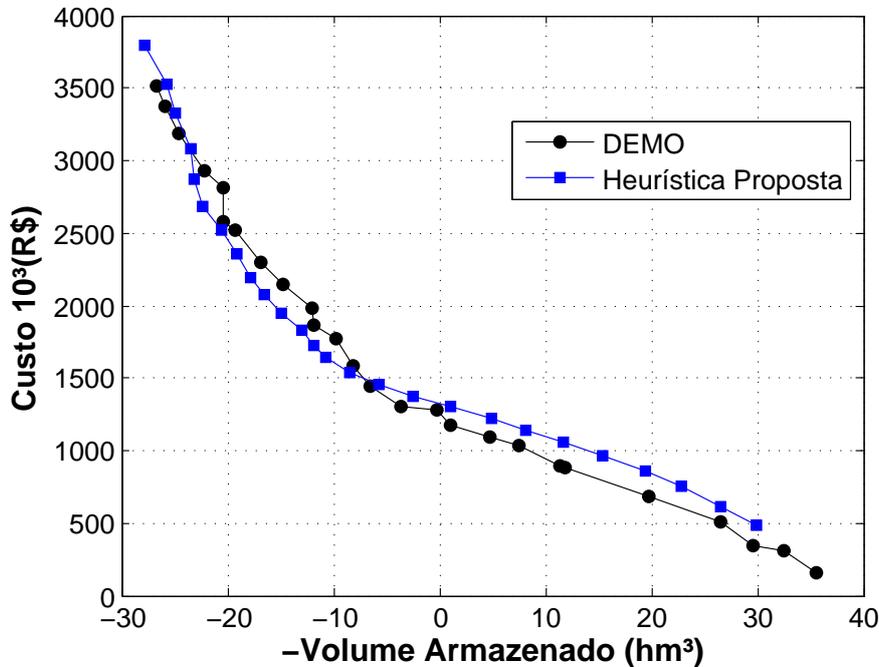


Tabela 22 – Resultados Computacionais Para o Mesmo Tempo de Máquina: caso 1

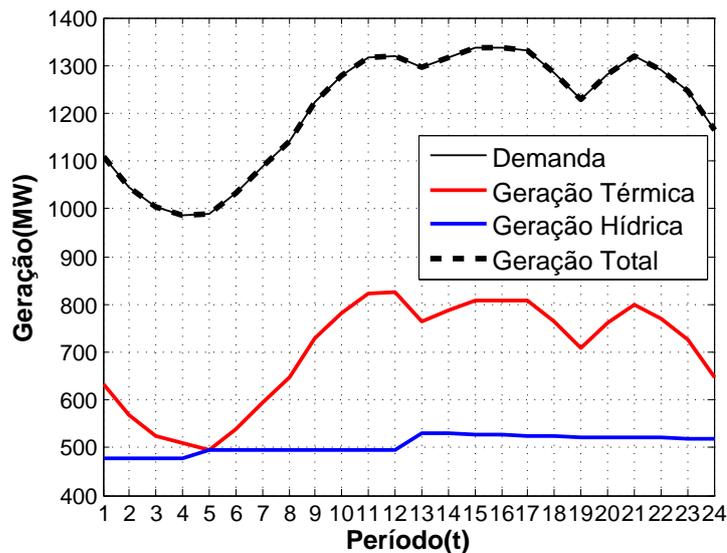
Parâmetro	Heurística	DEMO
Tempo (s)	15,53	15,24
Hipervolume	3.6731	3.6313
Espaçamento	0.0162	0.0287

Os resultados apresentados na Tabela 22 demonstram que para o mesmo tempo de máquina, a heurística apresenta resultados superiores ao algoritmo DEMO em diversidade e convergência. O espaçamento que mede apenas a diversidade entre as soluções é menor para a heurística proposta, isso significa, que as soluções estão mais uniformemente espaçadas. Isso pode ser observado na Figura 22. A técnica hipervolume completa o estudo

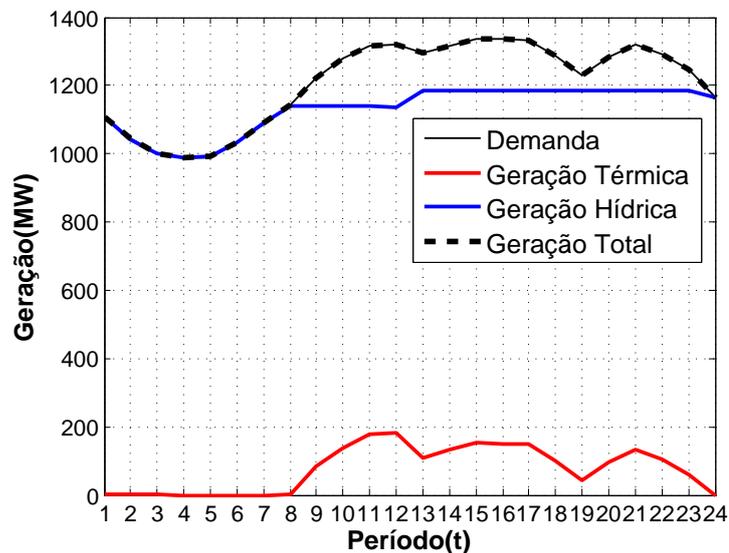
das soluções, apresentando os resultados em convergência e diversidade superiores para a heurística, visto que a área coberta pela heurística é maior. Assim, esta possui melhor convergência e diversidade nas soluções encontradas. O cálculo do espaçamento apresentado como outra métrica de desempenho pode ser encontrado em (SCHOTT, 1995)

As Figuras 26 apresentam as gerações hidráulicas e térmicas para as condições  $P_{H,\min}$  e  $P_{H,\max}$ , que merecem ser apresentadas.

Figura 26 – Geração Hidráulica e Térmica para as Condições de Fronteira: caso 1.1



(a)  $P_{H,\min}$



(b)  $P_{H,\max}$

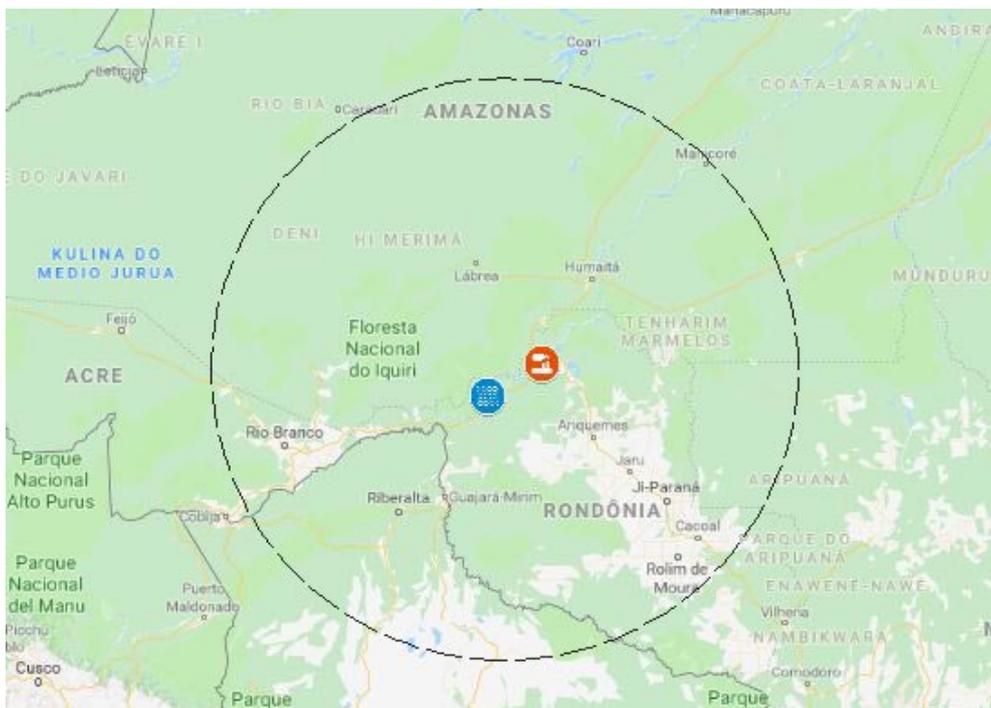
Nesse cenário, na condição de  $P_{H,\max}$  o sistema hidrelétrico consegue atender de forma integral a demanda durante um período do dia (primeiros 8 intervalos) e a geração térmica entra em operação apenas nos períodos onde a capacidade de geração hidráulica máxima é inferior a demanda. Isto impõe um cenário diferente do primeiro estudo, onde

as técnicas apresentaram-se também eficientes.

## 4.2 Caso 2: sistema com uma hidrelétrica

O segundo sistema hidrotérmico para estudo é composto por uma única usina hidrelétrica (Jirau) composta por 52 geradores e uma única usina térmica para geração complementar (TermoNorte II). A definição do sistema ocorreu de forma similar ao estudo de caso 1. Primeiramente definiu-se a usina hidrelétrica para estudo e, a partir de então, considerou-se todas as usinas termelétricas definidas para operação segundo o PMO do Operador Nacional do Sistema Elétrico. O sistema hidrotérmico está localizado na região norte do país, sendo a usina hidrelétrica instalada no rio Madeira, conforme Figura 27.

Figura 27 – Sistema Hidrotérmico: caso 2



Fonte: (Google Maps, 2018)

### 4.2.1 Sistema Termelétrico

O sistema termelétrico levou em consideração o planejamento mensal da operação do ONS para a primeira semana de novembro de 2017, onde apenas a usina TermoNorte II entraria como fonte complementar. As variáveis são apresentadas na Figura 23.

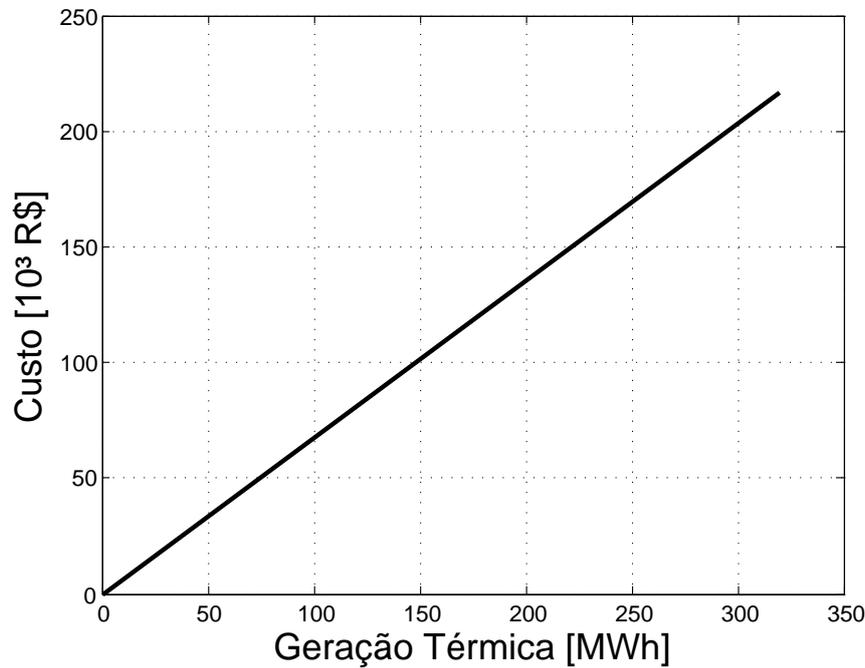
Tabela 23 – Parâmetros da Usina Termelétrica: caso 2

Usina Térmica	Localização	Tipo	CVU (R\$/MWh)	Pot. (MW)
TERMONORTE II	Porto Velho-RO	Óleo Diesel	678,04	320

Fonte: (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2017)

Contendo apenas uma usina térmica, a função de custo será linear, conforme apresentada na Figura 28. Nesse caso, a inclinação na reta é dada pelo valor do CVU da usina, e não faz-se necessário aproximação por uma função polinomial.

Figura 28 – Usina TermoNorte II: caso 2



#### 4.2.2 Sistema Hidrelétrico

A usina Jirau localizada no rio Madeira é uma usina com reservatório. Os principais parâmetros são descritos nas Tabelas 24 a 26.

Tabela 24 – Parâmetros da Usina e Geradores: caso 2

Usina	$Q_{D\min}$	$Q_{D\max}$	$V_{\min}$	$V_{\max}$	$Q_{T\text{nom}}$	$h_{\text{nom}}$	$h'''$	$n_g$
Jirau	3240	36900	1249	2746,7	538	15,2	0,39	50

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

Tabela 25 – Coeficientes para  $h'(V)$ : caso 2

Usina	$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3$	$a_4$
Jirau	66.35	$2,1 \times 10^{-2}$	$-8,28 \times 10^{-6}$	$1,92 \times 10^{-9}$	$-1,84 \times 10^{-13}$

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

Tabela 26 – Coeficientes para  $h''(Q_D)$ : caso 2

Usina	$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3$	$a_4$
Jiraú	70,50	$6,62 \times 10^{-6}$	$4,65 \times 10^{-9}$	$-7,06 \times 10^{-14}$	$3,7 \times 10^{-19}$

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

#### 4.2.3 Configurações do Problema

O volume inicial e a vazão afluyente foram extraídos da ANA (Agência Nacional de Águas - ANA, 2018), para o dia 01 de novembro de 2017. Estes são apresentados na Tabela 27.

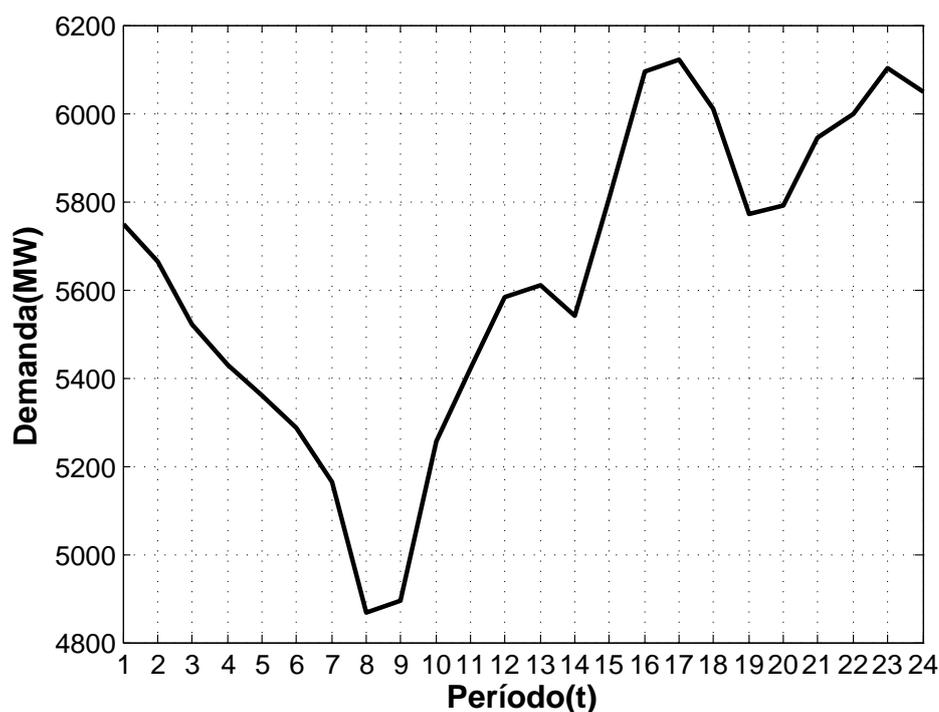
Tabela 27 – Histórico do Volume e Afluências: caso 2

Usina	Vazão Natural ( $m^3/s$ )	Volume inicial ( $hm^3$ )	$h'(V)$ Inicial (m)
Jirau	5030,99	1192	85,2

Fonte: (Agência Nacional de Águas - ANA, 2018)

Levando em conta o mesmo dia da extração dos dados de vazão e volume, e a localização do sistema hidrotérmico, a curva de carga da região norte foi obtida do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2018). Esta é apresentada através da Figura 29.

Figura 29 – Curva de Carga da Região Norte



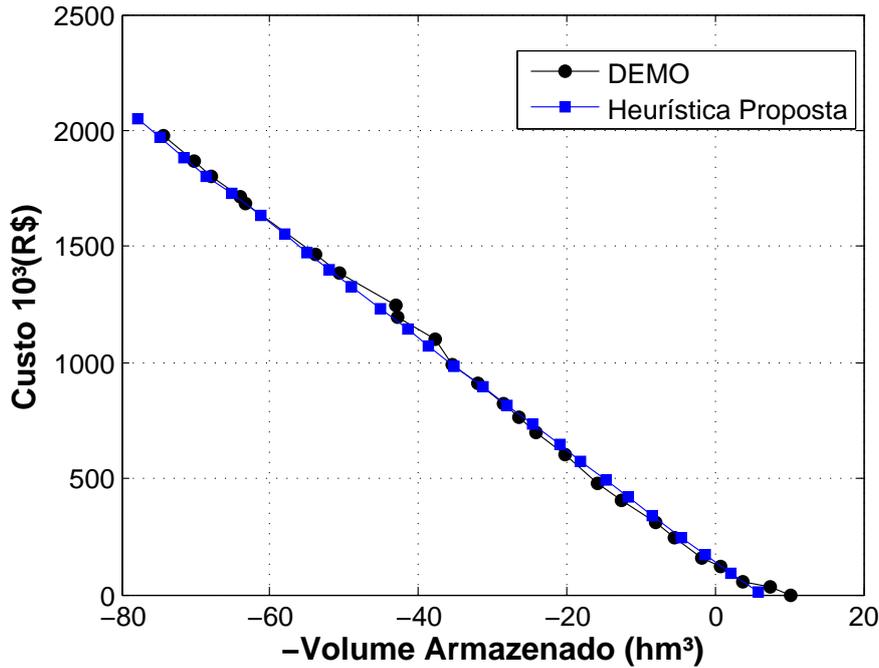
Foi definido um percentual de 13% da curva de carga da região norte para o atendimento por este sistema, dada a capacidade de geração do sistema construído. O horizonte

de planejamento compreende os doze primeiros intervalos da curva da Figura 29, ou seja,  $T=12$ . Desta forma, o sistema hidrelétrico será capaz de atender de forma integral a demanda e impor uma condição diferente dos casos já estudados. Os resultados obtidos são apresentados na seção 4.2.4.

#### 4.2.4 Resultados Computacionais

O primeiro resultado apresenta os conjuntos de soluções não dominadas encontradas pelas duas técnicas. De forma análoga ao caso 1, para o algoritmo DEMO foi selecionado um resultado mediano dentre as trinta execuções realizadas através da métrica hipervolume. O resultado encontrado é apresentado na Figura 30.

Figura 30 – Conjunto de Soluções Não Dominadas: caso 2



Os resultados encontrados pelas duas técnicas foram bem semelhantes, com tendência de convergência para a mesma fronteira, o que faz acreditar que a fronteira Pareto está próxima dos resultados obtidos.

Uma característica interessante a ser destacada quanto a heurística é o espaçamento entre as soluções encontradas. Assim como no primeiro estudo de caso, esta apresentou um resultado bem uniforme, com uma boa distribuição das soluções. Isso é interessante para a tomada de decisão, pois a escolha entre soluções vizinhas tem passos mais definidos.

Neste caso, as soluções de máximo armazenamento e mínimo custo foram próximas, assim, dado os resultados semelhantes quanto a avaliação das funções objetivos é interessante avaliar o custo computacional envolvido para as duas técnicas. A Tabela 28 resume os resultados obtidos com a heurística proposta e o algoritmo DEMO.

Tabela 28 – Resultados Computacionais: caso 2

Parâmetro	Heurística	DEMO
Tempo (s)	28,42	35,04
Máximo Armazenamento ( $f_1$ )	77,8	75,02
Mínimo Custo ( $f_2$ )	0	0
Hipervolume	3,4877	3,5071

Observa-se através da Tabela 28 que os resultados foram próximos em desempenho e nas avaliações das funções objetivo. A diferença foi observada apenas no tempo necessário para resolução pela heurística, que foi inferior ao algoritmo DEMO.

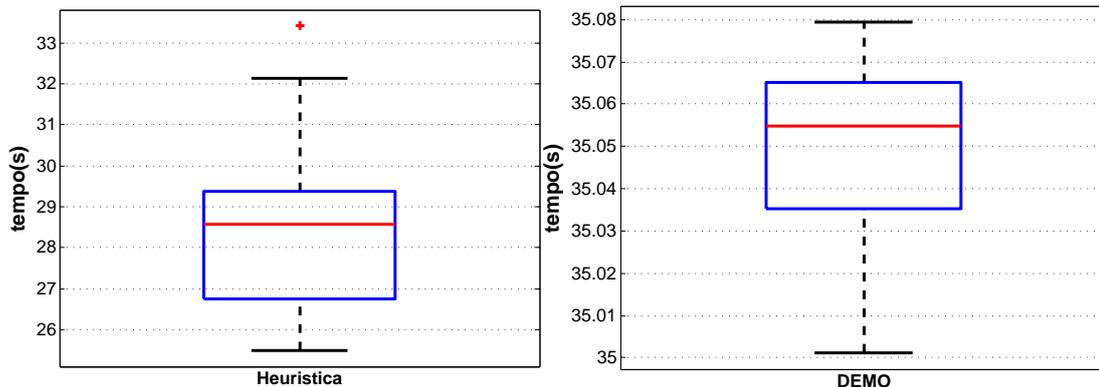
Conforme resultados apresentados na Tabela 28, as duas técnicas alcançaram custo zero. Isso significa que o sistema hidrelétrico foi capaz de suprir toda a demanda em todos os intervalos de tempo.

Com objetivo de inferir sobre as diferenças relacionadas ao custo computacional para resolução pelo algoritmo DEMO e a heurística proposta foi realizado o teste de hipóteses descrito por:

$$\begin{cases} H_0 : \mu_{heurística} - \mu_{DEMO} = 0 \\ H_1 : \mu_{heurística} - \mu_{DEMO} < 0 \end{cases} \quad (4.2)$$

Uma análise exploratória dos dados é apresentada através da Figura 31.

Figura 31 – Média de Tempo Para Resolução: Caso 2



Conforme observado no *boxplot* apresentado na Figura 31 existe uma leve assimetria em relação a mediana, mas que não compromete as premissas imposta ao teste t. Assim, considerando que o desvio padrão da população é desconhecido e assumindo as premissas

de normalidade e independências entre os tempos necessários pela heurística e o algoritmo DEMO, o teste t foi utilizado e os resultados são apresentados a seguir:

```

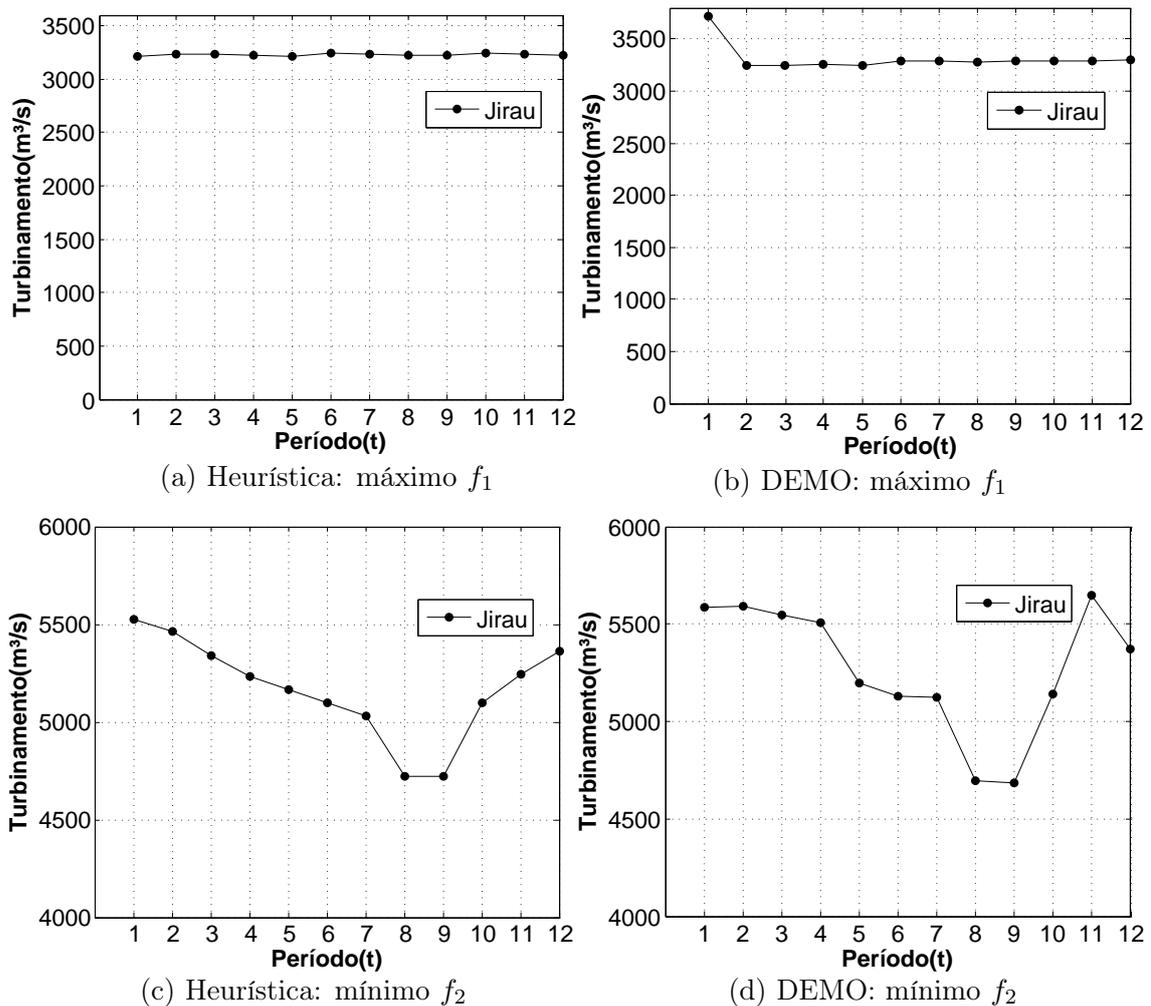
k»[h,p,ci,status]=ttest2(heuristica,DEMO)
h=1
p= 6.0956×10-27
ci= [-7,3057 -5,9337]
status=
tstat: -19.3160

```

Assim, rejeita-se a hipótese nula que o tempo das técnicas são iguais, o que corresponde a uma afirmação forte que a heurística proposta possui custo computacional menor que o algoritmo DEMO.

De forma a complementar os resultados alcançados, o turbinamento  $Q_{t,i}$  para as condições apresentadas na Tabela 28 são apresentados na Figura 32.

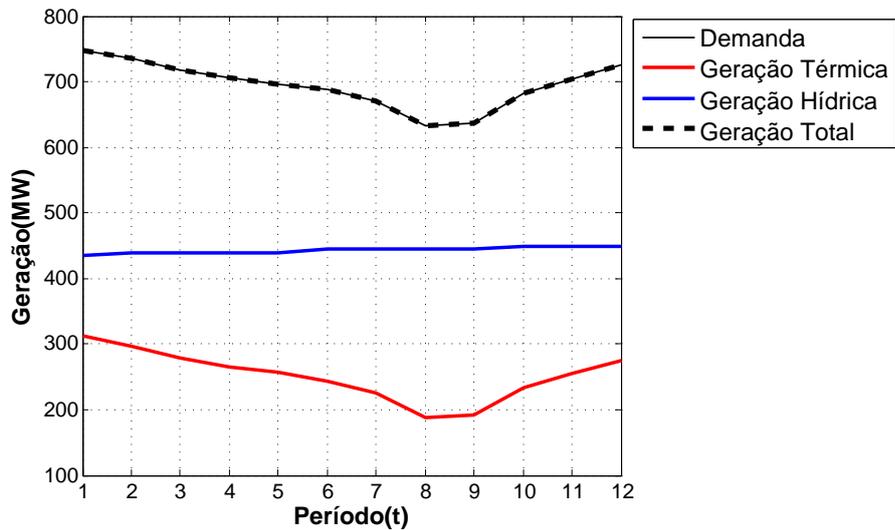
Figura 32 –  $Q_{i,t}$  para Máximo Armazenamento e Mínimo Custo: caso 2



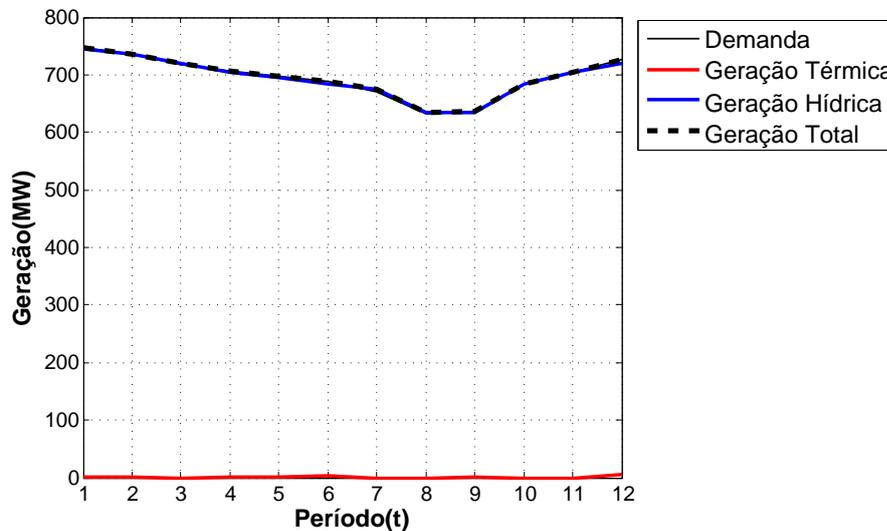
Conforme observado na Figura 32, o turbinamento para as condições de máximo armazenamento e mínimo custo para a heurística proposta e o algoritmo DEMO apresentaram características similares. Observa-se também o atendimento às restrições de defluência mínima e máxima ( $3240\text{m}^3/\text{s}$  e  $36900\text{m}^3/\text{s}$ , respectivamente), conforme apresentado na Tabela 24.

As análises apresentadas a seguir exploram aspectos relevantes nos resultados encontrados pela heurística. A Figura 33, apresenta a geração para as condições de fronteira encontrada pela heurística. No primeiro caso (Figura 33a), a geração mínima obriga a termelétrica a assumir a demanda excedente, assim percebe-se que esta se molda ao formato da curva de demanda. No caso de máxima geração hidráulica  $P_{H,\text{max}}$ , embora o sistema hidrelétrico ainda seja capaz de produzir mais energia, este se limita ao atendimento da demanda, conforme definido no algoritmo apresentado através da Figura 10.

Figura 33 – Geração Hidráulica e Térmica para as Condições de Fronteira: caso 2



(a)  $P_{H,\text{min}}$

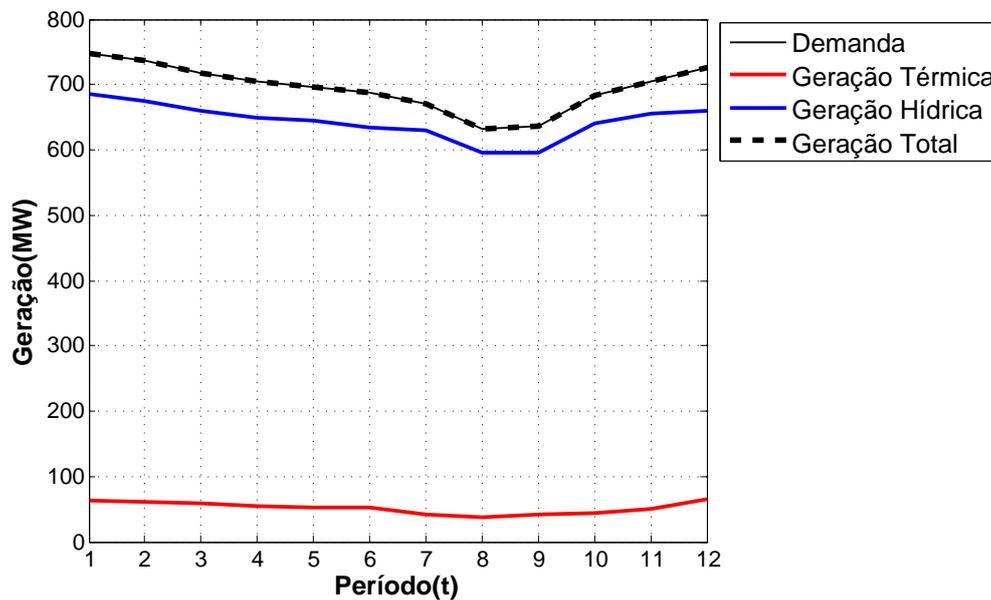


(b)  $P_{H,\text{max}}$

Ressalta-se aqui a diferença entre os estudos de caso 1 e 2. No primeiro estudo de caso, o sistema hidrelétrico levado a máxima geração não foi capaz de atender a demanda  $D_t$ , assim, a curva da geração térmica assumiu fortemente a característica da curva de demanda para todas as soluções encontradas, ou seja, para cada  $\lambda_n$  considerado. Isso porque realiza-se uma interpolação entre os valores de  $P_{H,max}$  e  $P_{H,min}$  (equação 3.1) para determinação da parcela a ser atendida pelo sistema hidrelétrico para cada um dos subproblemas resolvidos através da definição de  $\lambda_n$ .

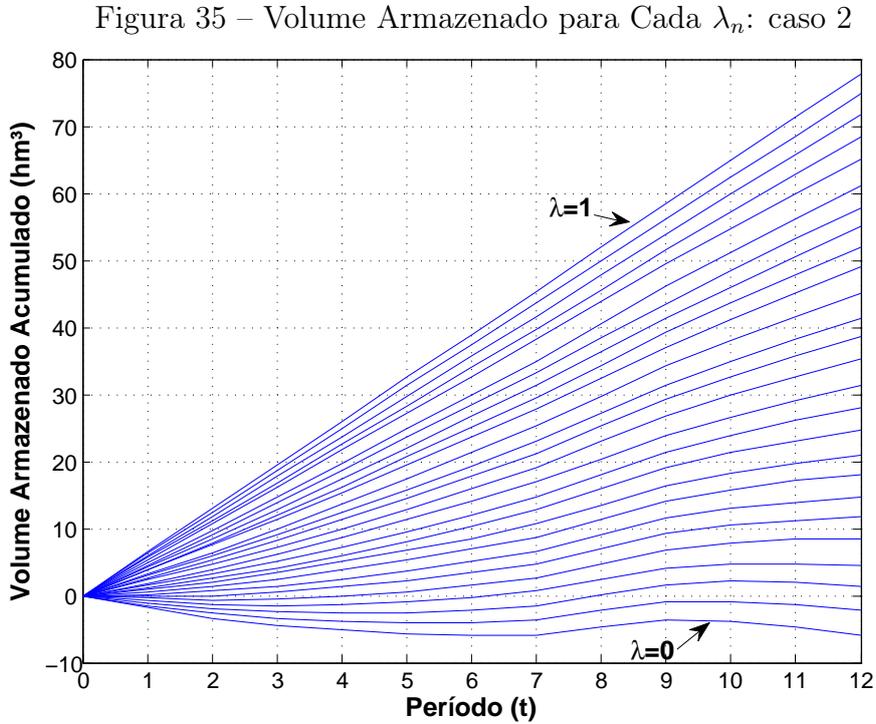
No estudo de caso 2, a geração hidráulica é capaz de atender completamente a demanda, conforme apresentado na Figura 33a. Assim, a geração hidráulica máxima  $P_{H,max}$  é definida em função da demanda, de forma a atender o balanço de potência (geração e demanda) a cada instante de tempo  $t$  do problema. Dado que as soluções intermediárias são definidas em função da máxima  $P_{H,max}$  e mínima geração hidráulica  $P_{H,min}$ , de forma contrária ao primeiro estudo de caso, aqui a geração hidráulica assume de forma mais intensa a característica da curva de demanda, e o inverso ocorre com a geração térmica. Isso pode ser observado na Figura 30, que representa o balanço de potências para uma solução intermediária do conjunto de soluções, definido por  $\lambda=0,44$ .

Figura 34 – Geração Hidráulica e Térmica para  $\lambda_n = 0,44$ : caso 2



Este comportamento observado na Figura 34 deve ser notado em todos os sistemas em que, em sua geração máxima, o sistema hidrelétrico for capaz de atender a demanda, dado que as soluções intermediárias são definidas a partir de uma interpolação entre  $P_{H,min}$  e  $P_{H,max}$ .

Uma última análise desse sistema é apresentada na Figura 35, que apresenta o montante acumulado por período para o conjunto de soluções não dominadas apresentadas na Figura 30.



Lembrando que o volume acumulado em cada intervalo de tempo é dado pela diferença entre as afluências e defluências totais, onde o acumulado no instante  $t+1$  é a soma do volume acumulado até o instante  $t$  e o que será armazenado no intervalo compreendido entre  $t$  e  $t+1$ .

Não havendo usinas à montante, o valor acumulado pela usina é dado pela diferença entre a afluência, definida como constante para este horizonte de planejamento (Agência Nacional de Águas - ANA, 2018), e o montante defluído pela usina  $Q_{D,t,i}$ . Essa forma de apresentar o balanço hídrico do sistema é uma ferramenta interessante, que pode ser estratégica para tomada de decisão. Conforme Figura 35, as duas soluções mais abaixo levam o sistema a um saldo negativo no final deste planejamento. Assim, se intuito for no mínimo manter um saldo positivo no balanço hidráulico, estas soluções devem ser desconsideradas.

# 5 Conclusões

## 5.1 Considerações Finais

Este trabalho buscou aproximar ao máximo a realidade do problema de planejamento da operação em todas as considerações, desde a sua formulação até os estudos de caso, que contribuíram para dar confiança aos resultados obtidos.

Na formulação foram abordadas todas as características particulares do problema de planejamento a curto prazo, como: a não linearidade da função objetivo, acoplamento hidráulico, o efeito do nível do reservatório, o efeito do nível do canal de fuga e as perdas hidráulicas na altura de queda líquida. Nos estudos de caso foram abordadas situações reais de operação, com dados extraídos do órgão responsável pelo planejamento da operação do Sistema Integrado Nacional, para produzir resultados que pudessem em algum momento ser comparados a dados reais de operação.

A proposta deste trabalho não constituiu em uma simples análise comparativa entre duas técnicas, sendo uma referência e o modelo proposto com objetivo de apresentar a melhor entre as técnicas. O objetivo principal foi propor uma heurística para resolver o problema a curto prazo e, através de uma análise multiobjetivo, construir um conjunto de soluções de forma a apresentar diferentes cenários para facilitar a tomada de decisão. Vale ressaltar que não cabe a proposta de planejamento a curto prazo apresentar um critério para tomada de decisão, e assim definir o ponto que o sistema deve operar. A ideia é fornecer um conjunto de soluções e suas perspectivas, de forma a auxiliar a tomada de decisão. A tomada de decisão é, por sua vez, definida pelo planejamento da operação a médio prazo, que impõe metas para o planejamento a curto prazo.

Os estudos de caso propostos na seção 4 buscaram abranger cenários diferentes a fim de avaliar a versatilidade da técnica proposta. Em ambos os casos, os resultados obtidos excederam as expectativas. Conforme observado nas Figuras [18](#) e [30](#), em relação a convergência para a possível fronteira Pareto, a técnica proposta apresentou resultados similares ao algoritmo DEMO. Percebe-se nas imagens a boa diversidade das soluções encontradas, com um espaçamento quase uniforme entre as soluções encontradas. Em relação ao custo computacional conforme observado nas Tabelas [21](#) e [28](#), os resultados encontrados pela heurística foram superiores para os dois estudos de caso propostos, sendo o custo para o sistema em cascata aproximadamente seis vezes menor que o exigido pelo algoritmo DEMO.

As definições das condições de fronteira  $P_{H,\min}$  e  $P_{H,\max}$  se demonstraram eficientes

para obtenção dos limites do problema (mínimos  $f_1$  e  $f_2$ ), principalmente a definição de  $P_{H,\min}$ . Em sua definição,  $P_{H,\min}$  é quando se turбина o maior valor entre o montante que seria vertido pela usina, decorrente de exceder a sua capacidade de armazenamento  $V_{\max}$ , e a defluência mínima, que serve para atendimento de regiões a jusante desta usina. Qualquer valor de turbinamento abaixo destes valores torna o problema infactível, então esta definição consegue chegar realmente ao máximo armazenamento do problema, conforme pode ser observado nos resultados apresentados nas Tabelas 21 e 28. Nos dois casos, os resultados encontrados pela heurística foram no mínimo equivalente ao algoritmo DEMO, com variação na segunda casa decimal para o caso 1, que pode ser justificada pelas aproximações realizadas em cada uma das técnicas.

As Tabelas 21 e 28 demonstraram um custo melhor por parte da heurística conforme mencionado, mas vale destacar uma observação. Conforme algoritmo apresentado pela Figura 10, dada uma demanda a ser atendida pelo sistema hidrelétrico, os passos consistem em ir ativando um gerador por vez, seguindo uma ordem de prioridades até que seja atendida a demanda para aquele instante de tempo  $t$ , que se repete para todos os intervalos do horizonte de planejamento. Assim, o custo computacional exigido pela heurística é dependente de dois fatores principais: o número de geradores do sistema hidrelétrico e o valor da demanda solicitada em cada instante de tempo  $t$ , sendo o custo diretamente proporcional aos dois fatores. Outro fator que ainda influencia o custo é quantidade de valores de  $\lambda$  considerados, que define a quantidade de solução apresentadas para problema, ou seja, quanto mais soluções desejadas, maior o custo envolvido. Assim, sendo o algoritmo de despacho das hidrelétricas (Figura 10) o responsável pela maior parcela do custo envolvido na resolução pela heurística, a complexidade pode ser definida pela quantidade de geradores totais do sistema multiplicada pela quantidade de intervalos discretizados no horizonte de planejamento  $T$ . Isso, para cada solução da fronteira.

Quando ao atendimento da demanda por parte das hidrelétricas e termelétricas, destaca-se a característica da curva de atendimento por cada uma destas em função da demanda total do sistema. Conforme apresentado nas Figuras 23 e 24, nos casos em que o sistema hidrelétrico operando em sua condição máxima não for capaz de atender a demanda imposta, os valores de  $P_{H,\min}$  e  $P_{H,\max}$  e as interpolações realizadas por meio da definição de  $\lambda_n$  impõem atendimento mais constante por parte das hidrelétricas e as termelétricas absorvem as variações nas curvas de carga (Figura 17). No caso em que o sistema hidrelétrico for capaz de gerar a demanda exigida, a geração hidráulica máxima  $P_{H,\max}$  se ajusta a curva de demanda para prover o balanço de potência. Assim, conforme apresentado nas Figuras 33a e 34, as soluções encontradas apresentam características opostas ao caso 1. Nesse caso a curva de geração hidráulica sofre as variações na curva de demanda e a geração térmica entra de forma complementar, porém com geração mais contínua. Estes resultados são esperados para todos os sistemas que apresentarem as

características de conseguir atendimento integral pelas hidrelétricas ou não.

De forma geral, os resultados encontrados com a heurísticas proposta se apresentaram satisfatórios, tanto em qualidade das soluções quanto em custo computacional. Os estudos realizados demonstram um grande potencial da técnica para resolução do problema de planejamento a curto prazo e desperta interesse na continuidade deste estudo.

## 5.2 Trabalhos Futuros

Os próximos passos da pesquisa se baseiam em tornar o sistema o mais próximo de sistemas reais, envolvendo novas variáveis no problema. Isso inclui uma forma mais detalhada de representação do sistema térmico, considerando a função de custo de cada unidade geradora das usinas térmicas para a resolução do DET e incluir aspectos mais realistas quanto a utilização da geração térmica por cada usina, considerando o custo de ativação da usina e período mínimo de funcionamento.

Incorporar à formulação do problema aspectos energéticos e elétricos não considerados, por exemplo: adicionar o problema de geração e transmissão de energia, considerando perdas, limites de geração e transmissão de energia.

Propor um critério para tomada de decisão baseado nas diretrizes do problema de médio prazo é outra proposta de continuidade deste trabalho.

Sendo ainda uma forma nova de abordar o problema, através de uma heurística própria, estudos de outros sistemas, até mesmo com características ainda não idealizadas, podem ser avaliados de forma a dar mais segurança aos resultados encontrados.

# Referências

- Agência Nacional de Águas - ANA. *Dados de operação dos reservatórios SIN*. 2018. <<http://sar.ana.gov.br/MedicaoSin>>. Último acesso: 26/09/2018.
- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 425, DE 1º DE FEVEREIRO DE 2011*. 2018. <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2011425.pdf>>. Último acesso: 26/09/2018.
- BARROS, M. T. L. et al. Optimization of large-scale hydropower system operations. *Journal of Water Resources Planning and Management*, v. 129, n. 3, p. 178–188, 2003.
- BELSNES, M. et al. Applying successive linear programming for stochastic short-term hydropower optimization. *Electric Power Systems Research*, v. 130, p. 167–180, 2016.
- CARNEIRO, A. A. F. M.; SOARES, S.; BOND, P. S. A large scale of an optimal deterministic hydrothermal scheduling algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n. 1, p. 204–211, 1990.
- CARPENTIER, P.; GENDREAU, M.; BASTIN, F. Managing hydroelectric reservoirs over an extended horizon using benders decomposition with a memory loss assumption. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 30, n. 2, p. 563–572, March 2015.
- CATALÃO, J. P. S. et al. Scheduling of head-sensitive cascaded hydro systems: A nonlinear approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 1, p. 337–346, feb. 2009.
- 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, 2012.
- CHANFCHIT, C.; TERRELL, M. P. A multiobjective reservoir operation model with stochastic inflows. *Computers & Industrial Engineering*, v. 24, n. 2, p. 303–313, 1993.
- CICOGNA, M. A. *Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidroérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, fev. 1999.
- DANTZIG, G. B.; INFANGER, G. Intelligent control and optimization under uncertainty with application to hydro power. *European Journal of Operational Research*, v. 97, p. 396–407, 1997.
- DÍAZ, J. I. P.; WILHELMI, J. R.; ARVALO, L. A. Optimal short-term operation schedule of a hydropower plant in a competitive electricity market. *Energy Conversion and Management*, v. 51, n. 12, p. 2955–2966, 2010.
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE. *Preços de Referência dos Combustíveis para as Usinas Termelétricas*. 2017. Informe técnico: EPE-DEE-IT-053/2017-r1.

- ENCIMA, A. S. A. *Um Modelo de Otimização do Despacho de Máquinas em Usinas Hidrelétricas*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, nov. 1999.
- ESCUADERO, L. F. et al. Hydropower generation management under uncertainty via scenario analysis and parallel computation. In: *Proceedings of Power Industry Computer Applications Conference*. [S.l.: s.n.], 1995. v. 11, n. 2, p. 547–553.
- FAKHAR, M. S. et al. Non cascaded short-term hydro-thermal scheduling using fully-informed particle swarm optimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 73, p. 983–990, 2015.
- FANG, N. et al. A hybrid of real coded genetic algorithm and artificial fish swarm algorithm for short-term optimal hydrothermal scheduling. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 62, p. 617–629, 2014.
- FINARDI, E.; SILVA, E. da. Unit commitment of single hydroelectric plant. *Electric Power Systems Research*, v. 75, n. 2, p. 116–123, 2005.
- FRANÇA, L. N. T. P. Um modelo de unit commitment para sistemas hidrotérmicos resolvido por método híbrido baseado em algoritmos genéticos e método de pontos interiores. XVIII Congresso Brasileiro de Automática, p. 376–383, 2010.
- FRANCO, P. E. C. *Planejamento da Operação de Curto Prazo em Sistemas Hidrelétricos de Potência por Modelo de Fluxo de Rede*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, fev. 1993.
- FREITAS, P. C. F. et al. Uma heurística para o problema de planejamento de usinas hidrelétricas a curto prazo. In: CONFERÊNCIA DE ESTUDOS EM ENGENHARIA ELÉTRICA, XVI. 2018. Uberlândia, 2018.
- FREITAS, P. C. F.; LISBOA, A. C.; SALDANHA, R. R. Uma formulação para o problema de planejamento de usinas hidrelétricas a curto prazo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, XXI. 2018. João Pessoa, 2018.
- FU, X. et al. Short-term scheduling of cascade reservoirs using an immune algorithm-based particle swarm optimization. *Computers & Mathematics with Applications*, v. 62, n. 6, p. 2463–2471, 2011.
- GAGNON, C. R. et al. A nonlinear programming approach to a very large hydroelectric system optimization. *mathematical programming*. Springer-Verlag, v. 6, p. 28–41, 1974.
- GE, X. lin et al. Short-term hydropower optimal scheduling considering the optimization of water time delay. *Electric Power Systems Research*, v. 110, p. 188–197, 2014.
- GOMIDES, L. R. *Estudo de Técnicas de Otimização de Sistemas Hidrotérmicos por Enxame de Partículas*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2012.
- GONÇALVES, R. E. C.; FINARDI, E. C.; SILVA, E. L. da. Applying different decomposition schemes using the progressive hedging algorithm to the operation planning problem of a hydrothermal system. *Electric Power Systems Research*, v. 83, n. 1, p. 19–27, 2012.

Governo do Brasil. *Usina Hidrelétrica São Simão (GO)*.

2018. <<http://www.brasil.gov.br/noticias/infraestrutura/2016/05/capacidade-instalada-de-geracao-de-energia-atinge-142-610-mw-em-marco/usina.jpg/view>>. Último acesso: 26/09/2018.

GRYGIER, J. C.; STEDINGER, J. R. Algorithms for optimizing hydropower system operation. *Water Resources Research*, v. 21, n. 1, p. 1–10, 1985.

GUEDES, L. S. M. *Propriedades Matemáticas e Formulações para o problema de planejamento da Geração Hidrelétrica*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Abril 2016.

GUEDES, L. S. M.; D.A.G.VIEIRA; SALDANHA, R. R. A continuous compact model for cascaded hydro-power generation and preventive maintenance scheduling. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 73, p. 702–710, Dec. 2015.

GUEDES, L. S. M. et al. A unit commitment algorithm and a compact milp model for short-term hydro-power generation scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 5, p. 3381–3390, Sept. 2017.

HE, Y. et al. A novel chaotic differential evolution algorithm for short-term cascaded hydroelectric system scheduling. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 61, p. 455–462, 2014.

HE, Z.; YEN, G. G. Visualization and performance metric in many-objective optimization. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, v. 20, n. 3, p. 386–402, June 2016.

HUANG, S.-J. Enhancement of hydroelectric generation scheduling using ant colony system based optimization approaches. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 16, n. 3, p. 296–301, Sept. 2001.

JACOBS, J. et al. Socrates: A system for scheduling hydroelectric generation under uncertainty. *Annals of Operations Research*, v. 59, p. 99–133, 1995.

JUNIOR, G. da C. *Planejamento da Operação Energética a Longo Prazo de Sistemas Hidroérmicos de Potência*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, Ilha Solteira, SP, jul. 1994.

LEITE, P. T.; CARNEIRO, A. A. F. M.; CARVALHO, A. C. P. L. F. Energetic operation planning using genetic algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 1, p. 173–179, feb. 2002.

LI, C. et al. Improved decomposition–coordination and discrete differential dynamic programming for optimization of large-scale hydropower system. *Energy Conversion and Management*, v. 84, p. 363–373, 2014.

LIMA, R. M. et al. On the computational studies of deterministic global optimization of head dependent short-term hydro scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 4, p. 4336–4347, nov. 2013.

LUND, J. R.; GUZMAN, J. Derived operating rules for reservoirs in series or in parallel. *Journal of Water Resources Planning and Management*, v. 125, n. 3, p. 143–153, 1999.

- LYRA, C.; FERREIRA, L. R. M. A multiobjective approach to the short-term scheduling of a hydroelectric power system. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n. 4, p. 1750–1755, nov. 1995.
- MANTAWY, A. H.; SOLIMAN, S. A.; EL-HAWARY, M. E. An innovative simulated annealing approach to the long-term hydroscheduling problem. *Electric Power Systems Research*, v. 64, p. 67–72, 2003.
- MARTINS, L. S. A.; AZEVEDO, A. T.; SOARES, S. Nonlinear medium-term hydro-thermal scheduling with transmission constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 4, p. 1623–1633, July 2014.
- MORTON, D. P. An enhanced decomposition algorithm for multistage stochastic hydroelectric scheduling. *Annals of Operations Research*, v. 64, p. 211–235, 1996.
- NABONA, N. Multicommodity network flow model for long-term hydro-generation optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 8, n. 2, p. 395–404, maio 1993.
- NILSSON, O.; SJELVGREN, D. Mixed-integer programming applied to short-term planning of a hydro-thermal system. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 1, p. 281–286, feb. 1996.
- OLIVEIRA, G. G.; SOARES, S. A second order network flow algorithm for hydrothermal scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n. 3, p. 1635–1641, aug. 1995.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. *Histórico da Operação*. 2017. <http://ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>. Último acesso: 26/09/2018.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. *O sistema em números*. 2018. <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Último acesso: 26/09/2018.
- PASSOS, I. O. *Metodologia de Obtenção de Curva Colina Usando Redes Neurais para Geração Hidroelétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Pará, Belém, PA, 2011.
- PEREIRA, M. V. F. Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 11, n. 3, p. 161–169, 1989.
- PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: A decomposition approach. *Water Resources Research*, v. 21, n. 6, p. 779–792, 1985.
- POUSINHO, H.; MENDES, V.; CATALÃO, J. Scheduling of a hydro producer considering head-dependency, price scenarios and risk-aversion. *Energy Conversion and Management*, v. 56, p. 96–103, 2012.
- QIN, H. et al. Multi-objective differential evolution with adaptive cauchy mutation for short-term multi-objective optimal hydro-thermal scheduling. *Energy Conversion and Management*, v. 51, n. 4, p. 788–794, 2010.

- REDDY, M. J.; KUMAR, D. N. Optimal reservoir operation using multi-objective evolutionary algorithm. *Water Resources Management*, v. 20, p. 861–867, oct. 2006.
- ROBIC, T.; FILIPIE, B. Demo: Differential evolution for multiobjective optimization. Springer, Berlin, Heidelberg, v. 3410, p. 520–533, 2005.
- ROSENTHAL, R. E. A nonlinear network flow algorithm for maximization of benefits in a hydroelectric power system. *Operations Research*, v. 29, n. 4, p. 763–786, 1981.
- SANTOS, T. N. dos; DINIZ, A. L. A new multiperiod stage definition for the multistage benders decomposition approach applied to hydrothermal scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 3, p. 1383–1392, aug. 2009.
- SCHOTT, J. R. *Fault tolerant design using single and multicriteria genetic algorithm optimization*. Dissertação (Mestrado) — Department of Aeronautics and Astronautics, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, 1995.
- SÉGUIN, S. et al. Stochastic short-term hydropower planning with inflow scenario trees. *European Journal of Operational Research*, v. 259, n. 3, p. 1156–1168, 2017.
- SHAW, J. J.; GENDRON, R. F.; BERTSEKAS, D. P. Optimal scheduling of large hydrothermal power system. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-104, p. 286–204, fev. 1985.
- SILVA, E. L. da; FINARDI, E. C. Parallel processing applied to the planning of hydrothermal systems. *IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems*, v. 14, n. 8, p. 721–729, aug. 2003.
- SJELVGREN, D. et al. Optimal operations planning in a large hydro-thermal power system. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102(2), n. 11, p. 3644–3651, 1983.
- SOARES, S.; CARNEIRO, A. Reservoir operation rules for hydroelectric power system optimization. In: . [S.l.: s.n.], 1993. p. 965 – 969.
- SOARES, S.; CARNEIRO, A. A. F. M. Optimal operation of reservoirs for electric generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 6, n. 3, p. 1101–1107, jul. 1991.
- SYLLA, C. A subgradient-based optimization for reservoirs system management. *European Journal of Operational Research*, v. 76, p. 28–48, 1994.
- TEJADA-GUIBERT, J. A.; STEDINGER, J. R.; STASCHUS, K. Optimization of value of cvp's hydropower production. *Journal of Water Resources Planning and Management*, v. 116, n. 1, p. 52–70, 1990.
- TIAN, H. et al. Multi-objective optimization of short-term hydrothermal scheduling using non-dominated sorting gravitational search algorithm with chaotic mutation. *Energy Conversion and Management*, v. 81, p. 504–519, 2014.
- TONG, B.; ZHAI, Q.; GUAN, X. An milp based formulation for short-term hydro generation scheduling with analysis of the linearization effects on solution feasibility. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 4, p. 3588–3599, nov. 2013.

- TOSCANO, A. E. *Comparação entre os modelos NEWAVE e ODIN no planejamento energético do Sistema Interligado Nacional*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2009.
- VIEIRA, D. A. G. et al. Formulations for hydroelectric energy production with optimality conditions. *Energy Conversion and Management*, v. 89, p. 781–788, 2015.
- WANG, J. Short-term generation scheduling model of fujian hydro system. *Energy Conversion and Management*, v. 50, n. 4, p. 1085–1094, 2009.
- XIE, W. et al. Short-term power generation scheduling rules for cascade hydropower stations based on hybrid algorithm. *Water Science and Engineering*, v. 5, n. 1, p. 46–58, 2012.
- YUAN, X. et al. Optimal self-scheduling of hydro producer in the electricity market. *Energy Conversion and Management*, v. 51, n. 12, p. 2523–2530, 2010.
- ZAMBON, R. C. *Planejamento da Operação de Sistemas Hidroérmicos de Grande Porte*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.
- ZHANG, H. et al. Culture belief based multi-objective hybrid differential evolutionary algorithm in short term hydrothermal scheduling. *Energy Conversion and Management*, v. 65, p. 173–184, 2013.
- ZHANG, J. et al. A hybrid particle swarm optimization with small population size to solve the optimal short-term hydro thermal unit commitment problem. *Energy*, v. 109, p. 765–780, 2016.

# A ANEXO - Curva Colina

Tabela 29 – Dados Colina: Nova Ponte

Potência (MW)	h(m)								
	79	84	89	94	99	104	109	114	119
40	0,731	0,723	0,717	0,713	0,71	0,71	0,711	0,715	0,72
50	0,778	0,769	0,762	0,757	0,753	0,75	0,748	0,748	0,748
60	0,817	0,809	0,802	0,796	0,79	0,786	0,781	0,778	0,775
70	0,849	0,843	0,836	0,83	0,824	0,818	0,812	0,806	0,8
80	0,875	0,87	0,865	0,859	0,853	0,847	0,839	0,831	0,823
90	0,893	0,891	0,888	0,884	0,878	0,872	0,864	0,855	0,844
100	0,904	0,906	0,905	0,903	0,899	0,893	0,885	0,875	0,864
110	0,908	0,914	0,917	0,918	0,915	0,911	0,903	0,893	0,881
120	0,906	0,916	0,923	0,927	0,928	0,925	0,919	0,909	0,897
130	0,896	0,912	0,924	0,932	0,935	0,935	0,931	0,923	0,91
140	0,879	0,901	0,919	0,931	0,939	0,942	0,94	0,934	0,922
150	0,856	0,885	0,908	0,926	0,938	0,945	0,946	0,942	0,932
160	0,825	0,861	0,892	0,916	0,933	0,944	0,949	0,948	0,941
170	0,787	0,832	0,87	0,9	0,924	0,94	0,95	0,952	0,947
180	0,742	0,796	0,842	0,88	0,91	0,932	0,947	0,953	0,951
190	0,691	0,754	0,809	0,855	0,892	0,921	0,941	0,952	0,954
200	0,632	0,706	0,77	0,825	0,87	0,906	0,932	0,948	0,955

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

Tabela 30 – Dados Colina: Miranda

Potência (MW)	h(m)										
	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
60	0,858	0,863	0,867	0,87	0,873	0,875	0,876	0,877	0,877	0,876	0,875
65	0,869	0,873	0,877	0,88	0,882	0,884	0,885	0,886	0,886	0,885	0,884
70	0,878	0,882	0,886	0,889	0,891	0,893	0,894	0,894	0,894	0,893	0,892
75	0,887	0,891	0,894	0,897	0,899	0,9	0,901	0,902	0,901	0,901	0,899
80	0,896	0,899	0,902	0,904	0,906	0,907	0,908	0,908	0,908	0,907	0,906
85	0,903	0,906	0,909	0,911	0,912	0,914	0,914	0,915	0,914	0,914	0,912
90	0,91	0,912	0,915	0,917	0,918	0,919	0,92	0,92	0,92	0,919	0,918
95	0,916	0,918	0,92	0,922	0,923	0,924	0,924	0,925	0,924	0,924	0,923
100	0,921	0,923	0,925	0,926	0,927	0,928	0,929	0,929	0,928	0,928	0,927
105	0,925	0,927	0,928	0,93	0,931	0,931	0,932	0,932	0,932	0,931	0,93
110	0,928	0,93	0,931	0,933	0,933	0,934	0,934	0,935	0,934	0,934	0,933
115	0,931	0,932	0,934	0,935	0,935	0,936	0,936	0,936	0,936	0,936	0,935
120	0,933	0,934	0,935	0,936	0,937	0,937	0,938	0,938	0,938	0,937	0,937
125	0,934	0,935	0,936	0,937	0,937	0,938	0,938	0,938	0,938	0,938	0,938
130	0,934	0,935	0,936	0,937	0,937	0,937	0,938	0,938	0,938	0,938	0,938
135	0,934	0,935	0,935	0,936	0,936	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937	0,937
140	0,933	0,933	0,934	0,934	0,934	0,935	0,935	0,935	0,936	0,936	0,936

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

Tabela 31 – Dados Colina: Capim Branco I

Capim Branco I	$h(m)$									
$Q_T$ (m <sup>3</sup> /s)	44,6	45,5	46,3	47,2	48,1	49	49,8	50,7	51,6	52,4
80	0,756	0,756	0,758	0,76	0,761	0,763	0,764	0,767	0,772	0,777
85,2	0,788	0,79	0,793	0,796	0,8	0,804	0,807	0,81	0,811	0,812
90,4	0,824	0,825	0,826	0,829	0,832	0,836	0,84	0,842	0,843	0,844
95,6	0,852	0,853	0,854	0,855	0,857	0,859	0,861	0,864	0,867	0,868
100,8	0,868	0,869	0,871	0,873	0,874	0,876	0,877	0,878	0,88	0,882
105,9	0,875	0,877	0,879	0,88	0,882	0,883	0,884	0,886	0,887	0,888
111,1	0,876	0,878	0,879	0,881	0,883	0,886	0,888	0,89	0,892	0,894
116,3	0,88	0,882	0,884	0,887	0,89	0,893	0,895	0,896	0,897	0,898
121,5	0,893	0,895	0,897	0,898	0,9	0,901	0,902	0,904	0,905	0,906
126,7	0,904	0,905	0,907	0,908	0,909	0,91	0,911	0,912	0,914	0,915
131,9	0,916	0,917	0,918	0,919	0,92	0,921	0,922	0,923	0,923	0,924
137,1	0,927	0,928	0,93	0,931	0,932	0,933	0,933	0,934	0,935	0,936
142,3	0,936	0,938	0,939	0,94	0,941	0,942	0,943	0,944	0,944	0,945
147,5	0,94	0,941	0,943	0,944	0,946	0,947	0,948	0,949	0,949	0,95
152,6	0,934	0,936	0,938	0,94	0,942	0,944	0,945	0,946	0,947	0,948
157,8	0,925	0,927	0,93	0,932	0,934	0,935	0,937	0,939	0,94	0,941
163	0,917	0,919	0,921	0,923	0,926	0,928	0,93	0,932	0,934	0,936
168,2	0,914	0,915	0,916	0,917	0,919	0,92	0,922	0,923	0,925	0,927
173,4	0,912	0,913	0,913	0,914	0,915	0,916	0,917	0,918	0,919	0,92
178,6	0,911	0,912	0,912	0,913	0,914	0,914	0,915	0,916	0,917	0,917

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

Tabela 32 – Dados Colina: Continuação Capim Branco I

Capim Branco I	$h(m)$									
$Q_T$ (m <sup>3</sup> /s)	53,3	54,2	55	55,9	56,8	57,7	58,5	59,4	60,3	61,1
80	0,779	0,78	0,78	0,781	0,783	0,786	0,789	0,791	0,792	0,794
85,2	0,813	0,814	0,815	0,816	0,818	0,82	0,821	0,821	0,821	0,821
90,4	0,844	0,844	0,844	0,845	0,846	0,847	0,849	0,85	0,85	0,85
95,6	0,869	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
100,8	0,883	0,883	0,884	0,884	0,884	0,883	0,883	0,883	0,883	0,883
105,9	0,889	0,89	0,891	0,892	0,892	0,892	0,893	0,893	0,892	0,892
111,1	0,895	0,897	0,898	0,899	0,9	0,9	0,9	0,899	0,899	0,899
116,3	0,899	0,9	0,901	0,902	0,903	0,903	0,903	0,904	0,904	0,904
121,5	0,907	0,908	0,909	0,911	0,911	0,912	0,912	0,913	0,913	0,913
126,7	0,916	0,917	0,918	0,919	0,92	0,92	0,921	0,922	0,922	0,923
131,9	0,925	0,927	0,928	0,928	0,929	0,93	0,931	0,931	0,932	0,932
137,1	0,937	0,937	0,938	0,938	0,939	0,939	0,94	0,941	0,941	0,941
142,3	0,945	0,946	0,947	0,947	0,947	0,947	0,948	0,948	0,948	0,948
147,5	0,95	0,951	0,951	0,951	0,951	0,952	0,952	0,952	0,952	0,952
152,6	0,949	0,95	0,951	0,951	0,951	0,952	0,952	0,952	0,952	0,952
157,8	0,943	0,944	0,946	0,946	0,947	0,948	0,949	0,95	0,95	0,951
163	0,937	0,938	0,939	0,94	0,941	0,942	0,943	0,944	0,945	0,946
168,2	0,929	0,931	0,932	0,933	0,935	0,936	0,937	0,938	0,939	0,94
173,4	0,921	0,923	0,924	0,926	0,927	0,929	0,93	0,931	0,933	0,934
178,6	0,918	0,919	0,92	0,921	0,922	0,924	0,925	0,926	0,928	0,929

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

Tabela 33 – Dados Colina: Capim Branco II

Capim Branco II	h(m)							
$Q_T$ (m <sup>3</sup> /s)	40	40,9	41,9	42,8	43,7	44,6	45,6	46,5
110	0,673	0,684	0,747	0,764	0,788	0,81	0,815	0,822
117,1	0,689	0,71	0,76	0,796	0,819	0,84	0,859	0,868
124,3	0,697	0,742	0,795	0,827	0,853	0,87	0,882	0,891
131,4	0,721	0,768	0,817	0,85	0,873	0,887	0,896	0,903
138,6	0,737	0,783	0,833	0,866	0,884	0,894	0,903	0,915
145,7	0,744	0,796	0,843	0,872	0,89	0,901	0,91	0,922
152,9	0,758	0,804	0,848	0,876	0,893	0,903	0,915	0,927
160	0,764	0,81	0,852	0,878	0,895	0,906	0,919	0,929
167,1	0,762	0,812	0,854	0,88	0,895	0,907	0,921	0,931
174,3	0,774	0,811	0,854	0,881	0,896	0,908	0,922	0,932
181,4	0,774	0,809	0,852	0,88	0,896	0,906	0,92	0,931
188,6	0,792	0,809	0,849	0,879	0,895	0,905	0,919	0,931
195,7	0,792	0,806	0,842	0,869	0,889	0,902	0,918	0,93
202,9	0,792	0,803	0,834	0,86	0,879	0,895	0,912	0,927
210	0,799	0,806	0,828	0,852	0,87	0,886	0,9	0,913

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

Tabela 34 – Dados Colina: Continuação Capim Branco II

Capim Branco II	h(m)						
$Q_T$ (m <sup>3</sup> /s)	47,4	48,4	49,3	50,2	51,1	52,1	53
110	0,826	0,812	0,782	0,761	0,714	0,708	0,71
117,1	0,871	0,862	0,834	0,794	0,759	0,746	0,742
124,3	0,894	0,892	0,876	0,846	0,814	0,778	0,762
131,4	0,908	0,906	0,897	0,882	0,858	0,829	0,81
138,6	0,923	0,923	0,914	0,899	0,884	0,867	0,853
145,7	0,929	0,931	0,927	0,915	0,902	0,89	0,88
152,9	0,934	0,937	0,935	0,927	0,918	0,905	0,899
160	0,937	0,941	0,939	0,933	0,926	0,92	0,913
167,1	0,939	0,941	0,94	0,936	0,931	0,924	0,92
174,3	0,939	0,942	0,941	0,938	0,934	0,928	0,924
181,4	0,939	0,942	0,942	0,939	0,936	0,931	0,928
188,6	0,939	0,942	0,942	0,94	0,936	0,932	0,929
195,7	0,938	0,941	0,942	0,94	0,936	0,932	0,929
202,9	0,936	0,94	0,941	0,939	0,936	0,931	0,929
210	0,924	0,93	0,934	0,934	0,933	0,932	0,931

Fonte: (GUEDES et al., 2017)

Tabela 35 – Dados Colina: Jirau

Jirau	h(m)											
Pot. (MW)	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
15	0,83	0,834	0,838	0,842	0,846	0,849	0,852	0,855	0,858	0,86	0,861	0,862
20	0,868	0,872	0,875	0,877	0,879	0,88	0,881	0,881	0,881	0,881	0,881	0,88
25	0,893	0,897	0,901	0,902	0,902	0,902	0,902	0,902	0,901	0,9	0,898	0,896
30	0,907	0,912	0,916	0,919	0,92	0,92	0,92	0,919	0,918	0,916	0,914	0,91
35	0,915	0,921	0,925	0,929	0,931	0,932	0,932	0,931	0,931	0,929	0,926	0,923
40	0,919	0,926	0,931	0,935	0,938	0,94	0,94	0,939	0,938	0,936	0,935	0,932
45	0,919	0,928	0,934	0,938	0,942	0,945	0,945	0,945	0,945	0,944	0,942	0,94
50	0,916	0,928	0,935	0,94	0,944	0,947	0,948	0,948	0,948	0,947	0,947	0,946
55	0,91	0,925	0,934	0,94	0,945	0,948	0,95	0,95	0,95	0,95	0,949	0,949
60	0,901	0,92	0,932	0,938	0,944	0,948	0,95	0,951	0,952	0,952	0,951	0,951
65	0,887	0,911	0,928	0,936	0,943	0,947	0,95	0,951	0,952	0,953	0,953	0,952
70	0,863	0,901	0,921	0,932	0,941	0,945	0,949	0,951	0,952	0,953	0,953	0,953
75	0,832	0,882	0,911	0,927	0,937	0,943	0,947	0,95	0,952	0,953	0,954	0,954

Fonte: (GUEDES et al., 2017)