

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DESPACHO ÓTIMO DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS PARA MINIMIZAÇÃO DA
CONTRATAÇÃO DO SUPRIMENTO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Luciano Malaquias

Santa Maria, RS, Brasil.

2013

**DESPACHO ÓTIMO DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS PARA MINIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO
DO SUPRIMENTO**

Luciano Malaquias

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Alzenira da Rosa Abaide

Santa Maria, RS, Brasil

2013

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Malaquias, Luciano

Despacho ótimo de pequenas centrais hidrelétricas para minimização da contratação do suprimento / Luciano Malaquias.-2013.

130 p.; 30cm

Orientadora: Alzenira da Rosa Abaide

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2013

1. Despacho Ótimo 2. PCHs 3. Minimização 4. Contratação do Suprimento 5. Algoritmos Genéticos I. Abaide, Alzenira da Rosa II. Título.

© 2013

Todos os direitos autorais reservados a Luciano Malaquias. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

E-mail: malaquiasluciano@gmail.com

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a
Dissertação de Mestrado

**DESPACHO ÓTIMO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS
PARA MINIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DO SUPRIMENTO**

elaborada por
Luciano Malaquias

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA

Alzenira da Rosa Abaide, Dr^a.
(Presidente/Orientadora)

Felix Alberto Farret, PhD (UFSM)

Gladis Bordin Dr^a. (UFRGS)

Santa Maria, 13 de Setembro de 2013.

À minha esposa Viviane C. C.
Malaquias, minhas filhas Krisley e
Kristiny e demais familiares e
amigos.

*“O covarde nunca tenta, o fracassado
nunca termina, e o vencedor nunca
desiste”.*

Jean Jacques Rousseau

AGRADECIMENTOS

À professora Alzenira da Rosa Abaide, que considero primeiramente uma grande amiga conquistada nesta caminhada, obrigado pela confiança depositada, tempo disponibilizado para me indicar a direção correta, para que esta pesquisa fosse realizada. Obrigado também pela sua companhia durante estes dois anos de convivência e parceria.

Aos demais professores do Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência, agradeço por todas as contribuições para o primoramente e melhoria da proposta desta pesquisa.

Ao amigo Moises Machado Santos, que colaborou constantemente para o desenvolvimento desta pesquisa, agradeço pelo tempo disponibilizado, pela sempre disposição em ajudar, pela parceria antiga e pela amizade.

Aos colegas de trabalho do Departamento Municipal de Energia de Ijuí – DEMEI, pelas contribuições para esta pesquisa, pelo auxílio nas atividades diárias, pelo entendimento das necessidades das viagens.

Aos novos colegas conquistados no CEESP, agradeço pela amizade parceria e conhecimento compartilhados.

A minha esposa Viviane Cristina Carré Malaquias, agradeço pelo amor, carinho, companheirismo, paciência e palavras de incentivo nos momentos de dificuldade, que são os mais difíceis.

As minhas filhas Krisley Carré Malaquias e Kristiny Carré Malaquias, pelo carinho, amor, paciência e pela ausência de atenção durante a realização desta pesquisa.

Aos meus pais Olimpio e Nadir Malaquias, agradeço pela ajuda, criação e formação do caráter e pela perseverança para conquistar os objetivos.

Aos familiares da minha esposa, pela grande ajuda e compreensão, estando sempre presentes.

RESUMO

Dissertação de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria, RS, Brasil

DESPACHO ÓTIMO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS PARA MINIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DO SUPRIMENTO

Autor: Luciano Malaquias
Orientadora: Alzenira da Rosa Abaide, Dr^a. Eng.
Data e Local da defesa: 13 de Setembro de 2013, Santa Maria

Esta dissertação apresenta o desenvolvimento de uma metodologia para a otimização da modulação do despacho de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), com objetivo de minimizar os custos da contratação do suprimento, que compreende a contratação da energia e a contratação do uso dos sistemas de transmissão e ou distribuição, para as concessionárias de distribuidoras de energia elétrica. A aplicação da metodologia proposta, tecnicamente, está sujeita ao atendimento das restrições operativas das PCHs, bem como, das subestações localizadas no ponto de conexão das distribuidoras com a rede básica. A metodologia leva em consideração a regulação do setor elétrico. Para a otimização do despacho, é considerada a vazão afluyente do aproveitamento hidrelétrico das PCHs, obtida a partir da curva de permanência de vazões. Representando o comportamento do sistema de distribuição foi usada a curva de carga, no período em que foi registrada a maior demanda anual. Para validação da metodologia, foi utilizada a técnica de algoritmos genéticos para as simulações com dados reais, de uma distribuidora do sul do Brasil foram utilizados e os resultados técnicos e econômicos foram comprovados.

Palavras-chave: Despacho Ótimo. PCHs. Minimização. Contratação do Suprimento. Algoritmos Genéticos.

ABSTRACT

Master's Dissertation
Post Graduate Program in Electrical Engineering
Federal University of Santa Maria, RS, Brazil

OPTIMAL DISPATCH OF SMALL HYDRO PLANTS FOR THE MINIMIZATION OF CONTRACT SUPPLY

Author: Luciano Malaquias
Advisor: Alzenira da Rosa Abaide, Dr^a. Eng.
Date e Local of presentation: September 13, 2013, Santa Maria

This Master's Dissertation presents the development of a methodology to optimize the modulation of dispatch of Small Hydro Power Plants (SHPs). The main objective is to minimize the cost of supplying contracts, which comprise both the contracts of energy and the contracts of the use of the transmission and distribution systems by the power utilities. The application of the proposed methodology is technically subject to the operative constraints of the SHPs as well as to the constraints of the substations located in the connection points among utilities and the transmission system. The methodology is also based on the regulation of the Brazilian electrical system. The flow duration curves are taken in order to optimize the dispatch and the load curves from periods of the highest annual demands are considered to represent the distribution system behavior. We used the technique of genetic algorithms to the simulations with real data, from a Brazilian power utility are applied in order to analyze the economic and technical results and then proven the methodology.

Key-words: Optimal dispatch. SHPs. Minimization. Supplying contracts. Genetic Algorithms.

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Matriz de Geração de Energia Elétrica do Brasil.....	40
Tabela 5.1 – Dados de Entrada da PCH.....	65
Tabela 5.2 – Dados do Sistema de Distribuição.....	65
Tabela 5.3 – Dados de Parametrização do AG.....	66
Tabela 5.4 – Características dos Indivíduos nos Cromossomos.....	75
Tabela 6.1 – Curva de Permanência de Vazão de Descargas Médias Mensais.....	82
Tabela 6.2 – Características Técnicas e Econômicas da UPA.....	83
Tabela 6.3 – Características Econômicas e de Carga do Sistema de Distribuição.....	85
Tabela 6.4 – Dados de Parametrização do AG.....	86
Tabela 6.5 – Análise Financeira Mensal para o MUST Contratado sem Despacho da UPA.....	87
Tabela 6.6 – Análise Financeira da Energia Diária Necessária para Despacho de Q99%.....	92
Tabela 6.7 – Análise Financeira Mensal para o MUST Contratado para Despacho de Q99%.....	93
Tabela 6.8 – Análise Financeira para Energia Diária Necessária para Despacho de Q95%.....	97
Tabela 6.9 – Análise Financeira para Energia Diária Necessária para Despacho de Q90%.....	103
Tabela 6.10 – Comparativo entre as Simulações para Minimização da Energia Diária Necessária ao Fornecimento.....	104
Tabela 6.11 – Comparativo entre as Simulações para Minimização do MUST.....	105
Tabela A.1 – Exemplo de Características dos Indivíduos nos Cromossomos.....	124

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Estrutura da Nova Composição do Sistema Elétrico Brasileiro.....	24
Figura 1.2 – Estrutura do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro.....	24
Figura 2.1 – Representação de uma PCH Típica.....	42
Figura 2.2 – Curva de Permanência de Vazões no Tempo.....	48
Figura 3.1 – Simplificação do Mercado Considerado.	56
Figura 5.1 – Fluxograma da Metodologia Proposta para Solução do Despacho de PCHs.....	64
Figura 5.2 – Curva de Permanência de Potência Gerada para PCH UPA.....	68
Figura 5.3 – Representação de uma Curva de Carga para Definição Preliminar do MUST.	70
Figura 5.4 – Indivíduo da População Inicial Representado pelo Pico de Demanda no Horário de Ponta.	72
Figura 6.1 – Vista Aérea da PCH Usina Passo do Ajuricaba (UPA).....	81
Figura 6.2 – Curva de Carga com MUST Contratado na Rede Básica.	84
Figura 6.3 – Comportamento da Carga no Posto Tarifário de Ponta.	85
Figura 6.4 – Comportamento da Carga sem a Operação da UPA (MATLAB ®).....	87
Figura 6.5 – Curva de Permanência de Potência Gerada para Q99% (MATLAB ®).....	88
Figura 6.6 – Comportamento da Carga com Despacho da PCH para Q99% (MATLAB ®).....	89
Figura 6.7 – Pico de Demanda com MUST Preliminar Proposto para Contratação.	91
Figura 6.8 – Comportamento do Reservatório da PCH para Q99% (MATLAB ®). ...	92
Figura 6.9 – Curva de Permanência de Potência Gerada para Q95% (MATLAB ®).....	93
Figura 6.10 – Comportamento da Carga com Despacho da UPA para Q95% (MATLAB ®).....	95
Figura 6.11 – Comportamento do Reservatório da PCH para Q95% (MATLAB ®).	96
Figura 6.12 – Comportamento do Reservatório da UPA para Q95% no Quarto Dia de Operação (MATLAB ®).	98
Figura 6.13 – Comportamento do Reservatório da UPA para Q95% no Quinto Dia de Operação (MATLAB ®).	98
Figura 6.14 – Comportamento da Carga com Despacho da UPA para Q95% no Quinto Dia de Operação (MATLAB ®).	99

Figura 6.15 – Curva de Permanência de Potência Gerada para Q90% (MATLAB®).....	100
Figura 6.16 – Comportamento da Carga com Despacho da UPA para Q90% (MATLAB®).....	101
Figura 6.17 – Comportamento do Reservatório da UPA para Q90% (MATLAB®).	103
Figura A.1 – Estrutura de um AG Básico.	121
Figura A.2 – Método da Roleta Viciada para Seleção de Indivíduos.....	125
Figura A.3 – Exemplo de Pontos de Corte.	128
Figura A.4 – Operação dos Operadores de Cruzamento de um Ponto e Mutação.	129

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

ACR – Ambiente de Contratação Regulado

AG – Algoritmo Genético

$a_j(t)$ – Vazão correspondente às perdas por evaporação e/ou infiltração no reservatório da PCH “ j ” no período t

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCD – Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição

CCT – Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão

CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

CCVE – Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CPPG – Curva de Permanência de Potência Gerada

$D(t)$ – Potência ativa demandada no período t

DEMEI – Departamento Municipal de Energia de Ijuí

$eh_j(t)$ – Energia produzida na PCH “ j ” ao longo de um período t

$ep_j(t)$ – Energia potencial da massa de água que é usada para acionar as turbinas na PCH “ j ”, ao longo do período de tempo considerado t

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

fph_j – Função Potência Ativa Produzida na PCH “ j ”

GD – Geração Distribuída

$hl_j(t)$ – Altura de queda bruta da PCH “ j ”

j – Índice de unidades de PCHs

J – Conjunto de unidades de PCHs

k – Índice de subestações

K – Conjunto de subestações

MME – Ministério de Minas e Energia

MUSD – Montante de Uso do Sistema de Distribuição

MUSD_g – Montante de Uso do Sistema de Distribuição Gerado pelas PCHs

MUST – Montante de Uso do Sistema de Transmissão

MUST_C – MUST a ser contratado para o período (ano) subsequente

MUST_p – MUST preliminar

MUST_{SEk} – Montantes de uso sistema de transmissão contratado na Subestação SE_k

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

$P_{DGj}(t)$ – Potência ativa fornecida pela na PCH “ j ” no período t

P_{GDj}^{max} – Limite máximo de potência ativa da unidade de PCH “ j ”

P_{GDj}^{min} – Limite mínimo de potência ativa da unidade de PCH “ j ”

$ph_j(t)$ – Potência ativa produzida na PCH “ j ” num dado instantet

$P_{SEk}(t)$ – Potência ativa fornecida pela subestação “ k ” no período t

q_{GDj}^{min} – Vazão turbinada mínima operativa da turbina da unidade de PCH “ j ”

q_{GDj}^{max} – Vazão turbinada máxima operativa da turbina da unidade de PCH “ j ”

$q_j(t)$ – Vazão turbinada da PCH “ j ” no período t

REN – Resolução Normativa

rg_j – Rendimento do gerador na PCH “ j ”

rt_j – Rendimento da turbina na PCH “ j ”

SIN – Sistema Interligado Nacional

T – Conjunto de intervalos de tempo

TE – Tarifa de Energia

$TUST_{RB}$ – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Rede Básica

$TUST_{FR}$ – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Fronteira

UM_j – Conjunto de PCH imediatamente a montante de “ j ”

UPA – Usina Passo do Ajuricaba

ϑ_{GDj}^{min} – Volume mínimo operativo da unidade de PCH “ j ”

$\vartheta_{GDj}(t)$ – Volume operativo da unidade de PCH “ j ” no período t

ϑ_{GDj}^{max} – Volume máximo operativo da unidade de PCH “ j ”

$v_j(t)$ – Vazão vertida no aproveitamento da PCH “ j ” no período t

$w_j(t)$ – Vazão afluyente ao reservatório “ j ” no período t

$x_j(t)$ – Vazão correspondente à variação do nível (armazenamento ou deplecionamento) do reservatório da PCH “ j ” no período t

$x_{\%}$ – Taxa de crescimento de carga (mercado) previsto para o próximo ano.

Z_j – Vazão lateral afluyente à PCH “ j ”

ρ_j – Produtividade da usina “ j ” no instante considerado, em $MW/(m^3/s)$.

ρ_{SEk} – Preço da energia na subestação k no período t

δ_{DGj} – Preço da energia na unidade de PCH k no período t

Δt – Intervalo de tempo (15 minutos)

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	18
1 REVISÃO DA LITERATURA	21
1.1 Contextualização do Setor Elétrico	21
1.2 Regulação Aplicada a Contratação do Suprimento	25
1.3 Otimização da Contratação do Suprimento Considerando o Despacho da Geração Distribuída	30
1.4 Alocação e Despacho Ótimo da Geração Distribuída	34
2 O PROBLEMA DE DESPACHO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS	39
2.1. Pequenas Centrais Hidrelétricas	39
2.1.1 Arranjo Típico de PCHs.....	41
2.1.2 Operação Hidráulica.....	44
2.1.3 Curva de Permanência de Vazão.....	47
2.1.4 Energia Garantida	49
3 ESTRUTURA TARIFÁRIA DE SUPRIMENTO APLICADA NO BRASIL	52
3.1 Tarifa de Energia	52
3.2 Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão	53
3.3 Cenário de Mercado Considerado	55
4 EQUACIONAMENTO DO PROBLEMA DE DESPACHO DE PCHs	58
5 METODOLOGIA PARA RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DO DESPACHO DE PCHS	63
5.1 Dados de Entrada.....	65
5.2 Curva de Permanência de Potência Gerada para PCHs	66
5.3 Definição Preliminar do MUST	69
5.4 Algoritmo Genético para Otimização do Despacho da GD.....	71
5.4.1 Criação da População Inicial	71

5.4.2 Codificação e Decodificação	73
5.4.3 Função de Avaliação	75
5.4.4 Seleção da População.....	77
5.4.5 Aplicação dos Operadores Genéticos	77
5.4.6 Módulo de População.....	78
5.4.7 Critério de Parada	78
5.5 Penalização do MUST	78
5.6 Incremento do MUST.....	79
6 ESTUDO DE CASO E SIMULAÇÕES	81
6.1 Dados de Entrada.....	82
6.2 Representação do Comportamento da Carga sem a Operação da UPA	86
6.3 Simulação para Permanência de Vazão de Q99%	88
6.4 Simulação para Permanência de Vazão de Q95%	93
6.5 Simulação para Vazão Histórica com Permanência de Q90%.....	100
6.6 Análise Geral das Simulações	104
7 CONCLUSÕES	107
7.1 Trabalhos futuros.....	108
7.1.1 Despacho Otimizado da Geração Distribuída para Atenuar o Pico de Demanda no SIN	110
7.1.2 Metodologia para Remunerar a Potência Disponibilizada pela Geração Distribuída	110
7.1.3 Metodologia de Ganho de Eficiência na Contratação do MUST	110
7.2 Trabalhos publicados	111
REFERÊNCIAS.....	113
Apêndice A - Algoritmo Genético (AG).....	118

INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas à indústria da energia elétrica no Brasil, vem passando por profundas mudanças estruturais. As mudanças introduzidas pelo modelo desverticalizado entre os segmentos que compõe o setor elétrico, têm trazido grandes desafios ao planejamento da expansão e operação do sistema. Uma das premissas desse modelo é o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, o que remete há um número expressivo de agentes envolvidos. Diante disto, as incertezas envolvidas na gestão dos contratos de suprimento de energia aumentam significativamente, tornando-a mais complexa.

Além do comportamento aleatório e intrínseco da demanda, outro aspecto de grande relevância, se refere ao crescimento do número de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) conectadas, diretamente, aos sistemas de distribuição.

Dentro deste contexto, a presente pesquisa propõe uma metodologia para minimizar os custos da contratação do suprimento para as concessionárias de distribuição, que abrange a contratação da energia e a contratação do uso dos sistemas de transmissão ou distribuição. A minimização dos custos dar-se-á, através do despacho ótimo de PCHs alocadas em sistemas de distribuição. Para isto, propõe-se a aplicação de Algoritmo Genético, para solução do problema, baseado nas curvas de carga do sistema de distribuição e na vazão afluyente aos aproveitamentos hídricos referentes às PCHs. A metodologia desenvolvida é aplicada para um estudo de caso, com dados reais, em uma pequena distribuidora, localizada no Rio Grande do Sul, extremo sul do Brasil.

Objetivando uma melhor organização e entendimento desta pesquisa, no Capítulo 1, consta a revisão da bibliografia, que contextualiza o setor elétrico e descreve um breve histórico da evolução das tarifas de energia elétrica praticadas no Brasil, os agentes que compõe o setor elétrico institucionalmente, indicando suas respectivas atribuições. Ainda, apresenta sucintamente a regulação do setor elétrico, aplicada a contratação do suprimento de energia elétrica.

O Capítulo 2 apresenta a atual matriz de geração de energia elétrica no Brasil e alguns conceitos fundamentais acerca de PCHs, bem como, a modelagem da

operação hidráulica deste tipo de geração. Outra característica descrita, refere-se a energia garantida para PCHs, considerando o estabelecido na regulação específica.

O Capítulo 3 descreve o modelo tarifário aplicado à contratação do suprimento. Também descreve um cenário de mercado, no qual a concessionária pode optar por contratar o suprimento no mercado regulado, ou alternativamente, contratar parte deste suprimento, das unidades de PCHs alocadas em seu sistema de distribuição.

O Capítulo 4 mostra o equacionamento para a solução do problema do despacho de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), objetivando minimizar os custos de suprimento, sob a ótica das distribuidoras de energia elétrica.

O Capítulo 5 apresenta os desenvolvimentos metodológicos para a solução do problema do despacho de PCHs, com o objetivo de minimizar os custos de suprimento. É apresentada uma metodologia de otimização de despacho de PCHs, de forma a gerar o máximo de energia, priorizando o atendimento da demanda.

O Capítulo 6 mostra os resultados obtidos com a aplicação da metodologia, em um caso real, a partir da curva de carga do sistema de distribuição e do histórico de afluições do aproveitamento hidrelétrico.

O Capítulo 7 apresenta as conclusões desta pesquisa, e sinaliza outras pesquisas a serem realizadas, com o intuito de complementariedade, de forma a transformar a proposta aqui apresentada, em uma possível contribuição para a alteração da regulamentação do setor elétrico, aplicada a contratação do suprimento.

A partir da revisão da bibliografia consultada e das demais publicações estudadas, durante a realização desta dissertação, pode-se afirmar que esta pesquisa, deixou como contribuição uma metodologia, para a otimização do despacho da geração distribuída, objetivando minimizar os custos da contratação do suprimento, às distribuidoras. Também, incorporou-se a metodologia, a regulação do setor elétrico pertinente a contratação do suprimento, não analisada em outras publicações. A metodologia modula o despacho de PCHs, considerando a capacidade do reservatório e, ainda, considera o estabelecido na regulação do setor elétrico, para que a concessionária não seja penalizada por multas decorrentes de

ultrapassagens, essencialmente no uso do sistema de transmissão ou distribuição. Sob a ótica dos consumidores, a metodologia propõe uma contratação otimizada, contribuindo para a modicidade tarifária.

Outra contribuição é que, nesta pesquisa, foi desenvolvida uma metodologia para que a partir de uma dada vazão afluyente seja elaborada uma Curva de Permanência de Potência Gerada (CPPG) para PCHs. O intuito desta curva é determinar a capacidade de uma PCH garantir a potência durante determinado intervalo de tempo. A CPPG relaciona a potência gerada, o tempo que esta potência pode ser disponibilizada para atendimento da carga e considera também o tempo requerido para acumular água no reservatório.

1 REVISÃO DA LITERATURA

A revisão da literatura, primeiramente, apresenta uma contextualização do setor elétrico, em seguida aborda a temática da regulação do setor elétrico, aplicada à contratação do suprimento para distribuidoras de energia elétrica. Posteriormente, são descritos os trabalhos referentes a otimização da contratação do suprimento, considerando a contribuição da geração distribuída. Complementando o assunto sobre despacho da geração distribuída, são abordados os impactos técnicos, basicamente a redução das perdas e a melhoria dos níveis de tensão.

1.1 Contextualização do Setor Elétrico

Os serviços de utilidade pública são tacitamente agrupados pela necessidade de acesso da população, que se dá, pela adequada infraestrutura e expansão. O acesso decorre da utilidade que esses serviços proporcionam no seu cotidiano como, por exemplo, a facilidade de deslocamento por um sistema de transporte eficiente e o conforto pela disponibilidade de energia elétrica, proporcionado, pela utilização dos equipamentos disponíveis nas residências.

Dentro do contexto de serviços de utilidade pública essenciais, a energia elétrica além de insumo básico para os diversos ramos econômicos ligados à agricultura, indústria e serviços, cumpre um papel crucial na sociedade.

Diante disto, segundo o DIEESE - Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos - (DIEESE, 2007, p. 2) a energia elétrica é o serviço público com um dos maiores índices de cobertura da população brasileira. Atinge, segundo a Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílio, realizada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (Pnad/IBGE) 99,6% dos domicílios urbanos do país. A exclusão ao acesso da energia elétrica não se dá apenas pela indisponibilidade de infraestrutura básica, mas também, pela condição de os consumidores arcarem com os custos associados a sua disponibilidade.

A história da legislação tarifária descreve um longo processo evolutivo percorrido pelas tarifas de energia elétrica. A história remonta ao início da década de 70 e inclui a Lei 5.655/1971 e o Decreto-Lei 1.383/74. A Lei 5.655/71 estabeleceu o regime de remuneração garantida, que previa que as tarifas de energia elétrica

cobrada dos consumidores, deveriam ser capazes de cobrir os custos associados à geração, transmissão e distribuição e ainda, garantir uma taxa de retorno para as concessionárias, num patamar entre 10% a 12% ao ano. Já, o Decreto-lei 1.383/1974, criou o mecanismo de equalização tarifária entre as concessionárias do setor elétrico, que permitia que os consumidores de todas as regiões do país, gozassem do mesmo nível tarifário, dentro da mesma classe de consumo. Neste contexto, por intermédio da Portaria nº 33/1988, foram criadas as tarifas de fornecimento, atendendo a um sistema elétrico verticalizado.

A Lei 8.631/1993 encerrou o regime de remuneração garantida e pôs fim ao mecanismo de equalização tarifária. A partir de então, as concessionárias distribuidoras passaram a ter seus reajustes e tarifas, fixadas de forma diferenciada e em função dos custos do serviço para cada concessionária. Até meados de 1994, o sistema elétrico ainda era regulado de forma verticalizada, com isso, os segmentos eram apresentados pela concessionária titular da concessão naquela área, a qual exercia os papéis de todos os segmentos: geração, transmissão, distribuição e a comercialização da energia elétrica (DIEESE, 2007, p. 3).

Dando início ao contexto de delegação dos serviços de eletricidade, Jonhson (1996 apud EL HAGE et al., 2011, p. 7), sugeria que o governo poderia delegar um serviço de utilidade pública para um terceiro, mediante uma proposta ou “leilão”, que apresentasse o menor custo do serviço, desde que, considerasse condições de qualidade e confiabilidade equivalentes. A ideia de utilização da modalidade de leilões para as concessões do serviço de eletricidade, já estava latente no início da década de 1990. Então, um dos primeiros passos para a reorganização do setor elétrico foi dado, com o objetivo de prepará-lo para a privatização.

Em meados de 1996, o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Eletrobras contrataram um consórcio internacional – Coopers & Lybrand, para realizar um estudo abrangente sobre a reforma do setor elétrico, intitulado “Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro”. O objetivo desta reforma era permitir ao governo, concentrar-se em suas funções de elaboração de políticas energéticas e de regulamentação do setor, propiciando a transferência da responsabilidade da operação e do investimento ao setor privado. O estudo foi dividido em quatro etapas e englobou quatro áreas genéricas, a saber: O Novo Arranjo Comercial para o Setor;

Arcabouço Legal e Regulamentar; Mudanças Institucionais; e Questões Econômicas-financeiras do Setor, Coopers & Lybrand (1997 apud EL HAGE et al., 2011, p. 197).

Nesse contexto, El Hage (EL HAGE et al., 2011, p. 27; P.197-199) corrobora, comentando que o novo modelo do setor elétrico brasileiro, rompeu com o conceito de monopólio natural em toda a cadeia da indústria de energia elétrica. Buscando uma maior eficiência, reordenou as atividades agregadas em seus segmentos. A diretriz básica foi identificar as atividades que constituem o chamado “monopólio natural” e aplicar as condições de mercado onde fossem cabíveis. Diante disto, as atividades de transmissão e distribuição enquadraram-se como monopolistas, enquanto que as atividades de geração e comercialização organizaram-se sobre a ótica da concorrência de mercado. Logo, as atividades de geração e comercialização, não são reguladas, o preço do mercado ditará as regras, enquanto que nos monopólios naturais de transmissão e distribuição, haverá uma regulação, para manter uma maior eficiência econômica dos agentes de mercado.

Assim, o setor elétrico, que era estruturado verticalmente como monopólio natural em geração, transmissão e distribuição, foi rearranjado, conforme apresentado na Figura 1.1.

A atividade de comercialização de energia (venda do produto), que sempre esteve embutida no sistema de distribuição, foi desagregada, considerando o novo modelo, o sistema de distribuição ficou entendido como apenas, o sistema físico de transporte e entrega de energia. A rigor, devido as semelhança dos segmentos, a diferença entre as atividades de transmissão e distribuição, é dada basicamente pelo nível de tensão, conforme pode ser observado na Figura 1.1.

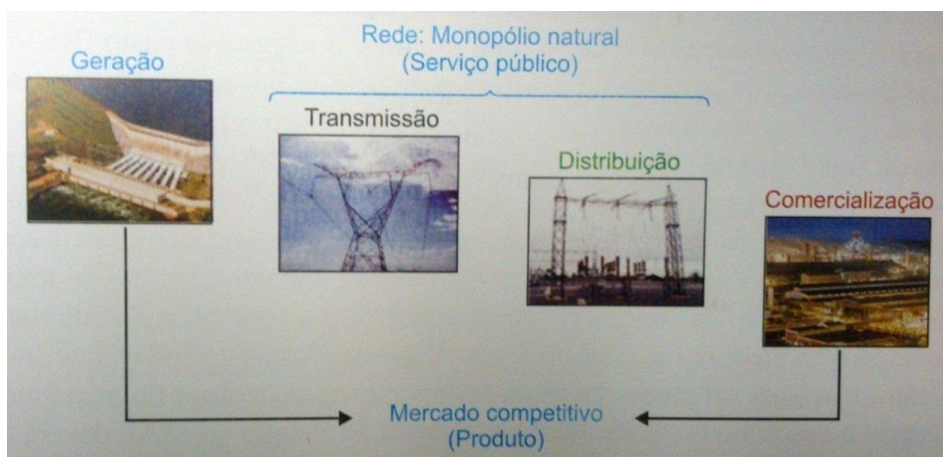


Figura 1.1 – Estrutura da Nova Composição do Sistema Elétrico Brasileiro.

Fonte: EL HAGE et al., 2011, p. 199.

A adoção de um novo modelo no setor elétrico evidenciou a necessidade de adequar às instituições setoriais, com vistas à entrada das empresas privadas. A Figura 1.2, mostra a composição desta nova Estrutura do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro, representando o fluxo da sua hierarquia, indicando as instituições que o compõe, bem como os instrumentos legais que estabeleceram estas instituições.

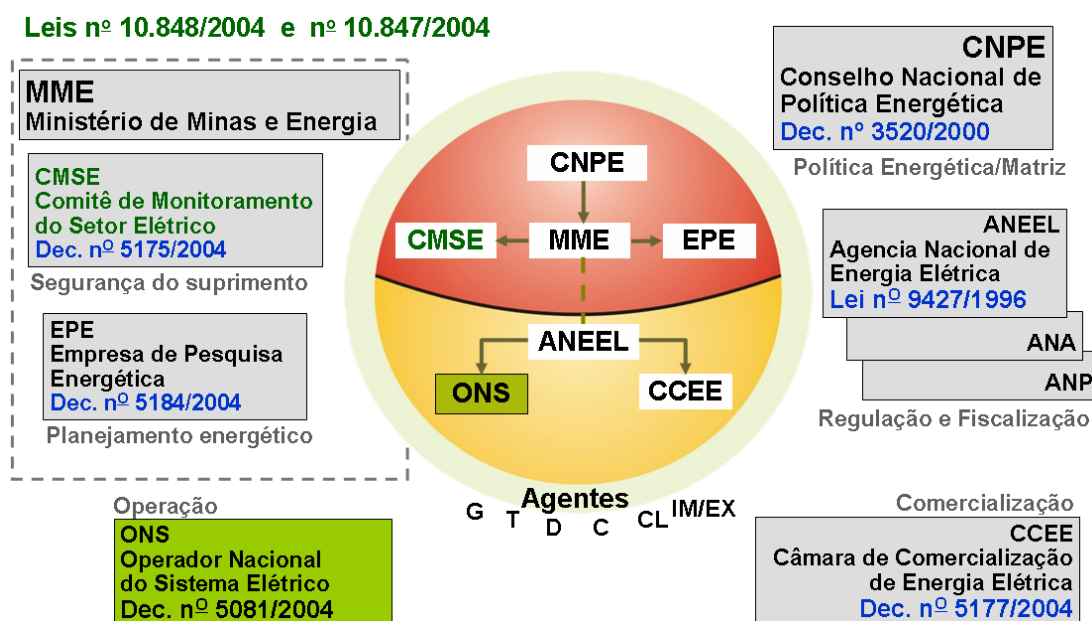


Figura 1.2 – Estrutura do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro.

Fonte: ONS e a Operação do Sistema Interligado Nacional Brasília/DF - março/2010.

Um dos marcos neste novo modelo setorial foi a instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A ANEEL, instituída pela Lei 9.427/1996, foi criada com a finalidade regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. Também ficou sob a responsabilidade da ANEEL a homologação dos montantes de energia e de uso do sistema de transmissão contratados pelas distribuidoras, o estabelecimento de critérios que limitem os repasses destes custos para as tarifas aplicáveis aos consumidores finais, bem como, das condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia.

Para dar suporte à ANEEL, nas atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN), foi instituído através do Decreto nº 5081/2004 o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), agente fiscalizado e regulado pela ANEEL. No contexto desta pesquisa, este agente foi criado, para mediar a contratação e administração de serviços de transmissão e respectivas condições de acesso, que compreende a conexão e o uso dos sistemas de transmissão. É com o ONS que as concessionárias celebram os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUSTs), bem como, realizam a contratação dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUSTs), necessários para atendimento da sua demanda de carga.

Da mesma forma, para dar suporte à ANEEL, nas atividades de comercialização de energia, foi instituída através do Decreto 5.177/2004, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), instituição regulada e fiscalizada pela própria ANEEL, com finalidade de comercialização de energia elétrica entre agentes concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica.

1.2 Regulação Aplicada a Contratação do Suprimento

Em suas primeiras atuações, por intermédio da Lei 9.648/1998, a ANEEL definiu que a compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários ou autorizados, deveria ser contratada separadamente do acesso, que compreende a conexão e o uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Do

ponto de vista do suprimento, estas alterações incluem, basicamente, o desenvolvimento de um ambiente de mercado desagregado, com base no conceito de que é possível tratar a energia como uma mercadoria, considerando essencialmente os custos de geração e separá-la comercialmente, do transporte (tarifa fio) e uso dos serviços de transmissão e distribuição, que basicamente contemplam os custos de investimentos em materiais e equipamentos, necessários para a operação e expansão destes sistemas.

Para tanto, a formação de preço para os segmentos de transmissão e distribuição, enquanto monopólios naturais, diretamente regulados pela ANEEL visa atender, a uma regulação econômica que viabilize a competição, porém, garantindo a expansão com qualidade e eficiência satisfatórias. Assim, a estrutura tarifária tem os princípios de: neutralidade – o mais próximo possível de seus custos; igualdade – que não ocorra assimetria entre cargas com características semelhantes; e de eficácia – racionalização do consumo e uso (EL HAGE et al., 2011, p. 27-28).

Acrescentam-se ainda, mais dois princípios básicos e fundamentais para a formação dos preços: a modicidade tarifária – ou seja, uma tarifa acessível para todos os cidadãos; e o equilíbrio econômico financeiro das concessionárias. Para atender a estes princípios, a ANEEL adotou uma nova sistemática de correção das tarifas, substituindo o modelo da época de regulação tarifária pelo custo do serviço, pelo novo modelo tarifário, conhecido como do Preço-Teto (price-cap). Neste novo modelo, a ANEEL basicamente define um preço-teto para a concessão dos serviços e a partir deste preço, concede os serviços por intermédio de leilões, onde são definidos como vencedores dos certames, os agentes que prestarem estes serviços com menor preço, abaixo do preço-teto definido pela ANEEL, respeitadas as condições de prestação destes serviços.

Para o uso dos sistemas de transmissão ou distribuição, a ANEEL estabeleceu que para cada ponto de conexão com a rede de transmissão denominada de Rede Básica, as distribuidoras devem informar os seus MUSTs a serem contratados. A partir destes montantes, é que serão definidas as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), estabelecendo então, os encargos a serem pagos pelas distribuidoras para o uso da rede básica (LIMA, 2011, p. 1).

Ainda no raciocínio de correção e evolução das tarifas praticadas no Brasil, para o segmento de transmissão, a metodologia utilizada para determinação da TUST, é a denominada Tarifação Nodal, onde a TUST é calculada para cada barra do sistema, considerando as características do agente, se carga ou geração. Nesta metodologia, as tarifas devem refletir os custos acarretados por cada agente (fonte ou carga) na expansão do sistema, levando a investimentos que coincidam com os da expansão deste sistema a custo mínimo, criando sinais econômicos para que geradores e cargas, se aloquem espacialmente de forma otimizada (EL HAGE et al., 2011, p. 28-29).

Para o sistema de distribuição conforme El Hage (EL HAGE et al., 2011, p. 31), diferente da tarifa de transmissão, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) não é discriminatória em relação a localização dos consumidores ou geradores conectados, a discriminação é fundamentalmente por nível de tensão.

Considerando a contratação da energia de forma separada do uso dos sistemas, os contratos bilaterais de suprimento de energia elétrica entre agentes, existentes à época anterior a vigência da Lei 9.648/1998, foram substituídos por três tipos de contratos distintos sendo: Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) e ou de Distribuição (CCD), Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e ou de Distribuição (CUSD) e o Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE).

Os CCTs e CCDs são celebrados com a concessionária de transmissão ou distribuição proprietária das instalações no ponto de conexão e devem estabelecer os termos e condições gerais que irão regular o acesso ao ponto de conexão, além das condições comerciais a serem observadas, de forma não discriminatória. Devem entre outras condições, indicar obrigatoriedade da observância à legislação específica e às normas e padrões técnicos da concessionária titular da concessão no local da conexão.

Os CUSTs celebrados com o ONS, ou CUSDs celebrados com outras distribuidoras supridoras, estão sempre vinculados aos CCTs ou CCDs e objetivam estabelecer os termos e condições técnicas e comerciais, a serem observadas para o uso do sistema de transmissão e ou distribuição. Devem entre outras condições, indicar os MUSTs ou Montantes de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD)

contratados em cada ponto de conexão. Os MUSTs ou MUSDs contratados, são definidos pela integralização da potência ativa média em intervalos de quinze (15) minutos, possuem um valor único anual e compreendem a máxima demanda que é solicitada pelo sistema suprido, neste período. A contratação destes montantes, em decorrência da vigência da Resolução Normativa (REN) 399/2010 ANEEL, deve ser realizada de forma a compreender dois postos tarifários, o posto tarifário de ponta e o posto tarifário fora ponta. O posto tarifário de ponta deve compreender três horas consecutivas entre o período das 18 às 22 horas, a critério da concessionária distribuidora proprietária da concessão. A contratação do MUST para o posto tarifário fora ponta, deve compreender as demais horas diárias (ANEEL, RN 414, 2010, p. 8).

No que tange a margem de contratação de MUST, a REN 281/99 ANEEL estabelecia que se a demanda fosse maior que 10% do MUST contratado, a distribuidora deveria pagar o contrato mais uma multa, equivalente a uma tarifa três vezes maior que a homologada. A partir da REN 399/2010 ANEEL, se manteve esta regra e a incidência da multa para a distribuidora ocorre, caso a demanda em um ponto de conexão ultrapassar o valor contratado em 10% (LIMA, 2011, p. 1).

Outra alteração introduzida pela REN 399/2010 para as distribuidoras, decorre da eficiência para a sobrecontratação de uso do sistema de transmissão, contabilizada pelo ONS. Quando houver sobrecontratação de MUST, caracterizado pela medição de demanda máxima anual, em valor inferior a 90% do maior MUST contratado para o ano civil, a distribuidora também é penalizada pela aplicação de multa. Essa aferição da eficiência na contratação, evita sobrecontratação pelas distribuidoras e repasse excessivo de custos as tarifas dos consumidores, bem como sinais de crescimento de demanda superestimados.

Esta mudança da regra objetivou uma contratação mais responsável por parte das distribuidoras, pois muitas delas, com o intuito de não serem penalizadas por ultrapassagens, estabeleciam contratos conservadores, ou seja, contratos bem acima da necessidade da previsão do mercado. Na realidade, isto ocorre porque o custo dos contratos com a rede básica é repassado diretamente aos consumidores finais, via a tarifa de uso da rede de distribuição, enquanto que o custo da multa não pode ser repassado para a tarifa, resultando perda monetária para a distribuidora.

Outra consequência dos valores de MUST superestimados, é que o custo da expansão da rede básica tende a aumentar para atender os contratos irrealistas previstos com as distribuidoras (LIMA, 2011, p. 1).

Conforme estabelecido na Lei 10.848/2004, a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados no SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre. A contratação de energia elétrica no ambiente de contratação livre, de regra geral foi aplicada durante o período de transição e adequação dos contratos bilaterais, ocorrida entre os anos de 1998 e 2006.

Já a contratação de energia no ambiente regulado, deverá ser realizada por meio de leilões regulados e realizados pela ANEEL, que poderá promovê-los diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Este processo licitatório deverá contemplar aquisição de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, de novos empreendimentos de geração e de fontes alternativas. Deverá dispor no mínimo, de mecanismos de incentivo a modicidade tarifária, de garantias, de prazos de contratação e limites para repasse do custo de aquisição para os consumidores finais.

Esta contratação é formalizada por meio de contratos bilaterais, denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre cada concessionária autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição. Estes contratos devem observar as seguintes premissas: para aquisição da energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, início de entrega no ano subsequente ao da licitação e prazo de suprimento de no mínimo 3 (três) e no máximo 15 (quinze) anos; e para a energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, início de entrega no 3º (terceiro) ou no 5º (quinto) ano após a licitação, com prazo de suprimento de no mínimo 15 (quinze) e no máximo 35 (trinta e cinco) anos.

A seguir foram descritos alguns trabalhos relacionados a otimização do despacho de GD, com enfoque na otimização da contratação do suprimento.

1.3 Otimização da Contratação do Suprimento Considerando o Despacho da Geração Distribuída

Na ótica relacionada à contratação do uso do sistema de transmissão, as distribuidoras devem informar seus MUSTs, para que a partir destes montantes sejam definidos os encargos de transmissão, a serem pagos por estas distribuidoras, que variam de acordo com os MUSTs contratados e com a localização dos pontos de conexão onde serão disponibilizados estes montantes de potência.

Neste contexto, Lima (LIMA, 2011), apresenta uma metodologia para definir o MUST ótimo para os pontos de conexão de uma distribuidora, avaliando a regra atual que rege os contratos de uso da rede básica. A partir do modelo estocástico das cargas e do fluxo refletido nas conexões com a rede básica, é avaliado o nível de contratação ótimo, considerando os cenários probabilísticos das cargas. A ideia é definir o MUST contratado pelas distribuidoras junto a rede básica, de forma a otimizar o custo de contratação e as multas estabelecidas por ultrapassagens dos montantes contratados. A metodologia proposta propicia uma avaliação sob duas estratégias de contratação: pela ótica da distribuidora onde apenas as multas são relevantes; e pela ótica do consumidor, onde o custo do contrato é também considerado. Os resultados evidenciaram a relevância da estratégia de contratação e seu impacto, tanto no custo direto para o consumidor no processo de contratação, como indiretamente, na expansão do sistema de transmissão (rede básica), decorrente dos MUSTs sobrecontratados.

Dada a regra regulatória, onde o custo do CUST é repassado diretamente para a tarifa de fornecimento do consumidor cativo via parcela A, sob a ótica das distribuidoras, bastaria apenas minimizar o valor das multas, visto que esta é onerada se sofrer penalização por ultrapassagens. Em função desta regra, as distribuidoras acabam tendo posições conservadoras em relação à contratação do MUST. Esta conduta não impacta somente nos custos de suprimento aos consumidores, mas também compromete o planejamento do SIN, já que os valores contratuais de MUST, são utilizados para simular os estudos de expansão do SIN e os resultados das simulações são utilizados pelo ONS e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), para promover as melhorias para o sistema, como a construção

de novas linhas de transmissão ou alocação de subestações na rede básica, entre outras. Portanto, além dos valores mensais que a distribuidora deve pagar a mais, ao contratar além de sua necessidade de demanda, onerando os consumidores, também, prejudica a modicidade tarifária, fornecendo uma condição irreal, para nortear a expansão do SIN (LIMA, 2011, p.47).

Da mesma forma, objetivando a otimização do MUST contratado, Sperandio (SPERANDIO, 2011), apresenta o desenvolvimento de uma metodologia para o despacho automático e em tempo real, de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), com o objetivo de otimizar o uso da água, para geração de energia elétrica, e diminuir o MUST contratado com a supridora. Para a previsão da demanda em curtíssimo prazo, visando a modulação do despacho da PCH, foram consideradas as variáveis climáticas de temperatura ambiente, umidade relativa do ar e velocidade do vento, por apresentarem grande relevância, em termos de seus efeitos sobre a evolução da demanda, a partir do comportamento dos consumidores. Foram utilizadas técnicas de previsão de demanda e a criação de um modelo probabilístico discreto, a partir de classificação de dados históricos.

Uma ferramenta computacional integrada ao sistema de aquisição de dados efetua os cálculos necessários, com o objetivo de modular o despacho da PCH e garantir que a mesma esteja em operação, no período de maior demanda do sistema de distribuição, configurando um sistema inteligente e autônomo. Os resultados obtidos, com a metodologia proposta, apresentaram uma pequena diferença de 5%, entre os valores previstos e verificados nas medições. Este percentual é aceitável dentro do contexto da contratação do suprimento, visto que não se verificou condições ultrapassagens no MUST contratado.

De acordo com as novas regras do setor elétrico para contratação da energia, as distribuidoras devem adquirir 100% da energia necessária para fornecimento ao seu mercado cativo previsto, através da contratação no Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Esta condição impõe riscos elevados para o repasse destes custos aos consumidores finais. Atendendo a isto, as distribuidoras devem realizar as contratações de energia com antecedência, atendendo aos prazos estabelecidos para realização dos leilões públicos realizados pela CCEE, respeitadas as premissas, para aquisição de energia proveniente de empreendimento de geração

existentes e de novos empreendimentos. Esta condição gera certa incerteza, pois a contratação considerando a previsão da energia atende a um período de até cinco anos, essencialmente longo e difícil de ser auferido, considerando variação intrínseca do comportamento da carga.

Para amenizar este risco às distribuidoras, a ANEEL criou mecanismos de realocação de energia, no qual permite caso necessário, a contratação de energia para complementar o atendimento da totalidade dos mercados das distribuidoras, ou descontratar a energia sobrecontratada, comercializando com outros agentes. Estas transações para realocação da energia são realizadas, considerando o preço de mercado de curto prazo.

O processo de apuração da contratação das distribuidoras ocorre, na prática, no final de cada ano civil. A CCEE apura a eficiência da contratação, subtraindo do total de energia contratada para aquele ano, o total de energia demandada pelos consumidores. Caso o resultado seja positivo, as distribuidoras se enquadram na posição de sobrecontratação. A “penalização” para esta situação é o não repasse do excedente dos montantes de energia, para as tarifas finais dos consumidores. Nesta situação, os distribuidores poderão auferir prejuízo ou lucro, dependendo dos preços vigentes para a energia no mercado de curto prazo (spot). Por outro lado, se o resultado for negativo, significa que houve falta de energia para atender o mercado demandado, ou seja, a subcontratação. A “penalização” neste caso é o não repasse integral à tarifa, dos custos despendidos com a compra de energia adquirida no mercado de curto prazo. Além disto, ainda há aplicação de multa, calculada sobre a energia não contratada, de acordo com as regras de comercialização definidas pela CCEE (BURATTI, 2008, P.15).

A margem de variação para a contratação da energia, onde não é aplicada multa as distribuidoras, é de 15%, onde é faturada a energia medida. Sobre o montante superior a esta margem, assim como para o MUST, também é aplicada uma tarifa de três vezes aquela homologada e aplicada às Distribuidoras.

Os pontos críticos no processo da contratação dos montantes de energia podem ser resumidos em três principais: i) o risco associado à incerteza da realização da previsão de mercado para os próximos cinco anos; ii) a obrigatoriedade da contratação de 100% do mercado previsto; e iii) a

responsabilidade por uma estratégia adequada para a contratação da energia elétrica necessária (BURATTI, 2008, P.14).

Atualmente, segundo Buratti (BURATTI, 2008 P.15), a contratação de energia em diversas Distribuidoras, é baseada unicamente na experiência dos especialistas, tornando o processo vulnerável sob o ponto de vista gerencial, à medida que o novo modelo vem se consolidando com regras mais rígidas e os leilões de energia vêm sendo realizados. Observa-se a necessidade urgente de mecanismos que auxiliem na definição das estratégias de contratação.

Com a contratação antecipada da energia nos leilões, em até cinco anos, as distribuidoras, caso realizem uma contratação inadequada e não podendo repassar os custos aos consumidores finais, no caso de sobrecontratação, ou por subcontratação, poderão apresentar um sério risco financeiro para o seu equilíbrio econômico. O que corrobora ainda mais para a necessidade de um mecanismo eficiente de determinação dos montantes de energia elétrica, que devem ser contratados.

Neste aspecto Buratti (BURATTI, 2008), apresenta uma metodologia sob a ótica das distribuidoras, que tem como objetivo equacionar o problema de contratação da energia, garantindo, por um lado, o repasse integral dos custos de aquisição para as tarifas finais dos consumidores e, por outro, proporcionar uma tarifa justa ao consumidor final. Para a solução do problema são utilizadas técnicas de otimização, com o auxílio de dois algoritmos evolutivos: os algoritmos genéticos e a evolução diferencial. Nos resultados não foram observadas diferenças significativas com a aplicação dos dois algoritmos. A metodologia apresentou uma possibilidade de comparação de diversos cenários de preços, mercado e limites das variáveis de interesse, gerando alternativas para a contratação por parte das distribuidoras.

Objetivando minimizar os custos com a contratação da energia, Lopes-Lezanha (LOPES-LEZANHA, 2010), propõe uma metodologia que consiste em determinar o despacho ótimo de unidades de GD, despacháveis a combustíveis, alocadas nas redes de distribuição das concessionárias. O modelo de despacho considera um fluxo de potência ótimo AC multiperíodo. Considera-se um cenário de mercado em que a concessionária pode decidir entre comprar energia do mercado

atacadista, e/ou das unidades de GD alocadas na sua rede. Para isto, a concessionária recebe as ofertas de preço de venda de energia das unidades de GDs e os preços de energia do mercado atacadista. De posse destes preços e a partir de uma previsão da demanda de carga do sistema de distribuição, a concessionária define o despacho ótimo para as GDs, de forma a minimizar os custos despendidos na compra de energia. O modelo de despacho proposto ainda permite avaliar de forma implícita o impacto da GD na rede da concessionária, tanto para redução das perdas totais, quanto na melhoria do perfil de tensões.

Diante do mecanismo de realocação de energia, a preço de curto prazo, para atendimento ao mercado das distribuidoras, considerando cenários de subcontratação, Rodrigues (RODRIGUES, 2006) propôs um modelo para otimização do planejamento da contratação de energia, considerando o horizonte de curto/curtíssimo prazo. O modelo proposto, objetiva obter custo mínimo com compra de energia para atendimento da totalidade dos mercados das distribuidoras, nos moldes da regulação da época, incluindo aquisição da energia oriunda das unidades de GDs. Estão contemplados no modelo, as especificidades e restrições mercadológicas e regulatórias do setor elétrico brasileiro e os limites técnicos relacionados à capacidade das unidades de GD. A metodologia aplicada contempla o mercado de curto prazo, as penalidades por insuficiência de contratação das distribuidoras, leilões de ajuste de realocação de energia e as unidades de GDs alocadas na rede das distribuidoras. Para solução do problema, foi utilizada programação linear fuzzy, por prover um melhor tratamento das incertezas empíricas, inerentes ao processo.

A seguir são descritos trabalhos relacionados a otimização do despacho de GD, com enfoque nos impactos técnicos gerados.

1.4 Alocação e Despacho Ótimo da Geração Distribuída

O modelo de matriz de geração, que vigorou no Brasil durante muitos anos, foi baseado na construção de grandes barragens, localizadas em regiões distantes dos centros de consumo. Essa concepção acarreta grandes perdas energéticas e maior vulnerabilidade, com dificuldades para o planejamento de sua operação (Filho, 2005, p. 4).

Mesmo havendo algumas modificações na composição da matriz de geração, ainda, uma das características predominantes da matriz de geração de energia elétrica no Brasil, é a sua dependência das Usinas hidrelétricas, que somam atualmente o percentual de 64,77% do total da energia gerada.

Há algumas décadas atrás, a idéia de se utilizar algum tipo de GD para atendimento às cargas distantes dos pontos geradores, era desestimulada e até mesmo penalizada, porque a geração centralizada era vista como a melhor escolha, devido, principalmente, à produção de energia em larga escala ser considerada mais eficiente e barata (Guedes et. al., 2009, p. 1).

No contexto atual, do ponto de vista energético, a GD pode ser um segmento de geração complementar as grandes usinas, contribuindo com uma pequena parcela, na ótica de geração da energia, porém, sua contribuição para a melhoria da qualidade do fornecimento, por estar próxima destes centros de consumo é indiscutivelmente considerável. A GD, agora é reconhecida também, como elemento essencial para diversificação da matriz energética brasileira e no contexto de complementaridade energética.

Em geral, a GD é conceituada como sendo a geração de energia elétrica junto ou próxima dos consumidores, seja qual for a fonte, conectada à rede de distribuição e, portanto, sem necessidade de linhas de transmissão. Sendo uma geração no próprio local de uso, ou próximo, economiza nos custos relativos ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição, proporcionando uma solução energética e economicamente otimizada para cada caso (Filho, 2005, p. 7).

Várias tecnologias voltadas para GDs estão em fases de desenvolvimento. Incluem-se neste processo, microturbinas, fotovoltaica, turbinas a gás, motores de combustão interna a gás, motores a diesel e células a combustível. Considerando alguns de seus segmentos, a GD pode gerar energia com alta eficiência e baixa poluição, ao contrário das grandes plantas de geração centralizadas. Os impactos técnicos e econômicos da GD têm sido estudados amplamente nos últimos anos. Vários trabalhos recentes tem incentivado a inserção da GD nos sistemas de distribuição, seja para contribuir no fornecimento de energia, ou até como uma fonte para armazenamento de energia para a possibilidade de gerenciamento da demanda. Tecnologias referentes a GD, estão rapidamente se tornando

economicamente viáveis. A integração da GD no sistema de distribuição pode resultar em vários benefícios. Dentre esses benefícios, incluem-se a redução de perdas nos sistemas de distribuição, melhoria dos níveis de tensão, impactos ambientais reduzidos, a redução dos picos de demanda, o aumento da eficiência energética, o alívio dos sistemas de transmissão e distribuição. As vantagens não são limitadas ao sistema elétrico, os consumidores também se beneficiam com a inserção da GD, pela melhoria da qualidade do fornecimento e como uma forma de incentivo a modicidade tarifária (CHIRADEJA, 2005, p.1).

Neste contexto, Guedes (GUEDES et. al., 2009, p. 1-8) apresentou uma metodologia de otimização através da aplicação de aproximação quadrática, para alocar e dimensionar unidades de geração distribuída em redes de distribuição radiais, a partir da curva de carga nas barras, com o objetivo de otimizar as perdas e melhoria no perfil de tensão ao longo do sistema de distribuição. A curva de carga foi elaborada a partir de leituras de medidores, integralizados em períodos de 15 minutos, totalizando 96 leituras diárias. Na metodologia, o algoritmo de alocação percorre todas as barras do sistema, encontrando para cada uma, a potência ativa ótima a ser injetada, se a barra em análise fosse a barra escolhida para a inserção da GD. Como é considerada a curva de carga para alocação, o que se obtém, é o despacho da GD ao longo do dia, para cada intervalo de tempo. Os resultados mostraram que a presença da GD, reduz consideravelmente as perdas no alimentador e conseqüentemente, melhora o perfil de tensão ao longo do sistema de distribuição. Pôde-se observar que a barra ótima, de regra geral, é aquela mais distante da subestação de onde parte o alimentador, ou aquela, localizada nos pontos com maior concentração das cargas.

Dentro do contexto dos impactos técnicos, Mendonça (MENDONÇA, 2006) apresenta uma metodologia para o dimensionamento ótimo da GD, onde a formulação também leva em consideração a redução das perdas e a regulação dos níveis de tensão, considerando a potência das unidades de GD, além dos limites operacionais do sistema de distribuição. O objetivo da metodologia foi determinar os níveis de potência ativa e reativa, que podem ser inseridas em um sistema de distribuição radial, de forma a reduzir as perdas totais e realizar o controle dos níveis de tensão. Para isto, foram implementadas duas técnicas de programação não linear, sendo o método de aproximação quadrática e o método de Newton. Os testes

foram realizados em barras escolhidas, no início meio e fim do sistema de distribuição, de forma a observar o comportamento das técnicas de programação. Os resultados obtidos, considerando somente as perdas totais mostraram reduções maciças nestas perdas. Num segundo momento, considera-se a redução das perdas, porém, com enfoque no controle da tensão, neste caso, tem-se o controle dos níveis de tensão, observando um aumento nas perdas totais decorrente deste controle.

Nesta mesma linha, Guedes (GUEDES, 2006), desenvolveu um algoritmo para alocação e dimensionamento ótimo de unidades de GD, em alimentadores de média tensão, objetivando reduzir as perdas totais e a melhoria dos níveis de tensão. A metodologia adotada foi baseada no desenvolvimento de um modelo matemático do sistema de distribuição. Para a solução do problema, foi utilizado os métodos de aproximação quadrática e da coordenação de minimização cíclica. Num primeiro momento, foram realizados testes de alocação de GDs ótimas em cada barra. Os resultados obtidos mostraram uma redução acentuada das perdas de potência ativa totais, considerando que a localização das unidades de GD e suas respectivas injeções de potência ativa e reativa, sejam ótimas, ou muito próximas do ponto ótimo. Também foi observado que o perfil de tensão melhorou substancialmente, a partir da alocação da GD, ficando dentro da faixa estabelecida como aceitável para a proposta. No que tange a alocação das unidades de GDs, os resultados mostraram de forma geral, que estas devem ser alocadas nas regiões com maior densidade de carga e também, nas barras mais distantes da subestação de suprimento de onde partem os alimentadores.

Na ótica da alocação de GD, Chiradeja (CHIRADEJA, 2005) elaborou um trabalho, objetivando quantificar o benefício da alocação da GD num sistema de distribuição, para análise da redução das perdas, considerando o caso de um alimentador radial. Para isso, é assumida a inserção de uma carga concentrada no final do alimentador. A alocação da GD é analisada e quantificada, para diferentes pontos ao longo deste alimentador, considerando diferentes potências para a GD. Os resultados mostraram claramente que a GD pode reduzir as perdas no alimentador. No entanto, a inclusão de GD, nem sempre garante a redução das perdas no alimentador. A classificação de GD, localização e fator de potência de operação, são fatores preponderantes para a redução das perdas. Por conseguinte,

estes fatores têm que considerados com muito cuidado, a fim de determinar a melhor localização e classificação de GD. As vantagens obtidas pela alocação da GD devem ser ponderadas, em relação aos custos envolvidos, antes de optar pelo seu uso.

Em Ochoa (OCHOA, 2006) se estabelece um índice de desempenho multiobjetivo, para redes de distribuição, a partir da alocação da GD, considerando para isto, uma ampla gama de questões técnicas. Para avaliação do método, a GD é alocada em diversos pontos, considerando o alimentador 34 IEEE teste, em que o índice de desempenho multiobjetivo é calculado para cada configuração. Os impactos técnicos de qualidade e confiabilidade em nível de média tensão foram avaliados, aplicando técnicas de análise em regime permanente. O objetivo do método proposto é o desenvolvimento de uma metodologia, que proporcione a definição de um índice de desempenho multiobjetivo, com base em impactos técnicos, que indique, onde GD poderia ser mais benéfica para a rede de distribuição. Com isto, acaba auxiliando na tomada de decisão para alocação da GD e também, na elaboração do tipo de contrato que pode ser celebrado entre distribuidora e proprietário da GD.

Foram encontradas poucas publicações, referente a otimização do despacho da GD, com enfoque na minimização da contratação do suprimento para as distribuidoras. Em sua grande maioria, as publicações são voltadas para os impactos técnicos decorrentes da localização da GD. Acredita-se que a pesquisa ora proposta, proporciona uma contribuição significativa sob esta ótica, considerando que as PCHs, se enquadram dentro da definição da GD.

2 O PROBLEMA DE DESPACHO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

Este capítulo apresenta a atual matriz de geração de energia elétrica no Brasil. São citados alguns conceitos fundamentais acerca de PCHs, bem como, apresenta a modelagem da operação hidráulica deste tipo de geração e o seu equacionamento. Apresenta também o comportamento da afluência dos aproveitamentos, por intermédio da curva de permanência. Outra característica descrita, refere-se a energia garantida para PCHs, considerando o estabelecido na regulação específica, bem como as publicações consultadas.

2.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas

Primeiramente, cabe a definição conceitual relativa à PCHs. Conforme estabelecido na Resolução nº 652, de 9 de dezembro de 2003, em seu artigo 3º, emitida pela ANEEL, se enquadra como PCH o aproveitamento com potência superior a 1MW e igual ou inferior a 30MW, destinado a produção independente, autoprodução ou produção autônoma, com reservatório inferior a 3km².

Atualmente, conforme tabela 2.1, existem no Brasil 456 PCHs em operação, 38 em construção e 139 já outorgadas, porém ainda não entraram em operação. A potência instalada em PCHs, em operação, representam 4.501.976 kW, ou seja, aproximadamente, 3,6% da potência total de geração instalada no Sistema Interligado Nacional - SIN, sendo a mais difundida em termos de geração distribuída.

Na Tabela 2.1 são mostradas, além das informações descritas anteriormente, outras informações referentes a atual matriz de geração de energia elétrica do Brasil. Para os empreendimentos em operação, as porcentagens equivalentes a participação, representam a potência fiscalizada. Como potência fiscalizada, entende-se aquela considerada a partir da entrada em operação comercial da primeira unidade geradora do empreendimento, enquanto que potência outorgada é aquela considerada no ato da outorga.

Tabela 2.1 – Matriz de Geração de Energia Elétrica do Brasil.

Fonte: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Participação (%)
CGH	420	254.514	255.596	0,21
EOL	95	2.092.537	2.092.541	1,69
PCH	456	4.501.976	4.441.066	3,59
UFV	14	11.617	7.617	0,01
UHE	191	82.735.992	80.207.481	64,77
UTE	1.695	36.834.056	34.841.465	28,14
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,61
Total	2.873	128.420.692	123.835.766	100
Empreendimentos em Construção				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Participação (%)	
CGH	1	848		0
EOL	84	2.083.096		8,61
PCH	38	426.141		1,76
UHE	10	18.036.700		74,55
UTE	20	2.298.590		9,5
UTN	1	1.350.000		5,58
Total	154	24.195.375		100
Empreendimentos Outorgados entre 1998 e 2013				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Participação (%)	
CGH	54	35.351		0,2
CGU	1	50		0
EOL	207	5.498.525		30,56
PCH	139	1.924.366		10,69
UHE	15	3.149.442		17,5
UTE	136	7.386.230		41,05
Total	552	17.993.964		100

Onde as siglas significam:

CGH – Central geradora hidrelétrica;

CGU – Central geradora undi-elétrica;

EOL – Central geradora eólica;

PCH – Pequena central hidrelétrica;

UFV – Central geradora solar fotovoltaica;

UHE – Usina hidrelétrica;

UTE – Usina térmica; e

UTN – Usina termonuclear.

2.1.1. Arranjo Típico de PCHs

O arranjo geral para alocação das estruturas em qualquer aproveitamento hidrelétrico para PCHs é condicionado, basicamente, pelos aspectos topográficos, geológicos e geotécnicos, além das características ambientais que são também importantes na definição. A partir desses aspectos são utilizados, mais comumente, dois tipos de arranjo geral: o arranjo em locais com queda natural e o arranjo em locais sem queda natural (Eletrobras, 2000, p. 6 - 17).

O arranjo em locais com queda natural, em sua grande maioria, contempla a implantação de uma estrutura de barragem a montante da queda, incorporando as estruturas de vertedouro e tomada d'água. A estrutura da casa de força fica, normalmente, posicionada distante da barragem. O circuito hidráulico de adução, em uma das ombreiras, é constituído por dois trechos para condução da vazão a ser turbinada, sendo um de baixa pressão e outro de alta pressão. O trecho de baixa pressão, em função dos aspectos topográficos, geológicos e geotécnicos é constituído por canal aberto ou conduto. O trecho de alta pressão é constituído por conduto forçado. Entre esses dois trechos em função do desnível, do tipo e comprimento da adução, é por vezes, prevista uma câmara de carga e/ou chaminé de equilíbrio. A jusante do conduto forçado posicionam-se a casa de força e o canal de fuga. A Figura 2.1 ilustra esta estrutura facilitando seu entendimento.

Para o arranjo em locais sem queda natural, o desnível que representa a altura da queda é criado pela própria barragem. Neste tipo de arranjo, normalmente as estruturas citadas anteriormente são distribuídas de forma compacta e alinhadas, ficando a casa de força localizada ao pé da barragem. A adução é feita através de uma estrutura de tomada d'água, convencional, incorporada na barragem até à casa de força.

Uma PCH típica, normalmente, é instalada em locais com queda natural e é composta, geralmente, pelo arranjo mostrado na Figura 2.1. Nesta figura estão

representadas as principais estruturas integrantes de um aproveitamento para PCHs.

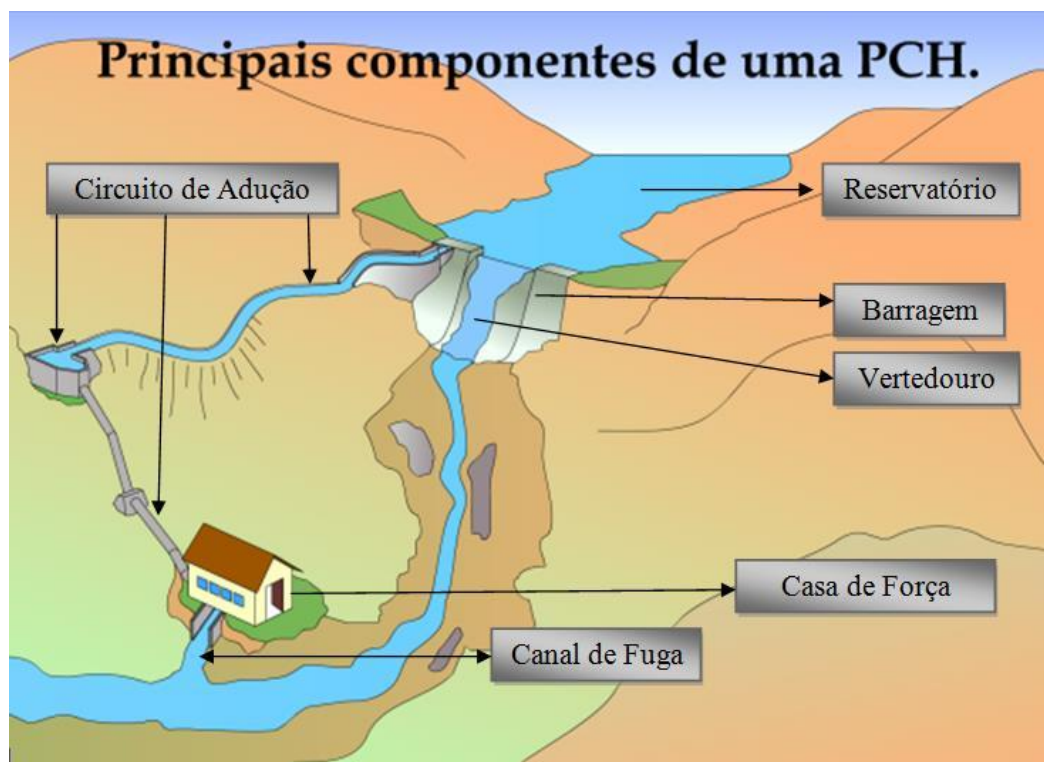


Figura 2.1 – Representação de uma PCH Típica.

Fonte: <http://www.cerpch.unifei.edu.br/pch-apresentacao-componentes.html>

O reservatório de PCHs tem suas dimensões determinadas a partir de sua aplicabilidade, que pode ser tanto para aumentar ou para proporcionar a queda bruta do aproveitamento, somente para permitir a tomada d'água, ou para proporcionar a regularização da vazão. Para as PCHs que operam a fio d'água, tem essencialmente a função de permitir a tomada d'água e garantir a vazão turbinada, sem qualquer objetivo de regularização da vazão do rio. Devido a esta condição a barragem possui altura reduzida e pouca área inundada.

O vertedouro controla o nível do reservatório, bem como, permite garantir a vazão residual (sanitária) mínima a jusante da barragem, em decorrência de motivos ambientais. Esta estrutura deve sempre ser dimensionada obedecendo às características de cada aproveitamento. Normalmente é utilizado, um perfil do tipo "Creager", sem controle de comportas, sendo incorporado à barragem. A dissipação

da energia do escoamento vertente é feita, normalmente, sobre o perfil e sobre o fundo do rio, a jusante da estrutura.

A barragem serve de obstáculo para o curso d'água natural e tem como objetivo formar o reservatório, sendo construída, em função dos aspectos topográficos, geológicos e geotécnicos. Sua composição também decorre destes aspectos, podendo de forma geral ser de terra, enrocamento ou de concreto (Eletrobras, 2000, p. 6 - 17). A definição do tipo de barragem a ser construída e sua composição, depende do local do aproveitamento. Como regra geral, caso o aproveitamento esteja localizado em área rochosa ou vales, devem ser utilizadas barragens de concreto. Já, em planícies amplas ou com relevo com ondulações suaves podem ser utilizadas barragens mistas ou de enrocamento, formada por um maciço de fragmento de rochas compactadas em camadas, em função de aspectos como disponibilidade de materiais e condições de fundação dos locais. As barragens de terra são utilizadas basicamente em locais onde o capeamento de solo é espesso, sendo por vezes mista com barragens de concreto.

O circuito de adução mais utilizado nas PCHs é composto por duas partes. A primeira formada pela tomada d'água, instalada junto à barragem para captar a água, canal ou tubulação de adução de baixa pressão que liga a tomada d'água à câmara de descarga. A segunda, a partir da câmara de descarga, é composta pelo canal de adução, conduto forçado ou túnel, que conduz a água sobre alta pressão no trecho com maior desnível. Este circuito serve para conduzir a água contida no reservatório, até a casa de força, para que possa converter a energia potencial em energia mecânica, através das turbinas e posteriormente em energia elétrica, por intermédio dos geradores. O circuito de adução das PCHs varia, em cada caso em função dos aspectos topográficos, geológicos e geotécnicos do local. Entretanto, o circuito típico contempla um canal de baixa pressão que é geralmente utilizado por motivos econômicos.

A casa de força deve ser sempre externa e preferencialmente abrigada, pois serve principalmente para abrigar os grupos geradores (conjunto turbina gerador) e equipamentos de controle. A casa de força é definida considerando as particularidades de cada aproveitamento e as características dos equipamentos que serão instalados em seu interior.

O canal de fuga localizado a jusante da casa de força tem a finalidade de devolver ao leito do rio, a vazão de água turbinada para a geração da energia elétrica. É imprescindível tomar o cuidado para que o canal de fuga fique num nível pouco superior ao nível do leito do rio, para que a vazão turbinada seja reintegrada novamente ao leito, seguindo seu curso natural.

Em complementação as principais estruturas integrantes de PCHs, descritas anteriormente, cabe comentar também que compõe ainda o arranjo deste tipo de geração, a subestação destinada à integração elétrica da PCH ao sistema de distribuição.

2.1.2 Operação Hidráulica

O comportamento da operação hidráulica de usinas hidrelétricas é dado pela lei de conservação da água representada pela Equação (2.1).

$$w_j(t) = a_j(t) + x_j(t) + q_j(t) + v_j(t) \quad (2.1)$$

em que:

$w_j(t)$ - Vazão afluente ao reservatório "j" no período t (m^3/s).

$a_j(t)$ - Vazão correspondente às perdas por evaporação e/ou infiltração no reservatório da PCH "j" no período t (m^3/s).

$x_j(t)$ - Vazão correspondente à variação do nível (armazenamento ou deplecionamento) do reservatório da PCH "j" no período t (m^3/s).

$q_j(t)$ - Vazão turbinada da PCH "j" no período t (m^3/s).

$v_j(t)$ - Vazão vertida no aproveitamento da PCH "j" no período t (m^3/s).

A vazão afluente à usina "j" ao longo de um período de tempo é composta por duas parcelas. A primeira, controlável, associada à operação das usinas à montante da usina em questão. A segunda, não controlável, que representa a contribuição da

área de drenagem do aproveitamento considerado, definida como a projeção em um plano horizontal da superfície contida entre seus divisores topográficos e expressa, mais comumente, em km² ou ha. (Eletrobras, 2000, p. 6 - 5).

A partir disto a Equação (2.2) representa a vazão afluente de um aproveitamento.

$$w_j(t) = \sum_{m \in UM_j} (q_m + v_m) + z_j \quad (2.2)$$

em que:

q_m – vazão turbinada das usinas a montante.

v_m – vazão sanitária das usinas a montante

UM_j - Conjunto de PCH imediatamente a montante de “j”.

Z_j - Vazão lateral afluente à PCH “j”.

A operação de uma turbina hidráulica depende da altura de queda a qual está submetida. Entende-se por altura de queda bruta de uma usina, num dado instante, a diferença entre níveis de montante e de jusante. O nível de montante é uma função não-linear do volume armazenado, enquanto o nível à jusante é uma função não-linear da vazão defluente.

O processo de geração de energia elétrica pode ser tratado como sendo a transformação da energia potencial da água armazenada, através do conjunto turbina-gerador, conforme representa a Equação (2.3).

$$eh_j(t) = ep_j(t).rt_j.rg_j \quad (2.3)$$

em que:

$eh_j(t)$ - Energia produzida na PCH “j” ao longo de um período t .

$ep_j(t)$ - Energia potencial da massa de água que é usada para acionar as turbinas na PCH “j”, ao longo do período de tempo considerado t .

rt_j - Rendimento da turbina na PCH “j”.

rg_j - Rendimento do gerador na PCH “j”.

Considerando que a energia potencial é expressa pelo produto da massa, pela aceleração da gravidade e pela altura da queda, então a Equação (2.3) pode ser reescrita na forma da Equação (2.4).

$$eh_j(t) = 9,81 \times 10^{-3} \cdot (q_j t) \cdot hl_j \cdot rt_j \cdot rg_j \quad (2.4)$$

em que:

$q_j(t)$ - Vazão turbinada da PCH “j” no período t .

$hl_j(t)$ – Altura de queda bruta da PCH “j”.

A partir da definição de potência como energia produzida por unidade de tempo, é possível expressar a potência produzida em uma PCH por intermédio da Equação (2.5).

$$ph_j(t) = fph_j(q_j, hl_j) = 9,81 \times 10^{-3} \cdot q_j \cdot hl_j \cdot rt_j \cdot rg_j \quad (2.5)$$

em que:

$ph_j(t)$ - Potência ativa produzida na PCH “j” num dado instante t .

fph_j - Função potência ativa produzida na PCH “j”.

Considerando a definição mostrada na Equação (2.6).

$$\rho_j = 9,81 \times 10^{-3} \cdot hl_j \cdot rt_j \cdot rg_j, \quad (2.6)$$

em que:

ρ_j - Produtividade da usina "j" no instante considerado, em MW/(m³/s).

Tem-se a potência produzida por uma PCH, conforme representa a Equação (2.7).

$$ph_j(t) = fph_j(q_j, hl_j) = \rho_j \cdot q_j \quad (2.7)$$

O fator ρ_j é normalmente denominado produtividade da PCH "j", no instante de tempo considerado, sendo expresso em MW/(m³/s).

Em síntese, a potência gerada numa usina hidrelétrica é uma função da vazão turbinada e da altura da queda que, por sua vez, é uma função não-linear do volume armazenado e da vazão defluente.

2.1.3 Curva de Permanência de Vazão

Ressalta-se que o problema de despacho proposto nesta pesquisa, considera os dados da curva de permanência de vazão. Porém, conforme Fortunato (1990, **apud** CLEMENTE, 2001, p. 86), a produção energética de um aproveitamento hidrelétrico depende da série cronológica de vazões afluentes. Na impossibilidade de se conhecer as aflúncias futuras, adota-se frequentemente a hipótese de que o registro de vazões observadas no passado, a chamada "série histórica", dá uma ideia razoável do que pode ocorrer no futuro. Uma maneira mais eficiente de se utilizar as informações hidrológicas disponíveis é considerar que a série histórica é apenas uma das possíveis realizações de um processo estocástico, ou seja, pode-

se imaginar que a natureza “sorteou” a série histórica segundo algum conjunto de leis probabilísticas. Um novo sorteio resultaria numa outra série, diferente da histórica, mas igualmente provável.

A curva de permanência de vazão, também definida como curva de duração é construída com base nos registros de vazões verificadas em estações fluviométricas e sua elaboração deverá ser empírica, baseada na observação rotineira do local. A curva pode ser estabelecida a partir de vazões diárias, semanais, mensais e anuais, considerando todo o período da série histórica de informações disponível, ou ainda, se necessário, distintamente para cada mês do ano. Geralmente, o traçado da curva é feito, considerando a vazão lançada em ordenada contra a porcentagem do tempo em que essa vazão é igualada ou excedida em abscissa, como ilustrado na Figura 2.2.

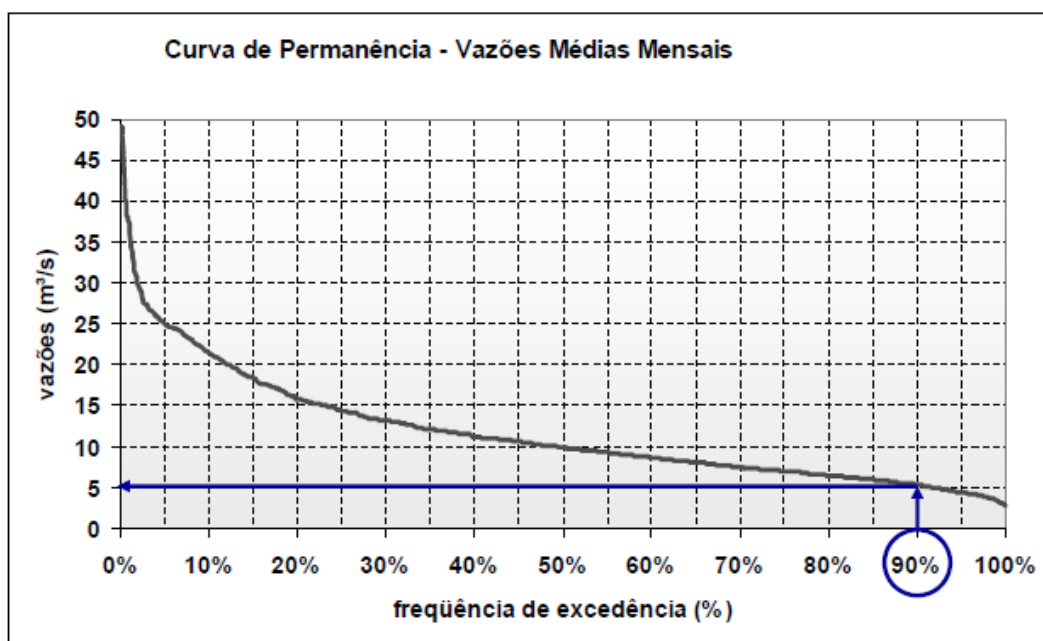


Figura 2.2 – Curva de Permanência de Vazões no Tempo.

Fonte: Escola Politécnica da USP. PHD 2307 – Hidrologia Aplicada. p 14.

As curvas de permanência fornecem informações importantes sobre o aproveitamento, sendo possível identificar alguns valores característicos, como níveis do rio e vazões associadas a diferentes probabilidades de permanência. Estas

informações permitem avaliar características relativas ao comportamento do aproveitamento, como enchimento de reservatórios, dentre outros, que são importantes também para definir o despacho das PCHs. Em estudos voltados para a geração de energia hidrelétrica, a ordenada e a abscissa da curva de permanência podem ser substituídas pela potência e tempo em horas, de modo que a área sob a curva fornece diretamente a energia anual produzida pela PCHs (Barbosa, p. 4).

Costumeiramente, para representar a leitura da vazão que é igualada ou superada na abscissa do tempo, é utilizada a representação de QF(%). Para exemplificar esta representação, a frequência de excedência destacada na Figura 2.2, é costumeiramente expressa como Q90%. A nomenclatura sinaliza que em 90% do tempo, a vazão média se manteve igual ou superior a $5\text{m}^3/\text{s}$. Esta análise se estende para todas as demais vazões contidas na curva.

Como já comentado, existem algumas vazões características de frequência de excedência que são bastante utilizadas, inclusive para definir o despacho de PCHs, dentre elas, destacam-se as vazões de Q5%, Q50%, Q90% e Q95%.

A vazão mediana representada por Q50% indica que 50% das vazões estão acima, ou abaixo deste valor. A vazão mediana geralmente é menor que a vazão média e pode ser facilmente confundida com esta. A vazão média de um aproveitamento pode ser calculada a partir da média aritmética de todos os valores da série de registros. Outra forma bastante utilizada para obtenção da vazão média é dada pela integração da curva de permanência.

2.1.4 Energia Garantida

Em consequência do arranjo regulatório estabelecido a partir da promulgação da Lei nº 10.484/2004, ao encontro com o estabelecido artigo 4º do decreto 5.163/2004, é competência do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) propor critérios gerais de garantia de suprimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN), com vistas a assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento de energia e modicidade de tarifas e preços.

Este mesmo arranjo regulatório estabeleceu como competência do Ministério de Minas e Energia (MME), a definição da garantia física de energia e potência de

um empreendimento de geração, conforme o disposto no § 2º do art. 2º do Decreto nº 5.163/2004.

A definição das garantias físicas de energia e de potência de um empreendimento de geração de energia elétrica depende essencialmente do estabelecimento dos estudos de planejamento da expansão da oferta e da operação do sistema elétrico. Considerando o artigo 2º da Resolução nº 1 (2004, p 1), onde estabelece que o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) não poderá exceder a 5% em cada um dos subsistemas que o compõem, pode-se estender este critério para as usinas hidrelétricas, entre elas as PCHs. Assim, a energia garantida das PCHs é aquela gerada com uma vazão média que corresponde à Q95%, obtido a partir da análise da curva de permanência (Figura 2.2) do aproveitamento onde está instalada a PCH.

Mesmo sendo esta definição regulatória e por isso deve ser considerada nos estudos, a energia garantida com Q95%, não é consenso entre os autores que trabalham com este tipo de geração. Na bibliografia consultada, foram encontradas contradições referentes à definição da energia firme garantida pelas PCHs, a partir da vazão média, obtida nas curvas de permanência. Neste aspecto, Miranda:

Considerando o estabelecido no artigo 2º da Resolução n. 1, de 17 de novembro de 2004, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE, 2004), “[...] o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no SIN não poderá exceder a 5% (cinco por cento) [...]”, as usinas hidrelétricas têm sua energia assegurada no sistema com a aplicação desse critério, ou seja, a vazão de água capaz de gerar energia é aquela cuja média é garantida a 95% do tempo. (MIRANDA, R. L., 2009, p 17).

Nesta mesma linha, Santos (SANTOS, A. H. M. p 1) cita que no planejamento de PCHs, dentre as metodologias normalmente utilizadas para a motorização da central e despacho, pode-se utilizar a vazão com Q95% de permanência, para a energia garantida.

Mantendo este raciocínio, Porto afirma que:

o período de grandes estiagens ocorre para probabilidade de frequência de excedência superior a Q95%, então, a vazão de Q95%, pode ser utilizada como estimador da energia firme . (Porto, 2010, p 27).

De encontro a este raciocínio e com outro ponto de vista, no que tange a energia garantida para PCHs, Barbosa, define que:

Q0% representa uma permanência próxima de zero, então este valor representa qualquer vazão a nível inferior a Q5%. Da mesma forma Q100% representa uma permanência próxima de 100%, que representa qualquer permanência superior ao nível de Q95%. A potência firme de uma usina hidrelétrica a fio d'água (sem armazenamento) é estimada com base na vazão de 90% de permanência, tomando-se por base a curva de permanência ou duração "não regularizada". (BARBOSA, p. 4).

3 ESTRUTURA TARIFÁRIA DE SUPRIMENTO APLICADA NO BRASIL

3.1 Tarifa de Energia

Com a homologação da Lei 9.648/1998, após o processo de reforma institucional ocorrido no setor elétrico, as atividades econômicas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica foram desagregadas. Nesse novo contexto, a energia elétrica passou a ser considerada uma mercadoria, com custos dissociados do transporte, e como tal, é contratada (comprada) separadamente do transporte (tarifa fio), que compreende o uso dos sistemas de transmissão e ou distribuição, para “transportar” a energia gerada aos centros de consumo.

De fato, para o caso brasileiro, a tarifa de energia (TE) é atualmente associada exclusivamente aos custos do segmento de geração. Neste sentido, o valor da TE atualmente aplicado aos consumidores de baixa tensão é o mesmo aplicado aos consumidores cativos de média tensão, justamente por não carregar consigo custos ou encargos advindos dos sistemas de transporte (EL HAGE et. al, 2011, p. 34).

O sistema elétrico brasileiro em decorrência do aproveitamento do potencial hídrico resultou num sistema de geração de energia elétrica predominantemente hidrelétrico. Porém, como a produção efetiva destas usinas depende do regime das chuvas, o que introduz riscos associados ao possível déficit de energia no futuro, ocasionado por períodos de estiagem prolongada, o despacho de uma usina hidráulica no momento presente pode acarretar custos futuros. Esses custos futuros consistem em gastos com o despacho de outras formas de geração, com custos operacionais mais elevados, tais como as térmicas a gás ou diesel.

Devido a esta característica, são previstos contratos de compra de energia por disponibilidade das usinas (além dos tradicionais contratos por quantidade), ou seja, o ofertante é remunerado pelo capital investido na usina (geralmente térmica), de forma independente dos custos efetivos com sua operação. Desta forma quando uma concessionária de distribuição adquire energia de um gerador por meio de

contrato por disponibilidade, todos os custos operacionais do combustível devem ser pagos pela concessionária. Como os custos com aquisição de energia fazem parte das despesas não gerenciáveis pelas distribuidoras (parcela A), esse ônus acaba sendo diretamente repassado aos consumidores cativos.

Na contratação para o atendimento à totalidade do seu mercado, os agentes de distribuição devem considerar a energia proveniente da geração distribuída, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas, baseados no valor de referência do mercado regulado e nas respectivas condições técnicas. A energia elétrica proveniente dos empreendimentos de geração distribuída, não estará sujeita aos procedimentos licitatórios para contratação regulada, porém os riscos hidrológicos serão assumidos considerando as modalidades contratuais, sendo que os geradores assumem os contratos de quantidade de energia.

Os contratos de compra e venda de energia elétrica, celebrados entre comercializadoras e distribuidoras, tem vigência de 36 meses, os montantes de energia são contratados mensalmente e revistos anualmente, podendo apresentar valores distintos para cada mês e de acordo com o comportamento e características do consumo. A tarifa aplicada aos montantes mensais contratados é estabelecida pela ANEEL, através de processo licitatório definido como Preço-Teto (price-cap). Nestes certames, como comentado no Capítulo 1, é definido um preço máximo a ser pago pela energia a ser comprada. O agente de geração que vender a energia ao menor preço, abaixo deste teto máximo, é vencedor do certame e celebrará o CCEAR. Sobre os montantes de energia contratados mensalmente pelas distribuidoras, é permitida uma variação a maior de 15%, onde é aplicada a tarifa homologada. Se for extrapolada esta variação, sobre o montante que extrapolou os 15%, é aplicada a título de penalidade (multa) uma tarifa equivalente a três vezes o valor da tarifa regulada.

3.2 Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

Conforme El Hage (EL HAGE et. al, 2011, p 28) os ativos de transmissão que compõe a chamada “rede básica” foram definidos na Resolução Normativa nº 067/2004, como todas as linhas de transmissão em tensão de 230kV ou superior, integrantes das concessões de serviços públicos de energia elétrica.

A metodologia utilizada para determinação da TUST denominada tarifação nodal, é calculada, para cada barra do sistema de transmissão, independentemente das transações de energia contratadas entre os agentes. Conceitualmente, a metodologia de cálculo das tarifas nodais é denominada “Precificação Relativa aos Custos de Investimentos”, sendo considerada uma aproximação dos custos marginais de longo prazo. Ao calcular o seu encargo de uso do sistema de transmissão, qualquer agente precisará considerar a TUST de fonte (gerador) ou carga (consumidor), na barra em que está conectado.

De acordo com o conceito econômico, as tarifas de uso dos sistemas elétricos devem refletir os custos acarretados por cada agente na expansão da rede, levando-os a tomar decisões de investimentos que coincidam com os da expansão, a custo mínimo. O objetivo da metodologia nodal é criar sinais econômicos para que geradores e cargas se aloquem espacialmente de forma otimizada, isto é, buscando a minimização dos custos de investimentos na transmissão.

De forma categórica, pode-se verificar que os sinais econômicos obtidos pela aplicação do sinal locacional, indicam que se um novo consumidor for conectado numa região predominantemente de carga, marginalmente serão necessários investimentos para ampliar a capacidade do sistema de transmissão, o que resultará em tarifa positiva (pagamento pelos usuários); se nessa região for alocada uma fonte geradora, o sistema de transmissão existente ficará mais aliviado, implicando em postergação de ampliações, o que resultará em tarifa negativa (ou seja, o sistema “paga” a esse tipo de usuário da rede).

Conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 399/2010, que regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão, o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) firmado em caráter permanente com o ONS, por distribuidoras conectadas à rede básica, deve contemplar os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), para os quatro anos civis subsequentes, e serem informados ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), até 31 de outubro de cada ano, com vigência a partir de janeiro do ano subsequente. Os MUSTs contratados pelas distribuidoras devem garantir o atendimento da demanda do seu mercado próprio e dos consumidores livres, considerando também as unidades geradoras conectadas em sua rede. Estes MUSTs contratados pelas distribuidoras

devem sinalizar os montantes máximos anuais de demanda de potência ativa média, medida em intervalos de 15 minutos e ainda, deverão ser contratados por ponto de conexão, com montantes distintos para os postos tarifários de ponta e fora ponta.

Como posto tarifário de ponta, considera-se o período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora proprietária da concessão no ponto de conexão, entre o período das 18 às 22 horas, considerando a curva de carga de seu sistema elétrico. O posto tarifário fora ponta, abrange o período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares, àquelas definidas no posto tarifário de ponta. (ANEEL, RN 414, 2010, p. 8).

Os Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão ou Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão TUST é constituída por duas componentes, a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Rede Básica ($TUST_{RB}$) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Fronteira ($TUST_{FR}$). A $TUST_{RB}$ é aplicável a todos os usuários do SIN, para garantir a expansão do sistema, enquanto que a $TUST_{FR}$ é aplicável aos usuários conectados nas instalações de fronteira da rede básica com os sistemas de distribuição. A TUST devida pelas distribuidoras é calculada com base nos MUSTs contratados ou verificados por medições, por ponto de conexão e posto tarifário. A partir da REN 399/2010, a incidência da multa para a distribuidora só ocorre, caso a demanda em um ponto de conexão ultrapassar o valor do MUST contratado em 10%. Outra alteração introduzida pela REN 399/2010, decorre da eficiência para a sobrecontratação que é caracterizada, pela medição de demanda máxima anual, em valor inferior a 90% do maior MUST contratado, condição que também impõe multa a distribuidora.

3.3 Cenário de Mercado Considerado

Para implementação desta pesquisa, considera-se um cenário de mercado no qual a concessionária pode optar por comprar a energia elétrica no mercado regulado, bem como contratar o uso do sistema de transmissão, através da contratação do MUST na rede básica com o ONS, ou alternativamente, contratar parte deste suprimento das unidades de PCHs alocadas em seu sistema de distribuição. Para facilitar a compreensão, a Figura 3.1, ilustra o modelo de mercado considerado, de forma simplificada, para implantação da metodologia proposta. Para

aplicação da metodologia, considera-se que as PCHs já estão previamente alocadas e operando no sistema de distribuição em análise.

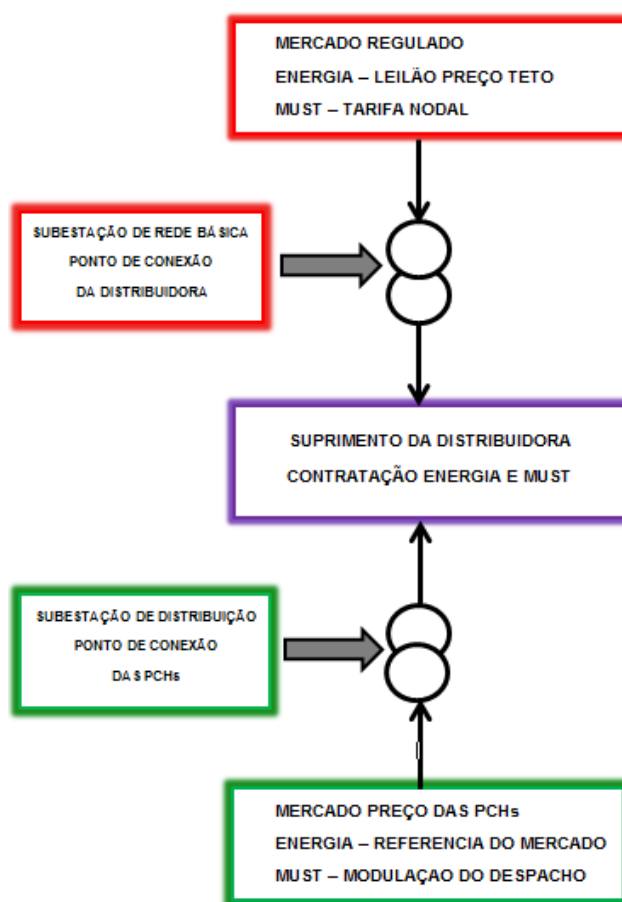


Figura 3.1 – Simplificação do Mercado Considerado.

Como a potência ativa disponibilizada pelas PCHs, devido a este tipo de geração operar a fio d'água, é altamente dependente de condições climáticas e não tem a garantia de disponibilidade, como aquela contratada no SIN através da rede básica, não é recomendada uma participação significativa na composição da contratação do suprimento pela distribuidora, para atender sua demanda de carga. No momento de efetivar a contratação do suprimento, deve haver uma coerência entre as duas fontes de disponibilização de potência, ou seja, deve-se otimizar ao máximo a contratação, porém, ao mesmo tempo, é necessário o cuidado de priorizar a garantia de atendimento da demanda da carga, além de evitar a aplicação de multas por ultrapassagens de MUSTs contratados.

O problema a ser resolvido consiste em calcular o despacho ótimo das PCHs, visando minimizar os custos com a contratação do suprimento. Neste caso, considera-se um cenário no qual existem unidades de PCHs alocadas à rede da concessionária e estas, podem ou não atender parte da demanda. Como, a concessionária pode contratar o uso do sistema da transmissão com o ONS, a metodologia proposta, somente é válida e tem aplicação, em situações onde o custo da compra da energia elétrica oriunda das PCHs é inferior ao custo de compra praticado no mercado regulado.

Tendo em vista que se objetiva a redução do MUST contratado, que representa a potência média medida em intervalos de 15 minutos, discretizou-se o despacho diário das “j” PCHs nestes mesmos intervalos de tempo. Atendendo a isto, para a programação diária de despacho das “j” PCHs alocadas no sistema de distribuição, adotou-se o modelo de despacho multiperíodo. Discretizou-se o despacho diário das “j” PCHs em períodos de 15 minutos, assim, cada unidade geradora “j” pode ter 96 despachos ao longo do dia, considerando às 24 horas.

Com vista a inserir a metodologia desta pesquisa no contexto tarifário, é importante contextualizar que a tarifa de fornecimento aplicada aos consumidores finais é formada por duas parcelas, parcela A e parcela B. A denominada parcela B, que integra os custos gerenciáveis pelas distribuidoras, basicamente é composta pelos custos de operação e manutenção, base de remuneração e depreciação dos ativos (materiais e equipamentos) imobilizados (instalados) para os serviços de fornecimento de energia elétrica. A parcela A, que integra os custos não gerenciáveis pelas distribuidoras, é composta basicamente por encargos setoriais, impostos e tributos, além dos custos de contratação de suprimento, que no caso abrangem a compra de energia e os custos com o uso do sistema de transmissão ou distribuição. Essencialmente os custos referentes a parcela A, que objetivam serem minimizados nesta pesquisa, são repassados diretamente aos consumidores. Então a redução destes custos proporciona de forma direta uma, redução na tarifa de fornecimento aplicada aos consumidores atendidos pela distribuidora.

4 EQUACIONAMENTO DO PROBLEMA DE DESPACHO DE PCHs

Este capítulo descreve o problema de despacho ótimo de PCHs, a partir de um problema de minimização de custos de suprimento, sob a ótica das distribuidoras de energia elétrica. Como suprimento, entendem-se os custos despendidos com a contratação (compra) de energia no mercado regulado, assim como, a contratação do uso do sistema de transmissão, necessário para o transporte desta energia desde a geração, até o “consumo”. Os aspectos operacionais das PCHs, neste caso, são tratados como restrições do problema, diferentemente da abordagem clássica.

O modelo matemático de despacho de PCHs, que contempla aspectos operacionais e tarifários está descrito através das Equações (4.1) à (4.6). O problema de otimização está sujeito às restrições de balanço de potências ativas, limites de geração de potência ativa, limites de volume operativo, limites de vazão turbinada e a restrição associada ao MUST contratado em cada ponto de conexão, representado pelas subestações de rede básica.

Dado que as tecnologias de geração consideradas nesta pesquisa, apresentam um arranque rápido, as rampas de arranque e parada dos geradores distribuídos não foram incluídos no modelo, limitando o problema de despacho a um fluxo ótimo multiperíodo. (Lopez-Lezana et al., 2010, p. 3)

Com o objetivo de reduzir os custos de suprimento, sem incidir multas à distribuidora, a função objetivo mostrada na Equação (4.1), representa a minimização dos custos de compra de energia. Esta equação é formada por dois termos, o primeiro termo corresponde aos custos de compra de energia oriunda do mercado, disponibilizada pelo SIN através das subestações rebaixadoras de rede básica e o segundo termo, corresponde aos custos de compra de energia oriunda das PCHs alocadas diretamente ao sistema de distribuição, conforme ilustrado na Figura 3.1, referente ao modelo de mercado considerado.

$$\text{Min} \sum_{t \in T} \sum_{k \in K} P_{SEk}(t) \rho_{SEk} \Delta t + \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} P_{DGj}(t) \delta_{GDj} \Delta t \quad (4.1)$$

em que:

K - Conjunto de subestações;

J - Conjunto de unidades de PCHs;

T - Conjunto de intervalos de tempo;

j - Índice de unidades de PCHs;

k - Índice de subestações;

ρ_{SEk} - Preço da energia na subestação k no período t ;

δ_{DGj} - Preço da energia na unidade de PCH k no período t ;

Δt - Intervalo de tempo (15 minutos);

$P_{SEk}(t)$ - Potência ativa fornecida pela subestação “ k ” no período t ; e

$P_{DGj}(t)$ - Potência ativa fornecida pela na PCH “ j ” no período t .

As potências disponibilizadas nas subestações de rede básica, somando-se às potências disponibilizadas pelas PCHs alocadas no sistema de distribuição, devem ser suficientes para o atendimento da demanda da carga. A Equação (4.2) representa a restrição de balanço de potências que deve ser atendida para implantação da metodologia de despacho.

$$P_{SEk(t)} + P_{DGj(t)} = D(t), \forall k \in K, \forall j \in J, \forall t \in T \quad (4.2)$$

em que:

$D(t)$ - Potência ativa demandada no período t .

A potência disponibilizada pelas PCHs deve respeitar os limites de capacidade de geração de cada unidade. A restrição que representa a disponibilização de potência ativa pelas PCHs, está representada na Equação (4.3). Observando a equação, observa-se que a potência gerada, deve estar entre os limites mínimo e máximo da capacidade de geração de cada PCH.

$$P_{DGj}^{min} \leq P_{DGj}(t) \leq P_{DGj}^{max}, \forall j \in J, \forall t \in T \quad (4.3)$$

em que:

P_{GDj}^{min} - Limite mínimo de potência ativa da unidade de PCH “j”;

$P_{DGj}(t)$ - Potência ativa fornecida pela na PCH “j” no período t ; e

P_{GDj}^{max} - Limite máximo de potência ativa da unidade de PCH “j”.

As PCHs por estarem localizadas próximas aos centros de carga e em pequenos potenciais hídricos, normalmente operam a fio d`água, condição que impõe uma fragilidade a esta geração de energia e faz com que seja altamente dependente das condições climáticas. Mesmo que a fio d`água, existem limites de volume operativos para estas PCHs que devem ser respeitados, a Equação (4.4) representa a restrição atribuída à estes limites. É evidente que o limite operativo deve permanecer entre a capacidade mínima e máxima de operação de cada PCH.

$$\vartheta_{DGj}^{min} \leq \vartheta_{DGj}(t) \leq \vartheta_{DGj}^{max}, \forall j \in J, \forall t \in T \quad (4.4)$$

em que:

ϑ_{GDj}^{min} - Volume mínimo operativo da unidade de PCH “j”;

$v_{GDj}(t)$ - Volume operativo da unidade de PCH “j” no período t ; e

v_{GDj}^{max} - Volume máximo operativo da unidade de PCH “j”.

Na mesma ótica empregada para os limites de volume operativos, a vazão turbinada, ou seja, a vazão que circula pelas turbinas para converter a energia mecânica em energia elétrica, também impõe limites que devem ser respeitados. A Equação (4.5) representa esta restrição. Observa-se que o limite de vazão turbinada, também deve permanecer entre a capacidade mínima e máxima de vazão de cada PCH.

$$q_{DGj}^{min} \leq q_{DGj}(t) \leq q_{DGj}^{max}, \forall j \in J, \forall t \in T \quad (4.5)$$

em que:

q_{GDj}^{min} - Vazão turbinada mínima operativa da turbina da unidade de PCH “j”;

$q_{DGj}(t)$ - Vazão turbinada operativa da turbina da unidade de PCH “j”; e

q_{GDj}^{max} - Vazão turbinada máxima operativa da turbina da unidade de PCH “j”.

Na Equação (4.6) está representada a restrição associada ao MUST contratado pela distribuidora em cada ponto de conexão, localizado no limite entre o sistema de transmissão e o sistema de distribuição. Nesse caso, a demanda de potência ativa da carga solicitada em cada subestação k , do ponto de vista da contratação do suprimento, deve ser inferior ao MUST contratado nesta subestação. Esta restrição é considerada, para que não ocorra a aplicação de multas pela ultrapassagem do MUST contratado nesta subestação k .

$$D(t) \leq MUST_{SEk}, \forall k \in K, \forall t \in T \quad (4.6)$$

em que:

$D(t)$ - Potência ativa demandada no período t ; e

$MUST_{SEk}$ - Montantes de uso sistema de transmissão contratado na Subestação SEk .

O modelo descrito pelas equações (4.1) à (4.6) é de natureza não linear inteiro misto (PNLIM) de difícil solução através a aplicação de métodos exatos, o que torna o uso de métodos heurísticos mais adequados e indicados para a solução. Técnicas evolutivas se tornam interessantes porque são capazes de tratar problemas que apresentam a característica acima citada, envolvendo variáveis discretas e/ou contínuas, funções objetivo complexas não lineares, multimodais, descontínuas ou não convexas.

A metodologia para a solução do problema de despacho de PCHs, a ser detalhada no capítulo subsequente, baseia-se na utilização Algoritmos Genéticos (AGs). Tais algoritmos são simples, robustos, flexíveis e capazes de encontrar soluções adequadas ao problema, ótimas ou muito próxima destas. Eles são particularmente úteis na solução de problemas em que outras técnicas de otimização apresentam dificuldades.

5 METODOLOGIA PARA RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DO DESPACHO DE PCHS

Este capítulo apresenta os desenvolvimentos metodológicos para a solução do problema do despacho de PCHs, descrito, com o objetivo de minimizar os custos de suprimento. Custos de suprimento, conforme descrito anteriormente, compreende a contratação da energia, e a contratação do uso do sistema de transmissão. É apresentada uma metodologia de otimização de despacho de PCHs, de forma a gerar o máximo de energia, priorizando o atendimento da demanda da carga, a partir da afluência definida na curva de permanência do aproveitamento.

A minimização da compra de energia dar-se-á pela aquisição da energia gerada pelas PCHs, alocadas no sistema de distribuição, que geralmente apresentam preços inferiores aos praticados no mercado regulado. Os preços inferiores ofertados pelas PCHs decorrem essencialmente, dos seus custos operacionais e investimentos serem reduzidos, em comparação ao mercado.

No que tange a remuneração pelo uso do sistema de transmissão, a minimização de custos, provém, da potência ativa disponibilizada pelas PCHs, para a composição do montante de uso do sistema de transmissão (MUST) contratado para o atendimento da demanda de carga da distribuidora. A demanda da distribuidora está representada pela curva de carga do sistema de distribuição. Considerando que em geral, a potência ativa disponibilizada pelas PCHs, não é levada em conta para a composição do MUST contratado pelas distribuidoras, em decorrência das PCHs operarem a fio d' água, condição que impõe dependência das condições climáticas, o ganho dar-se-á pela consideração desta potência, que terá custo zero para a distribuidora.

A Figura 5.1 apresenta o fluxograma macro da metodologia proposta nesta pesquisa para solução do despacho de PCHs.

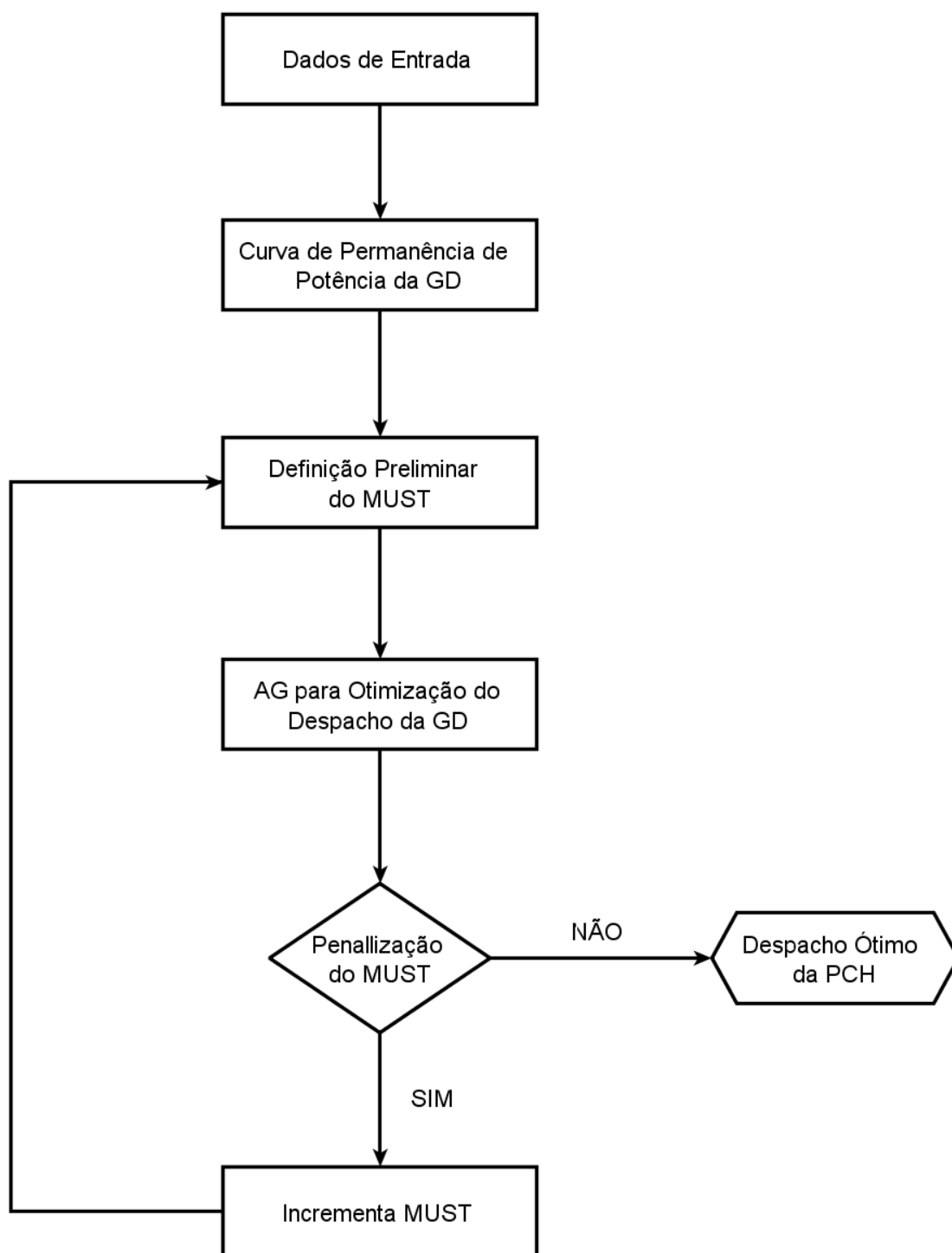


Figura 5.1 – Fluxograma da Metodologia Proposta para Solução do Despacho de PCHs.

Observa-se que a aplicação do Algoritmo Genético (AG) se encontra inserido na metodologia sendo uma das etapas da solução do problema de despacho.

A seguir, é detalhada cada uma das etapas, ilustradas na Figura 5.1.

5.1 Dados de Entrada

A inicialização da solução do problema se dá através da definição das características técnicas das PCHs; das características econômicas de suprimento e da carga do sistema de distribuição; e da parametrização do AG utilizado na solução.

As Tabelas 5.1, 5.2 e 5.3 sintetizam os dados de entrada do problema.

Tabela 5.1 – Dados de Entrada da PCH.

Descrição	Unidade
Potência Nominal	MW/kW
Volume Máximo Operativo do Reservatório	hm ³
Volume Mínimo Operativo do Reservatório	hm ³
Vazão ecológica (sanitária)	m ³ /s
Vazão máxima turbinada	m ³ /s
Vazão mínima turbinada	m ³ /s
Curva de permanência de vazão do aproveitamento	-

Tabela 5.2 – Dados do Sistema de Distribuição.

Descrição	Unidade
Tarifa de energia elétrica (TE)	R\$/MWh
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)	R\$/kW
Curva de carga típica – máximo carregamento	-

Tabela 5.3 – Dados de Parametrização do AG.

Descrição	Unidade
Tamanho da população	nº indivíduos
Número de gerações	nº iterações
Taxa de cruzamento	Item 5.4.5
Taxa de mutação	Item 5.4.5

5.2 Curva de Permanência de Potência Gerada para PCHs

A curva de permanência de potência gerada (CPPG) foi desenvolvida no intuito de determinar quanto tempo uma PCH pode gerar a máxima potência, a partir de uma dada vazão afluente. Nesse caso, considera-se também o tempo requerido para acumular água no reservatório.

Para determinar a CPPG considera-se a Equação (2.1) de conservação de água. Assim, parte-se da hipótese que o volume de água armazenado no reservatório (usina desligada) deve ser igual ao volume requerido para gerar uma determinada potência durante certo intervalo de tempo. Com isso, tem-se:

$$(w_j - (a_j + x_j + v_j))\Delta t_{acum} = q_p \times \Delta t_{op} \quad (5.1)$$

em que:

$w_j(\Delta t_{acum})$ - Vazão afluente ao reservatório "j" no período Δt_{acum} .

$a_j(\Delta t_{acum})$ - Vazão correspondente às perdas por evaporação e/ou infiltração no reservatório da PCH "j" no período Δt_{acum} .

$x_j(\Delta t_{acum})$ - Vazão correspondente à variação do nível (armazenamento ou deplecionamento) do reservatório da PCH "j" no período Δt_{acum} .

$v_j(\Delta t_{acum})$ - Vazão vertida no aproveitamento da PCH "j" no período Δt_{acum} .

Δt_{acum} - Período de tempo para acúmulo de água no reservatório.

$q_p(\Delta t_{op})$ - Vazão turbinada da PCH "j" no período Δt_{op} .

Δt_{op} - Período de tempo de operação da usina gerando a potência da "p"

O período total de análise é dado pela Equação(5.2).

$$\Delta t_{otal} = \Delta t_{op} + \Delta t_{acum} \quad (5.2)$$

Dessa forma, substituindo a Equação (5.2) em (5.1), obtém-se:

$$(w_j - (a_j + x_j + v_j))(\Delta t_{otal} - \Delta t_{op}) = q_p \times \Delta t_{op} \quad (5.3)$$

E, ainda, substituindo a Equação (2.7) em (5.3), tem-se:

$$(w_j - (a_j + x_j + v_j))(\Delta t_{otal} - \Delta t_{op}) = \left(\frac{ph_j}{\rho_j} \right) \times \Delta t_{op} \quad (5.4)$$

em que:

$ph_j(t)$ - Potência ativa produzida na PCH "j" num dado instante t ; e

ρ_j - Produtividade da usina "j" no instante considerado, em MW/(m³/s).

Observa-se que a Equação (5.4) relaciona duas variáveis: a potência gerada ph_j e o tempo de operação. A solução da referida equação se dá de forma numérica. A título de exemplo, a CPPG para a PCH, denominada Usina Passo do Ajuricaba (UPA), localizada na Região Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, representada na Figura 6.1, cujas características técnicas são apresentadas no Capítulo 6, Estudo de Caso e Simulações, está representada na Figura 5.2. Nesta figura, estão relacionados a potência gerada, tempo de acúmulo de água e tempo de geração de potência, todas as características obtidas a partir de uma afluência de $8,3\text{m}^3/\text{s}$, correspondente a uma permanência de vazão de Q99%.

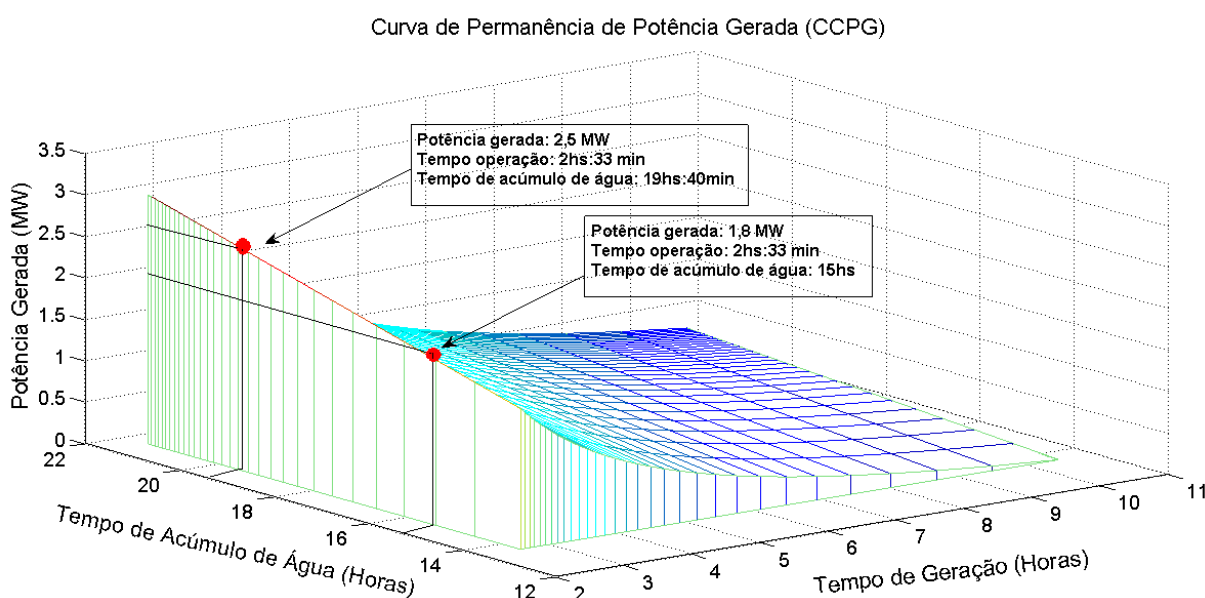


Figura 5.2 – Curva de Permanência de Potência Gerada para PCH UPA.

Para auxiliar no entendimento da CPPG, a Figura 5.2 representa a análise de dois pontos aleatórios. Exemplificando esta análise, no ponto de maior geração a CPPG define que a UPA poderá gerar 2,5 MW, por um período de 2 horas e 33 minutos, para isto, precisará acumular água durante 19 horas e 40 minutos. Da mesma forma no outro ponto, a UPA poderá gerar 1,8 MW, por um período de 2 horas e 33 minutos, para isto, precisará acumular água durante 15 horas.

No contexto desta pesquisa, a CPPG tem a finalidade de determinar se é possível atender a condição inicial, de disponibilizar máxima potência no período de tempo necessário, para minimização da contratação do suprimento. A partir de sua elaboração, é possível definir a máxima potência que poderá ser gerada e disponibilizada ao sistema de distribuição, sendo esta potência, subtraída do MUST a ser contratado na rede básica. Reduzindo assim seu montante e por consequência, os custos desta contratação.

A CPPG, também define por quanto tempo a máxima potência poderá ser gerada e disponibilizada, proporcionando condições de definir se este tempo é suficiente para que seja atenuado (cortado) o pico de demanda existente na curva de carga, conforme mostrado na Figura 5.3, representado pela potência gerada pelas PCHs. A outra informação da CPPG, referente ao tempo de acúmulo de água, é fundamental para dar condições de verificar se o reservatório consegue se recompor em tempo, dentro do período das 24 horas diárias.

A informação da máxima potência gerada a partir da CPPG, conjuntamente com a informação da máxima demanda solicitada, obtida na curva de carga (Figura 5.3), são necessárias para a determinação do MUST preliminar a ser definido durante a solução do problema para minimização da contratação do suprimento, com utilização de AG.

5.3 Definição Preliminar do MUST

Para facilitar a solução de problemas a partir da utilização de AGs, é importante criar uma população inicial que gere uma solução factível. Desse modo, realiza-se uma avaliação do MUST preliminar, a partir da análise da curva de carga da distribuidora (Figura 5.3), onde foi registrado o máximo carregamento anual e da CPPG da PCH.

Essencialmente, verifica-se a demanda máxima registrada na curva de carga, ou demanda requerida pelo sistema, normalmente no período de ponta, entre as 18 e às 21 horas, ou o período de ponta definido pela distribuidora proprietária da concessão. Dessa forma, a partir da CPPG determina-se qual a máxima potência que poderá ser gerada pela PCH durante este período. A diferença obtida entre a

máxima demanda requerida pelo sistema e a máxima potência gerada, verificada na CPPG, ambas concomitantes, ou seja, no mesmo período, define o MUST preliminar inicial. Cabe lembrar, que o MUST representa os montantes máximos anuais de demanda de potência ativa média, medida em intervalos de 15 minutos.

Para auxiliar na compreensão do processo, a Figura 5.3, apresenta uma curva de carga real de um sistema de distribuição com a potência em kW, registrada em um dia útil, cedida pelo Departamento Municipal de Energia de Ijuí - DEMEI, Concessionária de Serviço Público de Distribuição, com concessão no município de Ijuí, que representa graficamente a forma de obtenção do MUST preliminar.

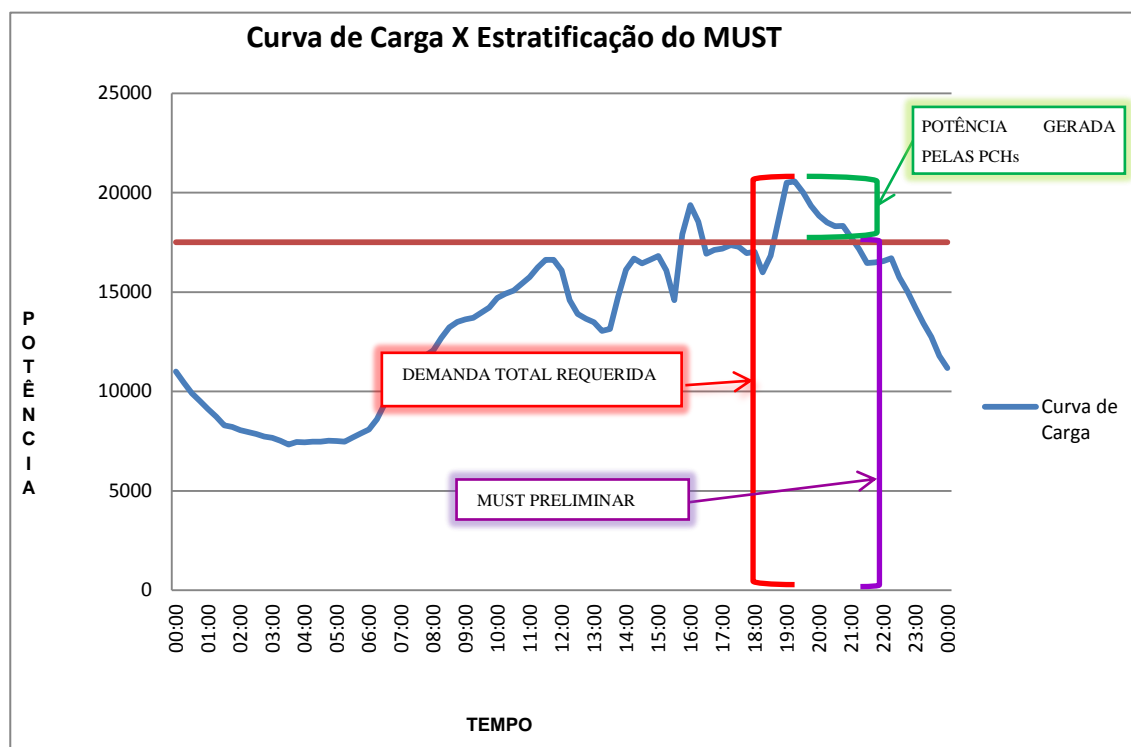


Figura 5.3 – Representação de uma Curva de Carga para Definição Preliminar do MUST.

Ao MUST preliminarmente definido se acrescenta, ainda, a taxa de crescimento da carga prevista para uso do sistema, definida pela distribuidora, conforme Equação (5.5). Concluída esta análise, dela resulta o MUST a ser contratado para o período (ano) subsequente.

$$MUST_C = MUST_p + x_{\%} \quad (5.5)$$

em que:

$MUST_C$ – MUST a ser contratado para o período (ano) subsequente;

$MUST_p$ – MUST preliminar; e

$x_{\%}$ – Taxa de crescimento de carga (mercado) prevista para o próximo ano.

5.4 Algoritmo Genético para Otimização do Despacho de PCH

Conforme descrito no Apêndice A, os AGs são inspirados na evolução dos seres vivos e fundamenta-se na ideia de que os indivíduos que se adaptarem melhor ao meio ambiente terão chances maiores de sobreviver e gerar mais descendentes. Em um Algoritmo Genético cada solução é um indivíduo e um conjunto de soluções forma uma população. Por ser um método flexível é capaz de produzir boas soluções para problemas complexos e de grande porte, com tempo computacional viável, vem sendo aplicado com enorme sucesso, enquanto algoritmo evolucionário.

De forma a proporcionar uma visão geral de um AG básico e compreender sua aplicação nesta pesquisa, a Figura 1, do Apêndice A, apresenta em detalhes um AG básico, representando cada uma de suas etapas, como codificações, critérios de mutação e cruzamento.

A seguir são apresentadas todas as etapas que compõem o AG utilizado para o despacho, indicando as características de cada uma destas etapas.

5.4.1 Criação da População Inicial

Em um AG a população inicial é determinada de forma aleatória e seu tamanho deve ser grande o suficiente para gerar diversidade no espaço de busca de soluções e ao mesmo tempo não ser grande demais, a ponto de tornar o programa

lento para apresentar as soluções. Diante disto e conforme recomendado em Kagan (KAGAN et. al, 2011, p.137), a população inicial tende a ser fixada em torno de uma a duas centenas de indivíduos, então foi definida uma população inicial com 150 indivíduos.

Na metodologia desta pesquisa, cada indivíduo da população inicial se refere ao um despacho diário da PCH. Desse modo, para gerar a população inicial composta de “n” despachos diários, definiu-se uma população matriz, ou seja, um despacho diário matriz. Esse despacho foi definido pela demanda requerida, que ultrapassou o MUST preliminar a ser contratado, a partir da análise da curva de carga, conforme ilustrado na Figura 5.4.

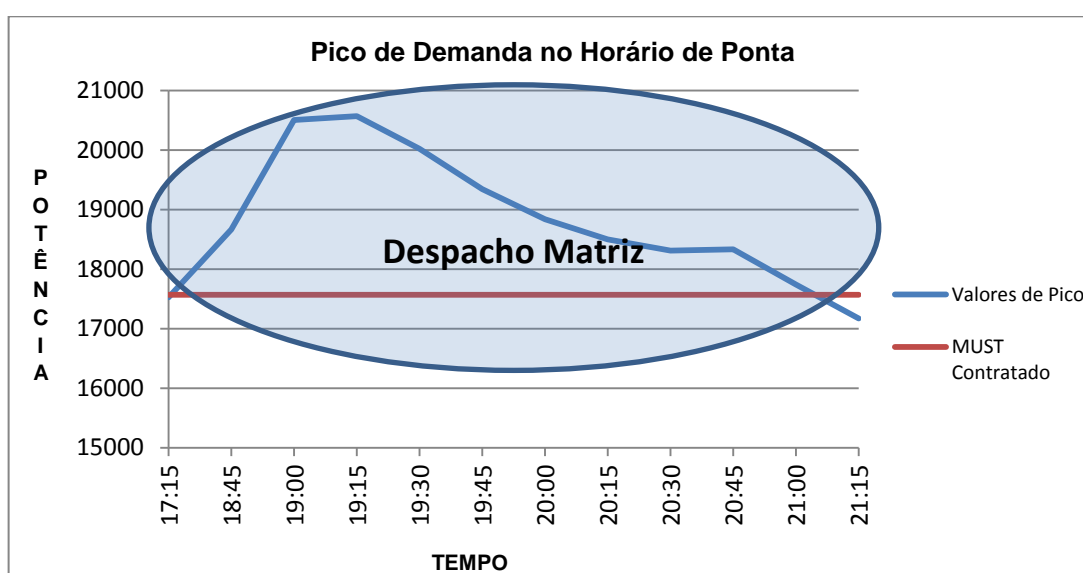


Figura 5.4 – Indivíduo da População Inicial Representado pelo Pico de Demanda no Horário de Ponta.

O despacho matriz é uma solução viável, já que foi obtido a partir da curva de carga e da CPPG. Essa condição inicial tende a acelerar a solução do problema através da utilização de AGs.

Os demais indivíduos da população são gerados a partir da inserção de ruídos aleatórios na população matriz, possibilitando ampliar o espaço de busca. A

Equação (5.6) descreve a forma utilizada para operar os demais indivíduos da população a partir da população matriz.

$$P_{g_filial,i,t} = P_{g_matriz,t} \times rand(t,\gamma), \quad i \in \Omega P, \quad t \in \Omega T, \gamma \in \Omega R \quad (5.6)$$

em que:

$P_{g_filial,i,t}$ - Potência gerada do individuo filial “ i ” no instante de tempo “ t ” ;

$P_{g_matriz,t}$ - Potência gerada do individuo matriz no instante de tempo “ t ”;

$rand(t,\gamma)$ - Número randômico γ referente ao instante de tempo “ t ”;

P - Conjunto de indivíduos da população;

T - Conjunto de intervalos de tempo; e

R - Conjunto de números aleatórios.

Definiu-se a faixa de números aleatórios do conjunto R entre os valores 0 e 10% da máxima potência gerada pela PCH, a fim de evitar a excursão exaustiva em região do espaço de busca de soluções (despachos) ineficazes.

5.4.2 Codificação e Decodificação

Como os AGs trabalham com uma forma codificada dos parâmetros do problema e não com os parâmetros reais, antes da avaliação dos indivíduos, deve ser definida esta forma de codificação e decodificação, para que tais parâmetros possam ser trabalhados em linguagem computacional.

Normalmente, a forma de codificação dos parâmetros reais, mais utilizada para representação cromossômica na implantação de AGs é a binária (Linden, 2008, p. 28). Essa codificação é amplamente difundida e facilita a implantação dos operadores genéticos. Basicamente, a representação binária consiste em uma

maneira de traduzir os parâmetros reais do problema, em uma linguagem fácil de ser trabalhada computacionalmente. Por esta representação ser a mais utilizada, foi adotada para implementação do AG nesta pesquisa.

Para aplicação da representação binária no AG, foi definida a equivalência onde um cromossomo equivale a um string e um gene do cromossomo equivale a um bit do string. Da genética um cromossomo é composto por genes contidos em locos, que equivale na representação binária a strings compostos por bits contidos em posições distintas destes strings. Assim como cada gene representa uma determinada característica do problema, cada bit também equivale a esta representação.

Devido ao problema proposto apresentar características inteiras para cada número aleatório (despacho) gerado pela função RAND, na população inicial é testado se o seu valor é inferior a 0,5. Caso o número tenha valor inferior a 0,5, o valor do bit é equivalente a 0, se o número for igual ou superior a 0,5, o bit equivale a 1.

A metodologia desenvolvida considera a programação de despacho diário das “j” PCHs alocadas ao longo do sistema. Tendo em vista que o despacho ótimo visa minimizar os custos de suprimento, compra de energia e também contratação de MUST, discretizou-se o despacho diário em intervalos de 15 minutos. Assim, cada unidade geradora “j” pode ter 96 despachos ao longo do dia.

A codificação adotada para representar os indivíduos de uma dada população está representada na Tabela 5.4. O termo “np” se refere ao tamanho da população, equivalente aos 150 indivíduos definidos como população inicial. O vetor que armazena uma solução proposta para o problema, terá dimensão igual número de intervalos de tempo adotados nesta pesquisa.

Tabela 5.4 – Características dos Indivíduos nos Cromossomos.

	Intervalos de Tempo (Δt)				
	1	2	3	...	96
	Horários				
	00hs:00min	00hs:15min	00hs:30min	...	24hs:00min
1	000001	001011	001010		101011
2	000001	01011	001010		101011
3	010001	100011	111010		101011
:	:	:	:	:	:
np	110001	110011	101010	...	101000

5.4.3 Função de Avaliação

A função objetivo, Equação (4.1) contempla a minimização do custo de compra de energia para o suprimento, a partir da redução da compra no mercado atacadista, por conta da energia gerada oriunda das PCHs. Geralmente as PCHs apresentam um custo de produção de energia elétrica inferior aos praticados no mercado, em decorrência das suas estruturas operativas.

A minimização dos custos correspondentes ao MUST contratado decorre da consideração da potência ativa disponibilizada pelas PCHs alocadas no sistema de distribuição, para a complementação da potência necessária para atendimento da demanda de carga solicitada do sistema de distribuição.

As restrições operativas correspondem ao balanço de potência, limites de capacidade dos geradores, volume do reservatório e vazão turbinada da PCH. Tais restrições estão representadas na função de avaliação mostrada na Equação (5.7), que contempla o objetivo do problema.

$$fa = \frac{1}{\pi + \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} (\mu_{1,j} + \mu_{2,j} + \mu_{3,j} + \mu_{4,j} + \mu_{5,j})}, \quad (5.7)$$

em que:

f_a – Função de avaliação;

π – Função objetivo representada na Equação (4.1);

$\mu_{1,j}$ – Restrição de balanço de potência ativa Equação (4.2);

$\mu_{2,j}$ – Disponibilização de potência ativa pelas PCHs Equação (4.3);

$\mu_{3,j}$ – Limites de volumes operativos das PCHs Equação (4.4);

$\mu_{4,j}$ – Limites de vazão turbinada das PCHs Equação (4.5); e

$\mu_{5,j}$ – Balanço de potência ativa nas subestações de rede básica Equação (4.6).

A partir da função de avaliação apresentada na Equação (5.7), para obtenção de uma solução candidata a ótima, o ajuste das penalidades $\mu_{1,j} + \mu_{2,j} + \mu_{3,j} + \mu_{4,j} + \mu_{5,j}$ deve ser tal, que o somatório destas penalidades tenda a se anular durante o processo de busca. Em contrapartida, o termo π que representa a função objetivo do problema (Equação 4.1), deve ser minimizado. Quando esta condição é alcançada, a função de avaliação do indivíduo resultará em uma avaliação alta, indicando que a solução apresenta um bom desempenho, sendo uma possível candidata a solução ótima para o problema proposto. Caso isto não ocorra, ou seja, o ajuste das penalidades $\mu_{1,j} + \mu_{2,j} + \mu_{3,j} + \mu_{4,j} + \mu_{5,j}$ não se anule durante o processo de busca, a função de avaliação do indivíduo resultará em uma avaliação baixa, indicando que a solução apresenta um desempenho ruim, sendo eliminada enquanto solução ótima.

Cabe comentar que quando uma das penalidades $\mu_{1,j} + \mu_{2,j} + \mu_{3,j} + \mu_{4,j} + \mu_{5,j}$, apresenta valor diferente de zero, significa que alguma das restrições contidas nas equações 4.2 a 4.6, foi violada, condição que penaliza a solução apresentada, resultando em uma avaliação baixa quando é aplicada a Equação (5.7).

5.4.4 Seleção da População

Analogamente ao processo de evolução natural, durante as iterações do AG são privilegiados os indivíduos com maior valor da função de avaliação, porém, sem descartar aqueles com menor valor de função. Tais indivíduos podem conter características essenciais, que talvez não estejam presentes em outros indivíduos da população.

O método de seleção adotado se baseia no método da roleta viciada. Este método consiste em criar uma roleta virtual, sobre a qual cada indivíduo participa com uma parcela proporcional a sua função de avaliação conforme ilustrado na Figura 2 do Apêndice A.

Os indivíduos de maior aptidão possuem, conseqüentemente, maior parcela na roleta. Desse modo, têm maiores probabilidades de serem sorteados e de se reproduzirem. Esta condição estatisticamente garante que as melhores características dos indivíduos sejam mantidas nas gerações seguintes.

5.4.5 Aplicação dos Operadores Genéticos

O operador de cruzamento garante a evolução da população, ao simular a reprodução ou cruzamento entre dois indivíduos que compõe o par de pais selecionado. O cruzamento nos pares de indivíduos é aplicado posteriormente a aplicação da função RAND e a comparação entre o valor gerado e a taxa de cruzamento. Se o valor gerado for inferior ou igual à taxa de cruzamento, o operador de cruzamento é aplicado, caso contrário, o par de indivíduos é mantido sem troca de informações genéticas.

Conforme recomendado em Kagan (KAGAN, et. al 2009, p 145) foi estabelecida nesta pesquisa como probabilidade de cruzamento uma taxa de cruzamento de 0,7, então nem todos os pares de indivíduos selecionados passam pela operação de cruzamento, uma parcela somente é copiada para a próxima geração.

O operador de mutação responsável pela diversidade das espécies realiza a mutação genética dos genes, no caso bit. Este operador tem associado a si uma

probabilidade muito baixa e atua a partir do sorteio de um número aleatório no intervalo entre 0 e 1. Se o número sorteado for inferior ao valor da probabilidade, o operador de mutação é aplicado sobre o gene, modificando suas propriedades através da modificação genética, alterando a valor aleatoriamente (no caso alterando de zero para um e vice versa), este processo é realizado para todos os genes dos filhos. Conforme recomendado em Linden (LINDEN, 2008, p 43), foi estabelecida uma probabilidade de mutação de 0,5%, na grande maioria dos indivíduos não foi aplicado o operador de mutação, sendo estes indivíduos somente copiados para a próxima geração.

5.4.6 Módulo de População

Este módulo considera que a cada atuação dos operadores genéticos, estão sendo gerados indivíduos filhos para a nova geração. É responsável pelo controle da população. Na metodologia proposta, definiu-se uma população composta por 150 indivíduos, ou seja, 150 despachos da PCH.

5.4.7 Critério de Parada

Como critério de parada, foi definido o número de 50 gerações. As soluções obtidas são armazenadas em espaço auxiliar, satisfeito o critério de parada, é realizada a análise das soluções, a partir daí, é definida como solução ótima, ou, melhor solução, aquela que melhor satisfaz o objetivo de minimização dos custos de suprimento, que compreende redução dos custos de compra de energia e a redução da contratação do MUST no SIN, com o ONS.

5.5 Penalização do MUST

A penalização do MUST preliminar implica em um incremento no MUST a ser contratado com o ONS, pois a ultrapassagem da margem de tolerância do MUST contratado para o período impõe severas penalidades (multas), às concessionárias de distribuição, com tarifas no patamar de três vezes o valor da tarifa homologada pela ANEEL, sem seu repasse para as tarifas de fornecimento, aplicadas aos consumidores finais das concessionárias.

Obtidas as 150 soluções, caso alguma das restrições operativas tenha sido violada, o MUST preliminar é penalizado pela função de avaliação representada na Equação (5.7) e o somatório das penalidades $\mu_{1,j} + \mu_{2,j} + \mu_{3,j} + \mu_{4,j} + \mu_{5,j}$ não é nulo, resultando assim, numa função de avaliação baixa. Assim sendo, o MUST preliminar deve ser incrementado, conforme descrito no item 5.6. Este processo de incremento de MUST preliminar é repetido, até que seja definido um MUST que não viole nenhuma das restrições operativas.

Caso não houver a violação de nenhuma das restrições operativas, significa que a solução apresentada é a solução ótima e a metodologia estará concluída.

5.6 Incremento do MUST

Esta etapa de incremento do MUST, somente é aplicada, se o AG para otimização do despacho for executado e houver penalização do MUST, em decorrência da violação de alguma das restrições operativas (equações (4.2) a (4.6)), para todas as soluções apresentadas.

Havendo a violação de alguma das restrições operativas, o MUST preliminar é incrementado em patamares de potência ativa que variam de acordo com a variável de incremento de MUST (Δ_{IM}). É incrementado sempre que necessário, ao MUST preliminar, patamares de Δ_{IM} definidos pela concessionária, formando um novo montante de MUST incrementado, conforme Equação (5.8).

Este novo montante, já incrementado em patamares de Δ_{IM} , retorna como nova definição preliminar de MUST e novamente é executado o AG para otimização do despacho, como pode ser observado na Figura 5.1. Havendo nova penalização do MUST, é incrementado novamente Δ_{IM} ao MUST penalizado e novamente executado o processo descrito. Este procedimento é repetido, até que o MUST incrementado não viole nenhuma das restrições operativas e conseqüentemente não seja penalizado, apresentando uma solução ótima, definindo o MUST que deve ser contratado pela concessionária de distribuição junto ao ONS, para atendimento de sua demanda de carga.

$$MUST_I = MUST_p + \Delta_{IM} \quad (5.8)$$

em que:

$MUST_I$ – MUST incrementado;

$MUST_p$ – MUST preliminar; e

Δ_{IM} – Variável de incremento de MUST.

Definida a melhor solução para o despacho ótimo da PCH, alocada no sistema de distribuição, por intermédio da utilização do AG para otimização (item 5.4), seja para o posto tarifário ponta ou fora ponta, a metodologia é concluída, apresentando o MUST a ser contratado.

6 ESTUDO DE CASO E SIMULAÇÕES

Neste capítulo, foram apresentados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta nesta dissertação, para o despacho ótimo de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), conforme mostrado no capítulo anterior.

Para a otimização do despacho, com vistas a minimizar os custos da contratação do suprimento, conforme já descrito, considera-se a curva de carga do sistema de distribuição e o histórico de aflúncias, obtido a partir de curva de permanência do aproveitamento dos recursos hídricos.

Para as simulações, realizadas no ambiente MATLAB®, foram utilizados dados reais, tanto para a obtenção da curva de carga do sistema de distribuição, quanto para as informações técnicas da PCH. As informações relativas a curva de carga, representando o comportamento da demanda ao longo de um dia útil, foram cedidas pelo Departamento Municipal de Energia de Ijuí - DEMEI, Concessionária de Serviço Público de Distribuição, com área de concessão concedida para o perímetro urbano do município de Ijuí. As informações técnicas da PCH, denominada Usina Passo do Ajuricaba (UPA), que será utilizada para as simulações, também foram cedidas pelo DEMEI. Esta PCH, geograficamente, está localizada na região noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, divisa do município de Ijuí, com município de Dr Bozano. Na Figura 6.1 apresenta-se o registro fotográfico aéreo da UPA.



Figura 6.1 – Vista Aérea da PCH Usina Passo do Ajuricaba (UPA).

Para as simulações, considerou-se o cenário de mercado descrito no Capítulo 3 e apresentado pela Figura 3.1. Neste cenário, a concessionária pode optar por

comprar a energia elétrica por intermédio de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), bem como, contratar os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUSTs) na rede básica, necessários para atendimento da totalidade da demanda da carga, ou alternativamente, contratar parte deste suprimento com as unidades de PCHs já alocadas em seu sistema de distribuição.

6.1 Dados de Entrada

Conforme descrito anteriormente, o início da solução do problema ocorre através da definição das características técnicas e econômicas das PCHs, das características de carga do sistema de distribuição, dos contratos de suprimento; e da parametrização do AG utilizado para a solução.

Os dados de entrada referentes a curva de permanência de vazão de descargas médias mensais, para o aproveitamento da UPA (período de 1942 a 2002), que foram utilizados nas simulações, são apresentados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Curva de Permanência de Vazão de Descargas Médias Mensais.

Fonte: Departamento Municipal de Energia de Ijuí - DEMEI

Permanência (%)	Descarga (m³/s)
1,0	216.0
2,0	181.5
5,0	135.9
10,0	104.4
20,0	79.8
30,0	66.1
40,0	52.1
50,0	42.8
60,0	32.8
70,0	25.9
80,0	20.0
90,0	14.5
95,0	11.5
99,0	8.3

A Tabela 6.2, mostra as características técnicas e econômicas referentes à UPA, que terá seu despacho otimizado.

Tabela 6.2 – Características Técnicas e Econômicas da UPA.

Descrição	Unidade
Potência Nominal	3,0 MW
Volume Máximo Operativo do Reservatório	1.4 hm ³
Volume Mínimo Operativo do Reservatório	0.6 hm ³
Vazão ecológica (sanitária)	4.8 m ³ /s
Vazão Máxima Turbinada	28 m ³ /s
Vazão Mínima Turbinada	4.2 m ³ /s
Rendimento Turbina-Gerador	0.83
Curva de Permanência de Vazão	Q99%, Q95% Q90%
Tarifa de Energia Elétrica (TE)	75 R\$/MWh
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)	0,0 R\$/kW

Para as análises financeiras realizadas nas simulações, o preço do MWh de energia gerada, informado pelo DEMEI e considerado para a UPA (Tabela 6.2), reflete essencialmente seus custos operacionais de manutenção e operação, por isso, é bem inferior ao preço praticado no mercado regulado.

Para as análises, o custo do MUST representado pela TUST, referente a potência ativa disponibilizada pela UPA contido na Tabela 6.2, foi considerado como zero, porque a PCH está ligada ao sistema de distribuição. Este custo, também é considerado nas demais simulações que foram realizadas, para apurar o impacto financeiro dos despachos.

A curva de carga em kW utilizada nas simulações representa comportamento da carga do sistema de distribuição, durante o dia útil, em que foi registrada a máxima demanda da carga anual, juntamente com o MUST contratado para o período, está Apresentada na Figura 6.2. Neste caso, o MUST de 17.000 kW, foi

contratado na sua totalidade com a rede básica e já contempla a taxa de crescimento de carga, atendendo á Equação (5.5).

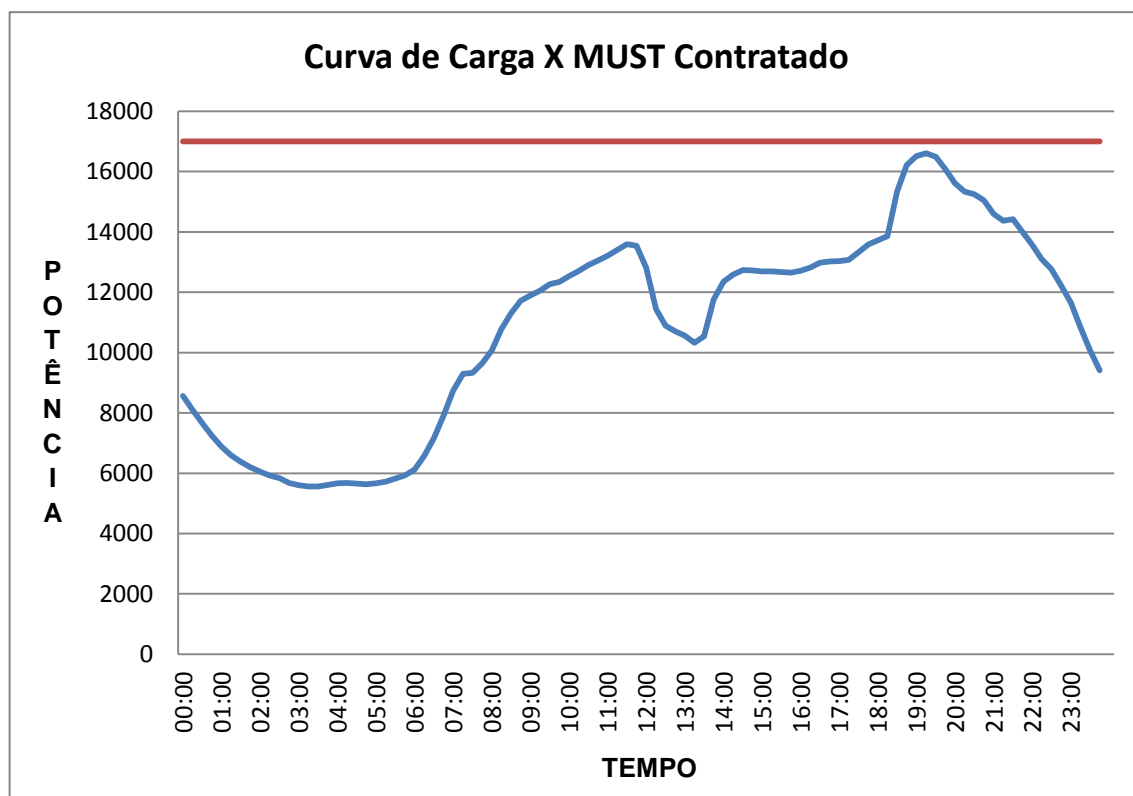


Figura 6.2 – Curva de Carga com MUST Contratado na Rede Básica.

As simulações foram realizadas considerando o posto tarifário de ponta, compreendendo 3 horas consecutivas, entre às 18 e 21 horas, definido, pela concessionária titular da área de concessão de distribuição, o DEMEI.

Para as simulações, foi escolhido o posto tarifário de ponta, onde são registradas as maiores demandas de carga e também, devido ao custo do MUST contratado (R\$/kW), que apresenta neste caso, um valor cerca de cinco vezes maior que o valor do MUST no posto tarifário fora ponta. É importante salientar que a metodologia proposta nesta pesquisa, é genérica e pode ser implementada, independentemente do posto tarifário, ou período do dia ou concessionária, bastando para isto, ter as informações da curva de CPPG, mostrada na Figura 5.2.

Para facilitar a visualização do comportamento da carga no posto tarifário de ponta entre 18 e 21 horas, a Figura 6.3, mostra este comportamento de forma mais detalhada. Observa-se nesta figura, que a máxima demanda foi registrada as 19 horas e 15 minutos e atingiu uma potência de 16.600 kW.

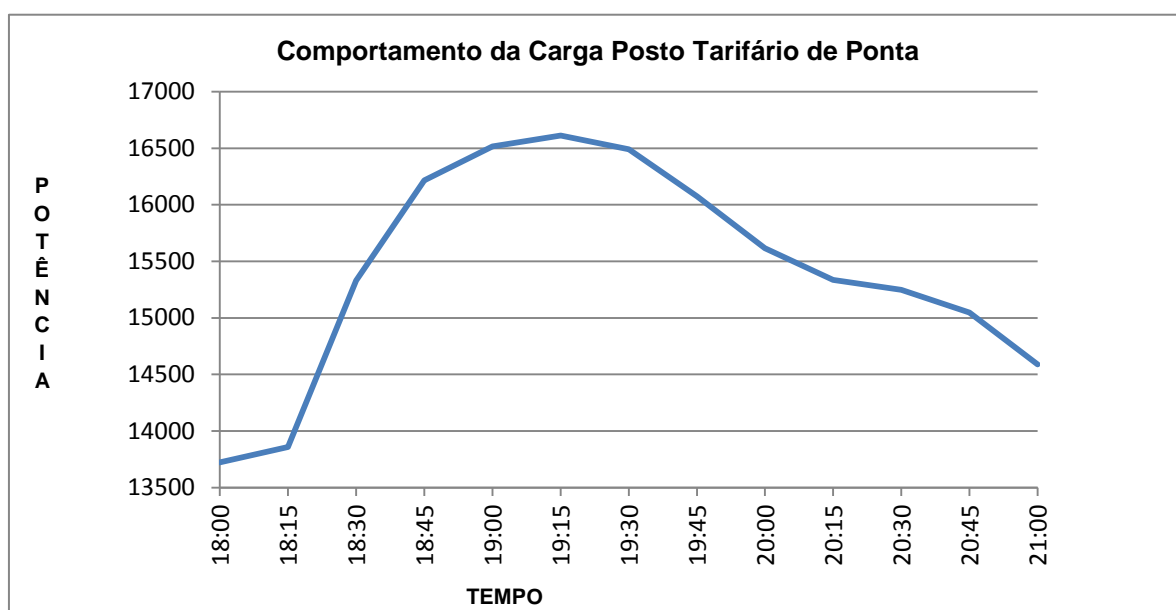


Figura 6.3 – Comportamento da Carga no Posto Tarifário de Ponta.

As características econômicas e de carga do sistema de distribuição em análise, estão mostradas na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 – Características Econômicas e de Carga do Sistema de Distribuição.

Descrição	Unidade
Tarifa de Energia Elétrica (TE) no Mercado	149,22 R\$/MWh
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) no Mercado	15,05 R\$/kW
Montante de Energia Diário Necessário para o Fornecimento	260,78 MWh
Curva de Carga Máximo Carregamento Anual	16.600 kW
Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) Contratado para o Período na Rede Básica	17.000 kW

Para realizar uma análise comparativa através das simulações, o montante de energia descrito na Tabela 6.3, representa a energia diária necessária para fornecimento ao sistema de distribuição, obtido a partir da área da curva de carga.

Os dados de parametrização do algoritmo genético (AG) conforme descrito no Capítulo 5, empregados para a solução do despacho, estão mostrados na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Dados de Parametrização do AG.

Descrição	Unidade
Tamanho da População	150
Número de Gerações	50
Taxa de Cruzamento	0,7
Taxa de Mutação	0,005

6.2 Representação do Comportamento da Carga sem a Operação da UPA

Da mesma forma que os dados de entrada, o comportamento da carga sem a operação da UPA, para análise comparativa é o mesmo, então, a análise apresentada a seguir, é válida para todas as simulações.

Nesta etapa, o despacho da PCH é desconsiderado. Assim, toda a energia requerida, bem como o MUST contratado, para atendimento da demanda de carga, são disponibilizados a partir da subestação de rede básica, por intermédio do sistema de transmissão. Tanto a energia quanto o MUST são contratados a preço de mercado, apresentados na Tabela 6.3, considerando o modelo de mercado apresentado na Figura 3.1.

A Figura 6.4 representa o comportamento da carga no sistema de distribuição, bem como o MUST contratado no montante de 17.000 kW. Observa-se claramente nesta figura, que a PCH não está operando, pois o gráfico de despacho permanece constantemente em zero. Em decorrência disto, o primeiro despacho é o mesmo que o terceiro.

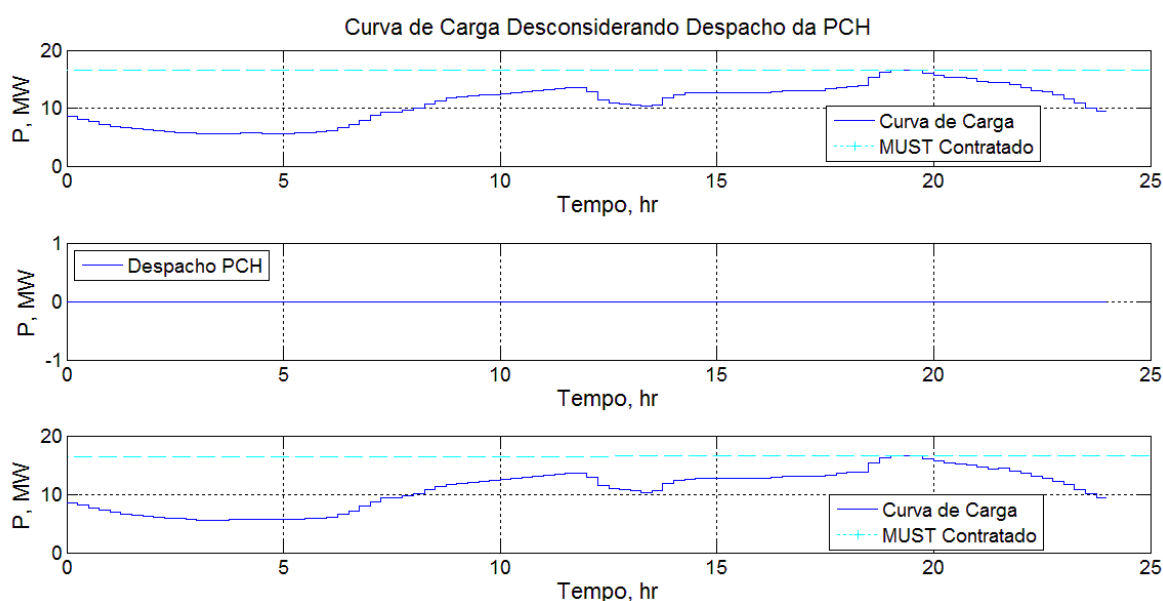


Figura 6.4 – Comportamento da Carga sem a Operação da UPA (MATLAB ®).

Analisando a Figura 6.4, fica evidenciado que o MUST contratado é suficiente para atender a demanda de potência requerida pela carga, dentro da margem de ajuste regulatória de 10%, onde não é aplicada multa por ultrapassagens.

Financeiramente, no que tange a energia diária necessária para o fornecimento, desconsiderando o despacho da PCH (Figura 6.4), a partir das informações contidas na Tabela 6.3, o impacto financeiro foi de R\$ 38.913,60, equivalente a um montante energia diário de 260,78 MWh.

O impacto financeiro mensal gerado na contratação do MUST, desconsiderando o despacho da PCH (Figura 6.4), ou seja, contratado a sua totalidade com a rede básica, é apresentado na Tabela 6.5. É considerado a faturamento de 17.000 kW, porque conforme regulação específica, é faturado o MUST contratado, caso seja medido um montante inferior a este.

Tabela 6.5 – Análise Financeira Mensal para o MUST Contratado sem Despacho da UPA.

Descrição	Montante Contratado	Tarifa (R\$/kW)	Custos de Suprimento (R\$)
MUST Contratado no Mercado para o Período Anual	17.000 kW	15,05	255.850,00

6.3 Simulação para Permanência de Vazão de Q99%

Nesta simulação, considerou-se o extremo da ocorrência de um caso crítico de afluência de descarga média mensal, ou seja, período de seca. A ocorrência de uma permanência de vazão de Q99%, a qual pode ser considerada Q100% (Barbosa, p. 4). Portanto, neste caso, não se assume nenhum risco de indisponibilidade de afluência, levando em consideração os históricos de permanência de descargas médias mensais, contidas na Tabela 6.1. Para a permanência de vazão de Q99%, também a partir da Tabela 6.1, obtêm-se uma descarga média mensal de $8,3 \text{ m}^3/\text{s}$.

A partir da descarga média mensal de $8,3 \text{ m}^3/\text{s}$, obtêm-se a Curva de Permanência de Potência Gerada (CPPG), mostrada na Figura 6.5.

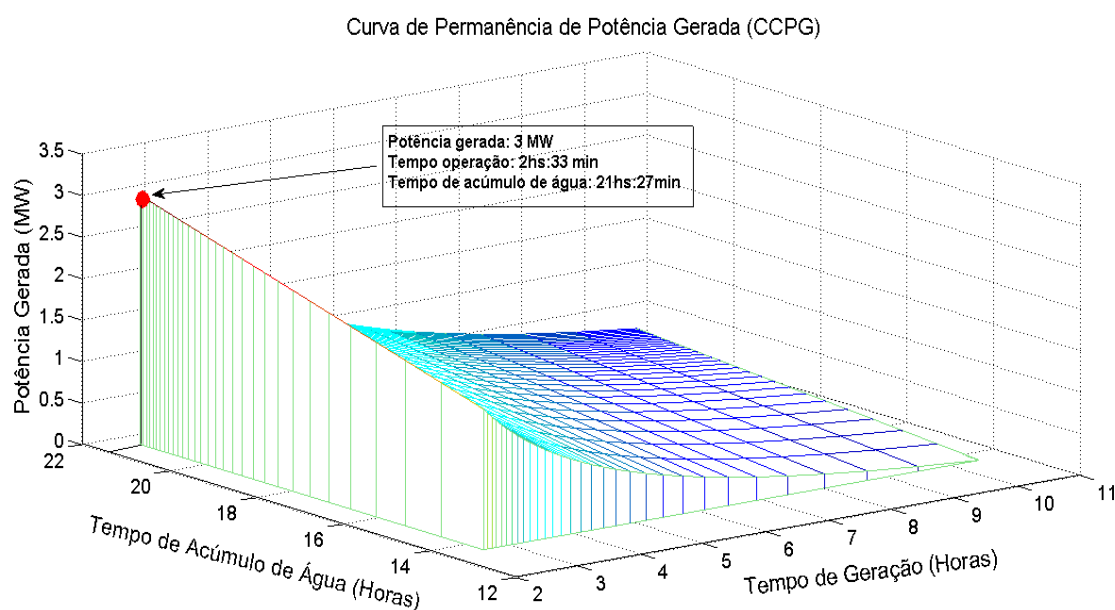


Figura 6.5 – Curva de Permanência de Potência Gerada para Q99% (MATLAB®).

Analisando a Figura 6.5, do ponto de vista de potência gerada, acumulando-se água no reservatório durante um período de 21 horas e 27 minutos, é possível gerar a potência de 3 MW constantemente, por um período de 2 horas e 33 minutos. A partir disto, pode-se afirmar que a condição inicial de corte do pico da demanda contido na curva de carga (Figura 5.3), está parcialmente atendida. Isto porque, a

potência de 3 MW, deveria ser gerada durante o posto tarifário de ponta, definido entre às 18 e 21 horas.

Definida a potência gerada, o período de disponibilização desta potência e atendida a condição de recomposição do reservatório durante o período complementar de 24 horas, a partir da Figura 6.5, é então simulado o despacho da PCH. Assim, é possível verificar se o MUST preliminar, é definido em 14.000 kW, a partir da redução do MUST a ser contratado na rede básica de 17.000 kW, na proporção de 3 MW, conforme apresentado na figura 6.5.

A Figura 6.6, mostra o despacho da PCH, para a permanência de vazão de Q99%, equivalente a afluência de $8,3\text{m}^3/\text{s}$. É imprescindível destacar que para esta simulação, o MUST apresentado na figura é o MUST preliminar de 14.000 kW, considerando a potência de 3MW, apresentada na CPPG (Figura 6.5), atendendo a mesma demanda requerida, no patamar máximo de 16.600kW.

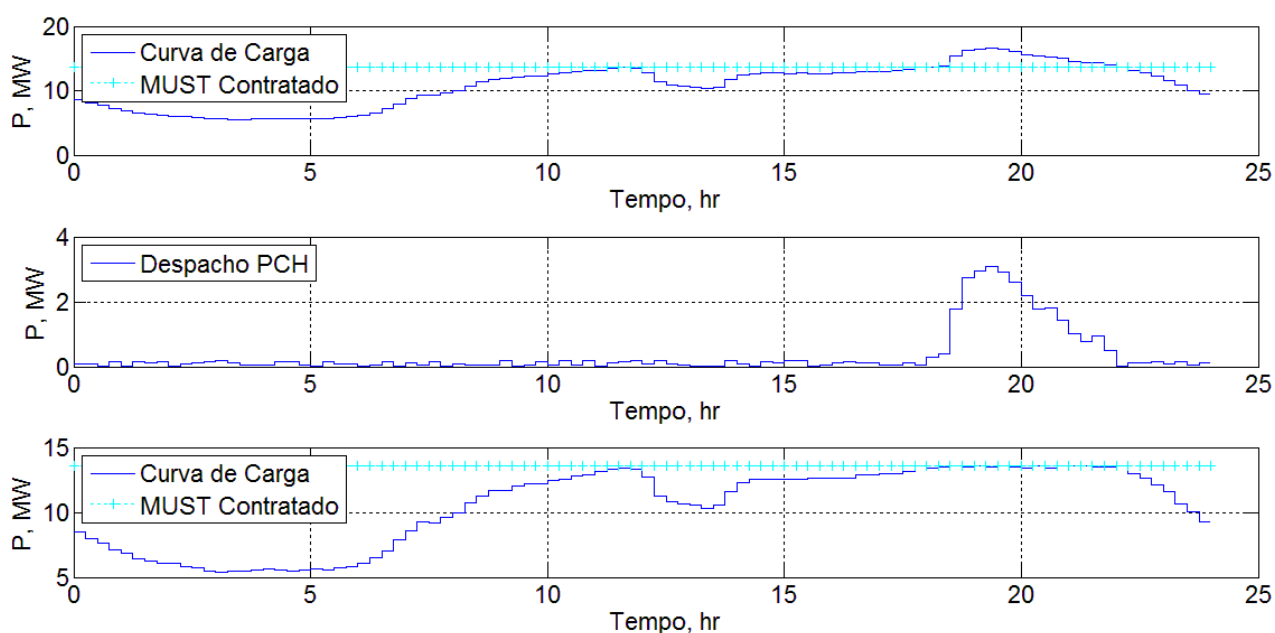


Figura 6.6 – Comportamento da Carga com Despacho da PCH para Q99% (MATLAB ®).

Na Figura 6.6, estão apresentados três cenários. O primeiro mostra a curva de carga (Figura 6.2), conjuntamente com o MUST preliminar de 14.000 kW. Neste caso, observa-se que no posto tarifário de ponta, a demanda de carga viola este patamar. Esta violação certamente resultaria na aplicação de multa a concessionária, devido a ultrapassagem da margem de ajuste regulatória permitida para contratação.

No segundo cenário está mostrado somente o despacho da PCH, onde fica evidenciada a priorização deste despacho no posto tarifário de ponta, conforme definido no item 6.1 Dados de Entrada.

No terceiro cenário está mostrada a curva de carga considerando o despacho da PCH, conjuntamente com o MUST preliminar de 14.000 kW. Neste cenário, está claramente mostrado que com o despacho da PCH, há o corte do pico de demanda de carga no posto tarifário de ponta, que havia violado este MUST, conforme mostrado no primeiro cenário.

Diante dos resultados obtidos com o despacho mostrado na Figura 6.6, é possível constatar que a demanda de carga é atendida, com a composição da potência disponibilizada pelo o despacho da PCH. Então, a redução da contratação do MUST de 17.000 kW para o MUST preliminar de 14.000 kW, poderá ser considerada como uma minimização da contratação.

É importante destacar que mesmo a PCH não disponibilizando a potência de 3 MW durante as 3 horas consecutivas, o despacho atende a proposta de minimização. Isto devido ao fato, de que o pico de demanda não aumenta e nem reduz instantaneamente, seu crescimento é gradual, condição que permite a modulação do despacho de forma a atender a redução proposta.

A Figura 6.7 mostra de forma detalhada o pico de demanda ocorrido no posto tarifário de ponta (Figura 6.2), que foi suprimido com o despacho da PCH (Figura 6.6), juntamente com o MUST preliminar de 14.000 kW proposto para contratação.

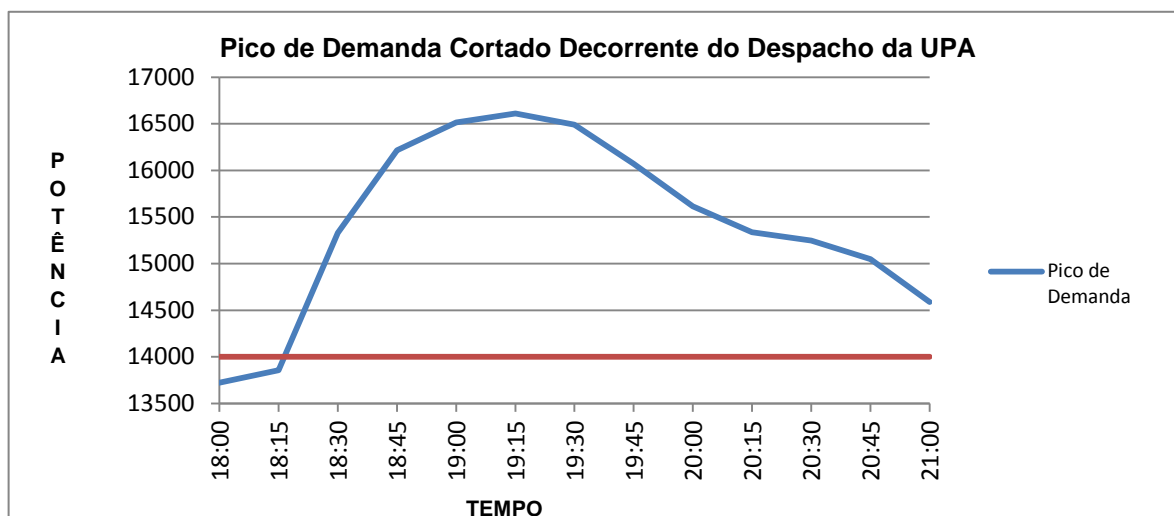


Figura 6.7 – Pico de Demanda com MUST Preliminar Proposto para Contratação.

A Figura 6.7, conforme comentado no Capítulo 5, representa o indivíduo matriz para a formação da população inicial, necessária para implementação do AG, utilizado para a solução do despacho ótimo para a PCH.

O comportamento do reservatório da PCH, ao longo do dia de despacho apresentado na Figura 6.6, é mostrado na Figura 6.8. Como o modelo proposto nesta pesquisa, não considera a condição inicial do reservatório, observa-se que, inicialmente, o volume do reservatório corresponde ao mínimo operacional. No decorrer do tempo, vai acumulando água até cerca das 18 horas, de modo a propiciar um maior despacho de potência no posto horário de ponta, definido entre às 18 e 21 horas. Portanto, a partir das 18 horas, observa-se uma redução significativa no volume operativo do reservatório, que segue até às 21 horas, em decorrência da priorização do despacho. Tal comportamento reflete claramente o despacho de potência otimizado da PCH, de modo a cortar o pico de demanda.

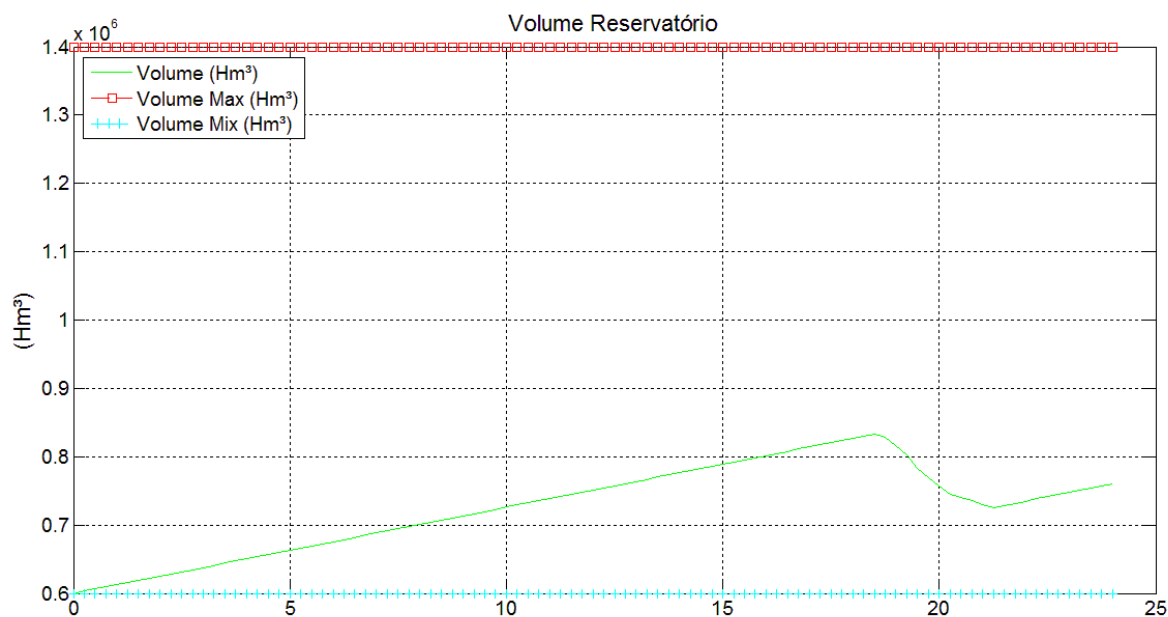


Figura 6.8 – Comportamento do Reservatório da PCH para Q99% (MATLAB®).

A análise financeira, no que tange a energia diária necessária para o fornecimento, com o despacho da Figura 6.6, esta representada na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 – Análise Financeira da Energia Diária Necessária para Despacho de Q99%.

Descrição	Montante Necessário	Tarifa (R\$/MWh)	Custos de Suprimento (R\$)
Energia Diária Contratada no Mercado Regulado	252,07MWh	149,22	37.613,88
Energia Oriunda da UPA	8,7MWh	75,00	652,50
Total			38.266,38

Financeiramente, o impacto mensal gerado na contratação do MUST, considerando o despacho mostrado na Figura 6.6, está apresentado na Tabela 6.7.

Tabela 6.7 – Análise Financeira Mensal para o MUST Contratado para Despacho de Q99%.

Descrição	Montante Contratado	Tarifa (R\$/kW)	Custos de Suprimento (R\$)
MUST Contratado no Mercado para o Período anual	14MW	15,05	210.700,00
Potência Gerada pela UPA	3MW	0,0	0,0
Total			210.700,00

6.4 Simulação para Permanência de Vazão de Q95%

Nesta simulação, considerou-se a ocorrência de um caso crítico de afluência de descarga média mensal. A ocorrência de uma permanência de vazão de Q95%, que regulatóriamente, representa a vazão para energia firme de uma PCH. Neste caso, assumiu-se um risco de 5%, da afluência manter-se abaixo da considerada, levando em consideração os históricos de descargas médias mensais contidas na Tabela 6.1. Também a partir da Tabela 6.1, para a permanência de Q95%, obtêm-se uma descarga média mensal de 11,5 m³/s.

A partir da descarga média mensal de 11,5 m³/s, obtêm-se a Curva de CPPG, mostrada na Figura 6.9.

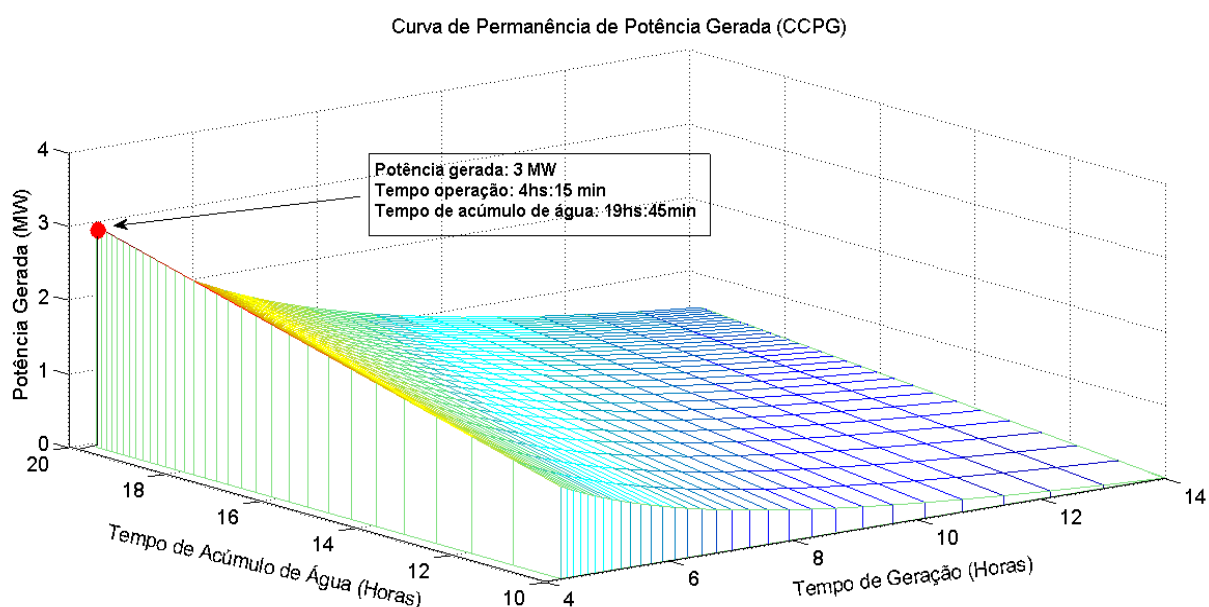


Figura 6.9 – Curva de Permanência de Potência Gerada para Q95% (MATLAB®).

Analisando a Figura 6.9, do ponto de vista de potência gerada, conforme os resultados obtidos, acumulando-se água no reservatório durante um período de 19 horas e 45 minutos, é possível gerar a potência de 3 MW constantemente, por um período de 4 horas e 15 minutos. A partir disto, pode-se afirmar que a condição inicial de corte do pico da demanda contido na curva de carga (Figura 6.2), é atendido. Isto porque, a potência de 3 MW, poderá ser disponibilizada durante um período de tempo, maior que o posto tarifário de ponta, definido entre às 18 e 21 horas.

Definida a potência gerada, o período de disponibilização desta potência e atendida a condição de recomposição do reservatório durante o período complementar das 24 horas, a partir da Figura 6.9, é então simulado o despacho da PCH. Assim, é possível verificar se o MUST preliminar, é definido em 14.000 kW, a partir da redução do MUST a ser contratado na rede básica de 17.000 kW, na proporção de 3 MW, conforme apresentado nesta figura.

A Figura 6.10, mostra o despacho da PCH, para a permanência de vazão de Q95%, equivalente a afluência de $11,5\text{m}^3/\text{s}$. Da mesma forma que na vazão para Q99%, nesta simulação, o MUST apresentado na Figura 6.10, foi reduzido dos 17.000 kW contratados na rede básica, para o MUST preliminar de 14.000kW, considerando a redução de 3 MW, apresentados na CPPG (Figura 6.9), atendendo a mesma demanda requerida, no patamar máximo de 16.600 kW.

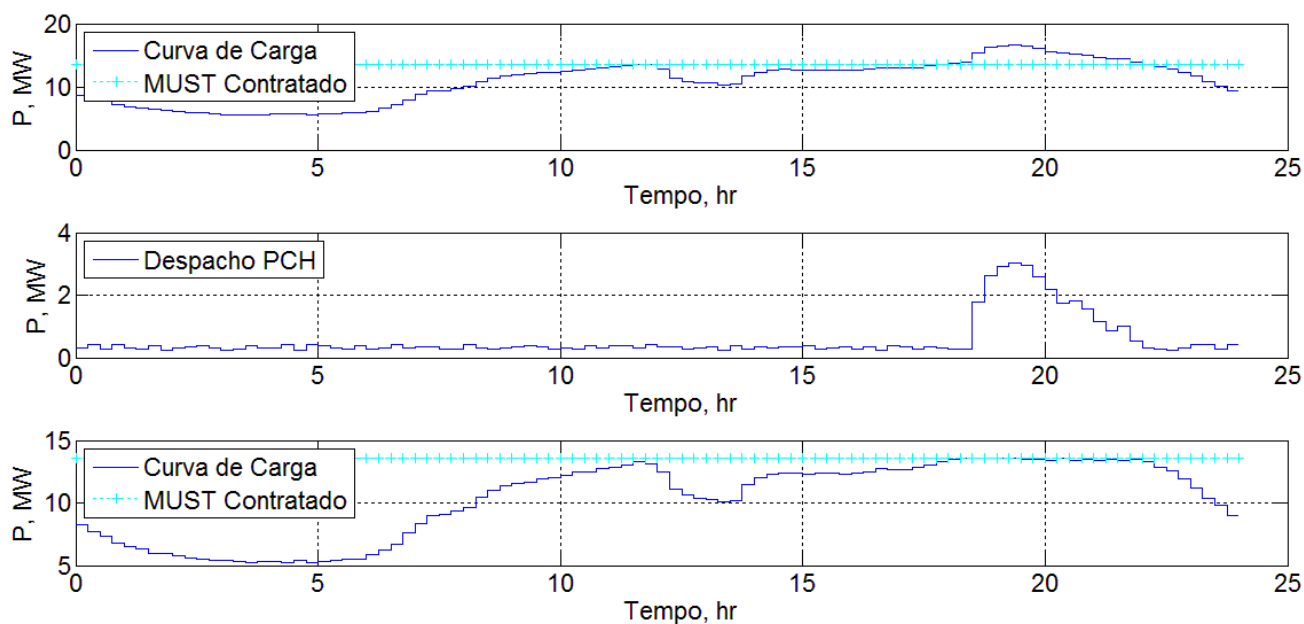


Figura 6.10 – Comportamento da Carga com Despacho da UPA para Q95% (MATLAB ®).

Na Figura 6.10, também estão apresentados três cenários. O primeiro mostra a curva de carga (Figura 6.2), conjuntamente com o MUST preliminar de 14.000 kW proposto para contratação. Neste caso, novamente observa-se que no posto tarifário de ponta, a demanda de carga viola este MUST. Esta violação certamente resultaria na aplicação de multa devido a ultrapassagem do montante de MUST contratado.

No segundo cenário, muito semelhante ao despacho apresentado na Figura 6.6, está mostrado somente o despacho da PCH, onde da mesma forma, fica evidenciada a priorização deste despacho para o posto tarifário de ponta, conforme definido no item 6.1 Dados de Entrada.

No terceiro cenário, idêntico ao mostrado na Figura 6.6, está mostrada a curva de carga considerando o despacho da PCH, para o MUST preliminar de 14.000 kW. Neste cenário, também é evidente que com o despacho da PCH, há o corte do pico de demanda de carga no posto tarifário de ponta, que havia violado este MUST.

Diante dos resultados obtidos com o despacho mostrado na Figura 6.10, é possível constatar que a demanda de carga é atendida, com a composição da potência disponibilizada pelo o despacho da PCH. Então, a redução da contratação

do MUST de 17.000 kW para o MUST preliminar de 14.000 kW, novamente poderia ser considerada para a composição do MUST contratado junto à rede básica, minimizando assim sua contratação para o estudo de caso realizado.

O pico de demanda que foi suprimido com o despacho mostrado na Figura 6.10, é o mesmo mostrado na Figura 6.7, então, o resultado pode ser verificado analisando-se esta figura.

Da mesma forma a Figura 6.7, conforme comentado no Capítulo 5, representa o indivíduo matriz para a formação da população inicial necessária para implementação do AG utilizado para a solução do despacho ótimo para a PCH.

O comportamento do reservatório da PCH, ao longo do dia de despacho apresentado na Figura 6.10, está mostrado na Figura 6.11. Como comentado, no modelo proposto, não se considera a condição inicial do reservatório, então, o volume do reservatório corresponde ao mínimo operacional. No decorrer do tempo, vai acumulando água até cerca de 18 horas, de modo a propiciar um maior despacho de potência no posto tarifário de ponta, definido entre às 18 e 21 horas. Portanto, a partir das 18 horas, observa-se uma redução significativa no volume operativo do reservatório, que segue até às 21 horas, em decorrência da priorização do despacho. Tal comportamento reflete claramente o despacho de potência otimizado da PCH, de modo a cortar o pico de demanda.

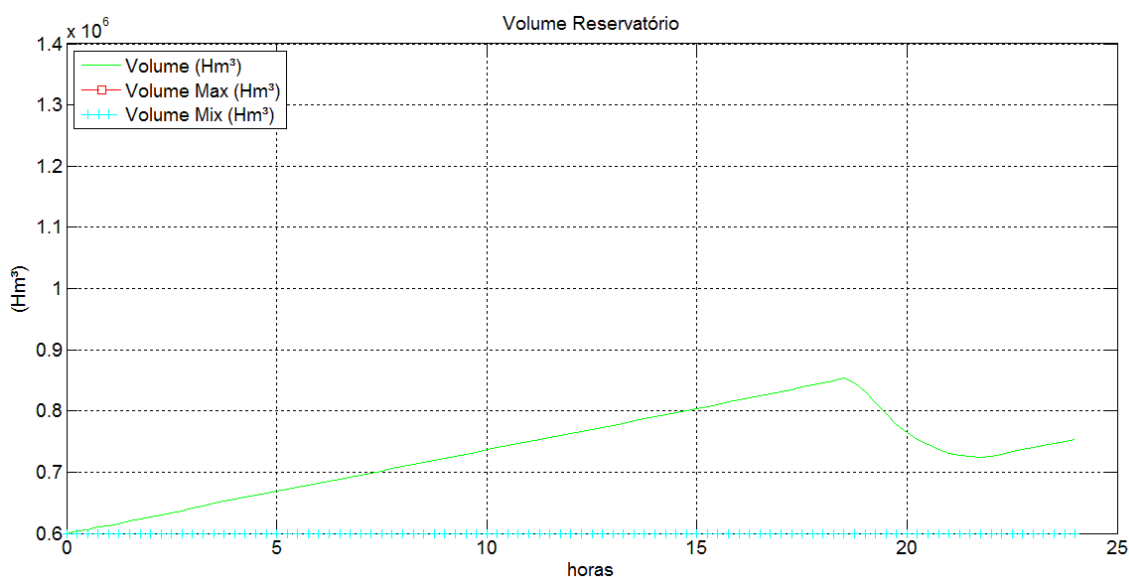


Figura 6.11 – Comportamento do Reservatório da PCH para Q95% (MATLAB ®).

A análise financeira, no que tange a energia diária necessária com o despacho mostrado na Figura 6.10, está representada na Tabela 6.8.

Tabela 6.8 – Análise Financeira para Energia Diária Necessária para Despacho de Q95%.

Descrição	Montante Necessário	Tarifa (R\$/MWh)	Custos de Suprimento (R\$)
Energia Diária Contratada no Mercado Regulado	247,29MWh	149,22	36.900,61
Energia Oriunda da UPA	13,49MWh	75,00	1.011,75
Total			37.912,36

Analisando a Tabela 6.8, observa-se que a energia gerada pela PCH, atingiu um montante maior, que aquela gerada para o despacho de Q99%, em decorrência de despachar com uma vazão maior.

Financeiramente, o impacto mensal gerado na contratação do MUST, considerando o despacho mostrado na Figura 6.10, é o mesmo apresentado na Tabela 6.7, onde pode ser verificado. Esta condição decorre do fato, que a PCH despacha sua potência máxima no posto tarifário de ponta, tanto para a vazão de Q99%, quanto para vazão de Q95%.

Considerando que a energia firme para PCHs é obtida para a permanência de vazão com Q95%, a eficácia da metodologia foi verificada para esta vazão. Analisando as simulações realizadas para os dois patamares de vazão, sejam Q95% e Q90%, do ponto de vista do comportamento do reservatório, percebeu-se que após a otimização do despacho diário, a capacidade operacional do reservatório, não retornava para a capacidade mínima inicial, mantendo-se sempre acima dela.

Diante disto, surgiu a seguinte questão: se o reservatório após alguns dias de despacho, não verteria água sobre a barragem, desperdiçando energia. Para sanar esta questão, foram simulados os despachos para os dias subsequentes ao dia analisado, considerando a mesma condição de carga e o mesmo patamar de vazão. Nestas demais simulações, considerou-se a condição inicial do reservatório, partindo para a próxima simulação, do volume operativo final da simulação anterior.

Depois de simular o despacho da PCH por cinco dias consecutivos, chegou-se a condição onde o reservatório manteve um comportamento constante, ou seja, passou a se comportar da mesma forma. Para mostrar a evolução do volume operativo do reservatório nas simulações subsequentes, a Figura 6.12, apresenta o comportamento do reservatório no quarto dia de operação. Dando sequência a esta evolução, a Figura 6.13, mostra o comportamento do reservatório no quinto dia de operação.

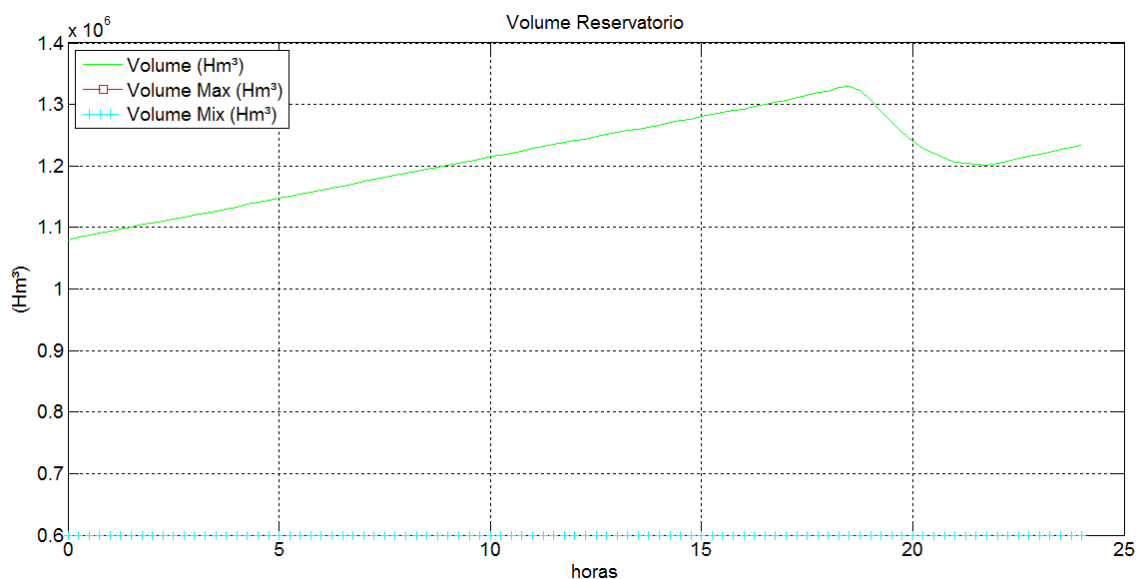


Figura 6.12 – Comportamento do Reservatório da UPA para Q95% no Quarto Dia de Operação (MATLAB ®).

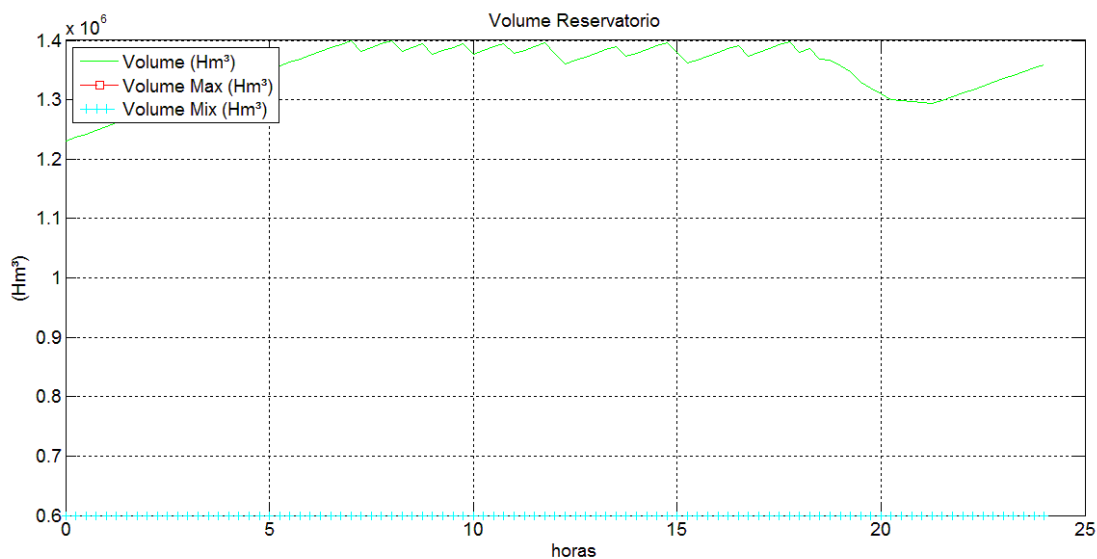


Figura 6.13 – Comportamento do Reservatório da UPA para Q95% no Quinto Dia de Operação (MATLAB ®).

Analisando as Figuras 6.12 e 6.13, pode-se observar que sempre foi considerada a condição inicial anterior do reservatório, para a próxima simulação. Analisando especificamente a Figura 6.13, observa-se que o reservatório atingiu seu volume máximo operativo e se manteve neste patamar, até o posto tarifário de ponta, onde novamente reduziu seu volume, para despachar a potência máxima da PCH, de forma a atender a demanda solicitada pela carga.

Nesta mesma figura, está apresentado, que o reservatório opera com seu o volume operativo máximo, porém não deixa verter água sobre a barragem, despachando mais energia para que isto não ocorra, portanto, não desperdiça energia. Este comportamento comprova a eficácia da metodologia proposta, para otimização do despacho de PCHs.

Nas simulações realizadas para os cinco dias subsequentes ao dia analisado, também foram analisados os despachos da PCH para verificar se atendem a demanda da carga, mantendo a redução de MUST dos 17.0000 kW contratados na rede básica, para o preliminar de 14.000 kW, considerando a disponibilização de 3MW oriundos da PCH. Em todas estas simulações, os despachos atenderam a esta redução do MUST. A Figura 6.14, representa o despacho para o quinto dia subsequente de simulação, para mostrar o atendimento da demanda de carga.

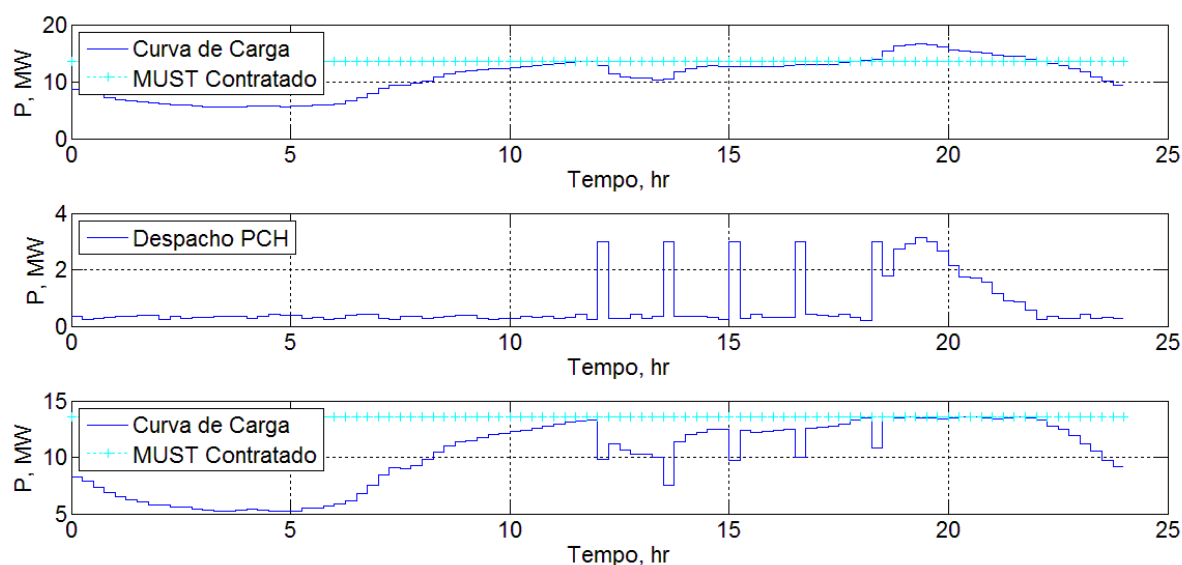


Figura 6.14 – Comportamento da Carga com Despacho da UPA para Q95% no Quinto Dia de Operação (MATLAB®).

O despacho mostrado na Figura 6.14, representa o comportamento do reservatório, durante o quinto dia de operação. Observa-se que os picos de despacho contidos nesta figura, representam a redução do volume operativo do reservatório, quando este atingia seu volume máximo, evitando que vertesse água sobre a barragem. Assim como no comportamento do reservatório, o despacho mostrado na Figura 6.14, comprova a eficácia da metodologia proposta.

6.5 Simulação para Vazão Histórica com Permanência de Q90%

Nesta simulação, considerou-se a ocorrência de um cenário mais favorável, em relação às outras simulações. A ocorrência de uma permanência de vazão de Q90%, equivalente a uma descarga média mensal de $14,5 \text{ m}^3/\text{s}$, conforme a Tabela 6.1. Neste caso, assumiu-se um risco de 10%, da afluência manter-se abaixo da considerada, levando em consideração os históricos de descargas médias mensais contidas na Tabela 6.1.

A partir da descarga média mensal de $14,5 \text{ m}^3/\text{s}$, obtêm-se a Curva de CPPG, mostrada na Figura 6.15.

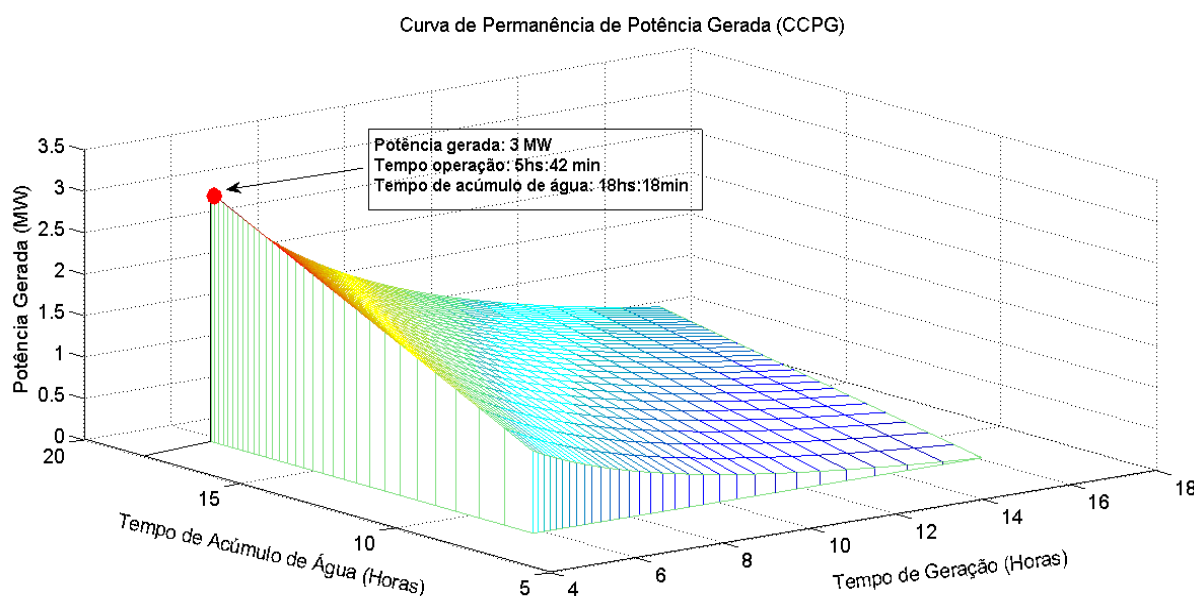


Figura 6.15 – Curva de Permanência de Potência Gerada para Q90% (MATLAB ®).

Analisando a Figura 6.15, do ponto de vista de potência gerada, conforme os resultados obtidos, acumulando-se água no reservatório durante um período de 18

horas e 18 minutos, é possível gerar a potência de 3 MW constantemente, por um período de 5 horas e 42 minutos. A partir disto, pode-se afirmar que a condição inicial de corte do pico da demanda contido na curva de carga (Figura 6.2), é atendida. Isto porque, a potência de 3 MW, pode ser disponibilizada durante um período de tempo, maior que o posto tarifário de ponta, definido entre às 18 e 21 horas.

Definida a potência gerada, o período de disponibilização desta potência e atendida a condição de recomposição do reservatório durante o período complementar das 24 horas, a partir da Figura 6.15, é então simulado o despacho da PCH. Assim, é possível verificar se o MUST preliminar, é definido em 14.000 kW, a partir da redução do MUST a ser contratado na rede básica de 17.000 kW, na proporção de 3 MW, conforme apresentado nesta figura.

A Figura 6.16, mostra o despacho da PCH para a permanência de vazão de Q90%, equivalente a afluência de $14,5\text{m}^3/\text{s}$, considerando as informações da Tabela 6.1. Da mesma forma que na vazão para Q99%, nesta simulação, o MUST apresentado na Figura 6.16, foi reduzido dos 17.000 kW (Figura 6.4) contratados da rede básica, para o MUST preliminar de 14.000 kW, considerando a redução de 3 MW, apresentados na CPPG (Figura 6.15), atendendo a mesma demanda requerida, no patamar máximo de 16.600 kW.

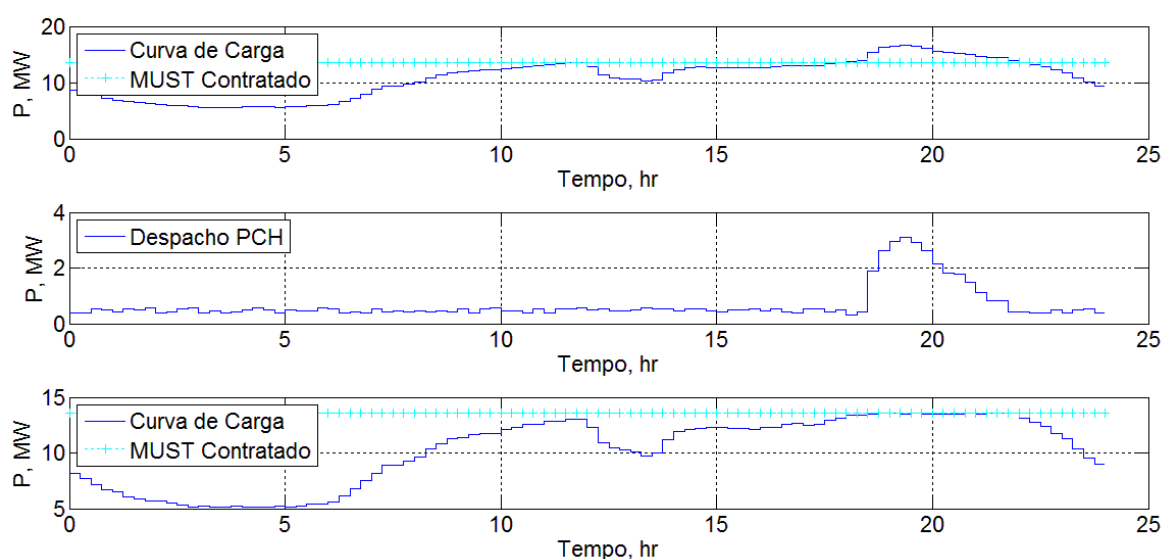


Figura 6.16 – Comportamento da Carga com Despacho da UPA para Q90% (MATLAB®).

Na Figura 6.16, também estão apresentados três cenários distintos. O primeiro mostra a curva de carga (Figura 6.2), conjuntamente com MUST preliminar de 14.000 kW. Neste caso, novamente observa-se que no posto tarifário de ponta, a demanda de carga viola este MUST. Esta violação certamente resultaria na aplicação de multa, devido a ultrapassagem do MUST contratado.

No segundo cenário, está mostrado somente o despacho da PCH, onde da mesma forma, fica evidenciada a priorização deste despacho para o posto tarifário de ponta, conforme definido no item 6.1 Dados de Entrada.

No terceiro cenário, idêntico ao mostrado na Figura 6.10, está mostrada a curva de carga considerando o despacho da PCH, juntamente com o MUST preliminar de 14.000 kW. Neste cenário, também é evidente que com o despacho da UPA, há o corte do pico de demanda de carga no posto tarifário de ponta, que havia violado este MUST.

Diante dos resultados obtidos com o despacho mostrado na Figura 6.16, é possível constatar que a demanda de carga é atendida, com a composição da potência disponibilizada pelo despacho da PCH. Então, a redução da contratação do MUST de 17.000 kW para o MUST preliminar de 14.000 kW, novamente poderia ser considerada para a composição do MUST contratado junto à rede básica, minimizando assim essa contratação.

O pico de demanda que foi suprimido com o despacho mostrado na Figura 6.16, é o mesmo mostrado na Figura 6.7, então o resultado pode ser verificado analisando-se esta figura.

Da mesma forma a Figura 6.7, conforme comentado no Capítulo 5, representa o indivíduo matriz para a formação da população inicial, necessária para implementação do AG, utilizado para a solução do despacho ótimo para a PCH.

O comportamento do reservatório da PCH, ao longo do dia de despacho apresentado na Figura 6.16, está mostrado na Figura 6.17. Como já comentado, o modelo proposto, não considera a condição inicial do reservatório, então, inicialmente, o volume do reservatório corresponde ao mínimo operacional. No decorrer do tempo, vai acumulando água até cerca de 18 horas, de modo a propiciar um maior despacho de potência no posto tarifário de ponta, definido entre às 18 e 21

horas. Portanto, a partir das 18 horas, observa-se uma redução significativa no volume operativo do reservatório, que segue até às 21 horas, em decorrência da priorização do despacho. Tal comportamento reflete claramente o despacho de potência otimizado da PCH, de modo a cortar o pico de demanda.

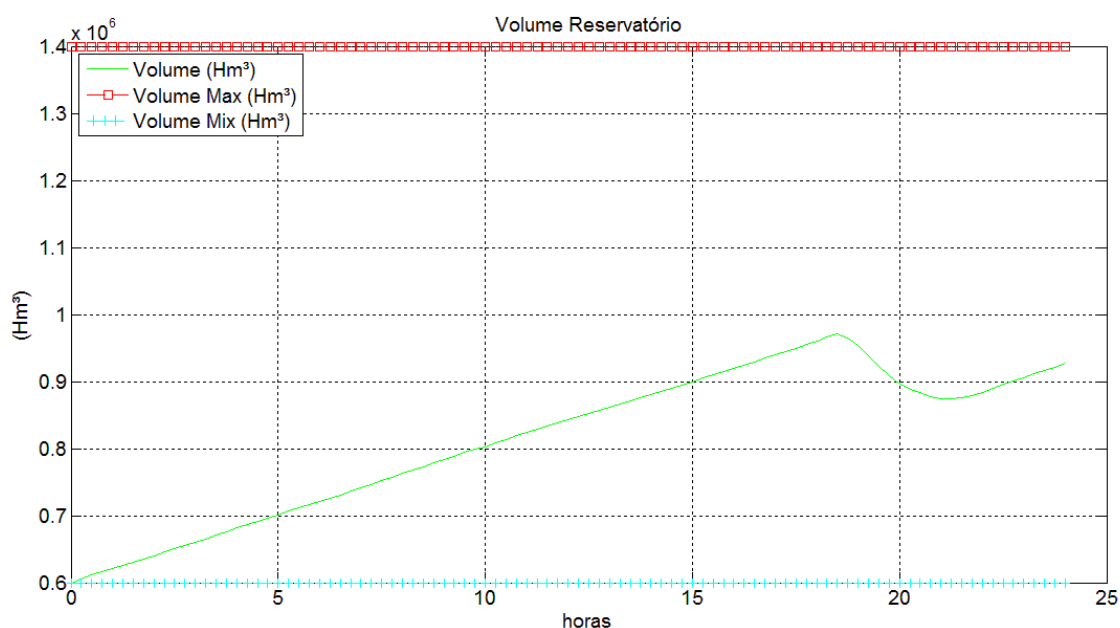


Figura 6.17 – Comportamento do Reservatório da UPA para Q90% (MATLAB ®).

A análise financeira, no que tange a energia diária necessária para o fornecimento, com o despacho da Figura 6.16, está representada na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 – Análise Financeira para Energia Diária Necessária para Despacho de Q90%.

Descrição	Montante Necessário	Tarifa (R\$/MWh)	Custos de Suprimento (R\$)
Energia Diária Contratada no Mercado Regulado	244,58MWh	149,22	36.496,23
Energia Oriunda da UPA	16,2MWh	75,00	1.215,00
Total			37.711,23

Analisando a Tabela 6.9, observa-se que a energia gerada pela PCH, atingiu um valor maior, que aquela gerada para o despacho de Q95% e maior ainda em relação ao despacho de Q99%, também em decorrência de despachar com uma vazão maior.

Financeiramente, o impacto mensal gerado na contratação do MUST, considerando o despacho mostrado na Figura 6.16, é o mesmo apresentado na Tabela 6.7, onde pode ser verificado. Esta condição decorre do fato, que a PCH despacha sua potência máxima no posto tarifário de ponta, tanto para a vazão de Q99%, quanto para vazão de Q90%.

6.6 Análise Geral das Simulações

Concluídas as simulações, a Tabela 6.10 mostra uma análise comparativa entre resultados obtidos, no que tange a energia diária necessária, para o fornecimento ao sistema de distribuição analisado. Os percentuais apresentados nesta tabela, para cada patamar de vazão, são relacionados a condição em que foi desconsiderado o despacho da PCH.

Tabela 6.10 – Comparativo entre as Simulações para Minimização da Energia Diária Necessária ao Fornecimento.

Energia Diária	Sem Despacho UPA		Com Despacho Q99%		Com Despacho Q95%		Com Despacho Q90%	
	UPA	Mercado	UPA	Mercado	UPA	Mercado	UPA	Mercado
Valor (R\$)	0,00	38.913,60	652,50	37.613,88	1.011,75	36.900,61	1.215,00	36.496,23
Total (R\$)	38.913,60		38.266,38		37.912,36		37.711,23	
Minimização (%)	0,00		1,66		2,57		3,09	

Analisando a Tabela 6.10, observa-se que o despacho da PCH, contribui para a redução da contratação da energia no mercado regulado. Ficou evidenciado, que quanto maior permanência de vazão, maior é o montante de energia gerada pela PCH e, conseqüentemente, maior sua participação na composição da energia contratada.

Conforme comentado no Capítulo 2, quanto maior a vazão considerada, maiores serão os riscos de indisponibilidade desta geração, que devido as suas condições de operação, são altamente dependentes das condições climáticas.

A minimização da contratação da energia ocorre, em função do preço da energia oriunda da PCH ser inferior, praticamente metade do valor, do preço daquela contratada no mercado regulado. Cabe salientar que a análise da energia foi realizada para um dia de despacho. Esta análise foi realizada para o dia onde foi registrada a maior demanda de carga anual do sistema de distribuição, podendo ser entendida como a pior condição. Porém, os resultados obtidos mostram que a minimização poderá ser considerável.

A análise comparativa no que tange ao MUST está representada na Tabela 6.11. Da mesma forma que para a energia, os percentuais apresentados nesta tabela, são relacionados a condição em que foi desconsiderado o despacho da PCH. Observa-se, que a redução do MUST contratado foi o mesmo para os três patamares de vazão simulados. Esta condição, como já comentado, decorre do fato que a PCH despachou sua potência máxima nas três simulações, então, conseqüentemente, a redução do MUST foi a mesma nos três casos.

Tabela 6.11 – Comparativo entre as Simulações para Minimização do MUST.

MUST	Sem Despacho UPA		Com Despacho Q99%, Q95%, Q90%	
	UPA	Mercado	UPA	Mercado
Montante (kW)	0	17.000	3.000	14.000
Valor Mensal (R\$)	0,00	255.850,00	0,00	210.700,00
Redução (%)	0,00		17,65	
Minimização Mensal (R\$)	0,00		45.150,00	
Minimização Anual (R\$)	0,00		541.800,00	

A partir dos dados contidos na Tabela 6.11, observa-se que a minimização do MUST contratado, seria razoável, caso tivesse sido considerado o despacho da PCH, apresentando uma redução mensal no percentual de 17,65%. Analisando a redução referente ao custo de contratação, chegou-se a um valor mensal de R\$ 45.150,00, alcançando um valor anual de R\$ 541.800,00.

Diante do exposto, os resultados obtidos mostram que as PCHs podem contribuir significativamente para a redução dos custos associados à contratação do suprimento, tanto na minimização da contratação da energia, quanto na minimização dos custos de remuneração pelo uso do sistema, através da redução do MUST contratado na rede básica.

7 CONCLUSÕES

Esta pesquisa apresenta uma metodologia para o despacho ótimo de PCHs, com objetivo de minimizar os custos da contratação de suprimento, que compreende a contratação da energia e a contratação do uso do sistema de transmissão. No modelo proposto, considerou-se um cenário de mercado no qual a concessionária distribuidora pode optar por contratar o suprimento no Sistema Interligado Nacional (SIN), ou alternativamente, parte deste suprimento, das unidades de PCHs já alocadas em seu sistema de distribuição.

Foi apresentada uma metodologia de otimização do despacho de PCHs de forma a gerar o máximo de energia, priorizando o atendimento da demanda da carga a partir, da afluência definida na curva de permanência de vazão.

A minimização da compra de energia decorre da aquisição da energia gerada pelas PCHs, alocadas no sistema de distribuição, que, geralmente, apresentam preços inferiores aos praticados no mercado regulado. Os preços inferiores ofertados pelas PCHs são essencialmente, por estarem localizadas muito próximas dos centros de “consumo” e apresentarem custos operacionais e investimentos reduzidos, em comparação com aqueles realizados no SIN.

No que tange ao MUST, a minimização de custos, é obtida a partir, da participação da potência ativa disponibilizada pelas PCHs, para a composição do MUST contratado pela distribuidora, para atendimento da demanda de carga.

Diante do exposto e a partir dos resultados apresentados no Estudo de Caso e Simulações, onde foi comprovada a eficácia da metodologia proposta, pode-se afirmar que esta pesquisa, apresenta uma contribuição importante para a redução da demanda no sistema de elétrico. Muito embora, o resultado tenha contemplado a otimização do despacho de uma PCH alocada a um sistema de distribuição. No entanto, se considerar os sistemas de distribuição de pequeno porte com PCHs alocadas, sistemas que possuem várias unidades de PCHs alocadas, ou ainda, a contribuição da potência de todas as PCHs em operação, a influência desta potência no MUST contratado pelas distribuidoras na rede básica é considerável.

Projetando esta condição para o sistema de transmissão, haverá também uma contribuição considerável para a redução do pico de demanda no SIN. Caso

esta condição seja analisada de forma macro e todas as PCHs da Matriz de Geração de Energia Elétrica do Brasil, que representam de 3,59% da energia gerada pudessem programar seu despacho, para além de gerar energia, priorizar a geração de potência nos horários de pico de carga, o alívio proporcionado no sistema de transmissão seria significativo. Com isso, os investimentos realizados no SIN seriam minimizados e otimizados.

Neste contexto, é evidente a contribuição desta pesquisa para redução do MUST contratado pelas distribuidoras e, conseqüentemente, ainda poderá contribuir significativamente para a redução da demanda no SIN. Outra contribuição com a redução ou postergação de investimentos nos sistemas de transmissão ou distribuição, refere-se a modicidade tarifária, que é o objetivo principal da prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica.

Outra constatação importante, é que foi possível mostrar através desta pesquisa, que o método que as distribuidoras vêm utilizando para a contratação do suprimento, pode ser melhorado. Ficou mais evidente, que a forma como o modelo do setor elétrico brasileiro foi concebido, principalmente no que tange às relações entre o segmento da transmissão e de distribuição, apresenta falha, quando não responsabiliza as distribuidoras sobre o custo da transmissão refletido nos contratos de uso da rede básica. Com isso, o consumidor é onerado sem ter acesso à informação de como os contratos são geridos, normalmente de forma conservadora, para evitar a aplicação de multas as distribuidoras e garantir maiores ganhos monetários aos acionistas.

7.1 Trabalhos futuros

Normalmente, as PCHs estão localizadas em pequenos potenciais hídricos e, portanto, não têm grandes reservatórios, operando quase na totalidade a fio d'água. Esta condição faz com que a geração de energia deste segmento da geração distribuída, seja altamente dependente das condições climáticas, gerando certa incerteza, em sua consideração para a contratação do MUST.

Entretanto, as incertezas envolvidas poderiam ser trabalhadas, para que houvesse certa garantia de disponibilidade da potência disponibilizada pelas PCHs

na composição do MUST contratado pelas distribuidoras. A partir do fato que a distribuidora é conhecedora do comportamento da sua carga e que os proprietários das PCHs conhecem o comportamento das aflúências em seus aproveitamentos, as situações de indisponibilidade poderiam ser planejadas e programadas.

Tendo o MUST um valor único anualmente, os trabalhos de manutenção, por exemplo, poderiam ser planejados e programados, de forma a serem executados em períodos do ano, onde a demanda de carga, em decorrência de sua sazonalidade, fosse historicamente, inferior ao MUST contratado e o aproveitamento hidrelétrico tivesse uma aflúência baixa. Assim, a retirada de operação das PCHS, de forma programada e ordenada para os serviços de manutenção, não causariam ultrapassagens do MUST contratado, em decorrência desta ação.

O problema de indisponibilidade em decorrência de dependência das condições climáticas poderia ser minimizado ou até desconsiderado, a partir dos dados históricos de vazões afluentes, onde a curva de permanência determina o tempo de permanência de cada patamar de vazão. Para dar ainda mais consistência para a consideração da potência disponibilizada pelas PCHs na contratação do MUST, cabe ainda considerar a margem regulatória de 10% (REN 399/2010) de ultrapassagem sobre o MUST contratado, dentro da qual, a distribuidora não paga multa. Esta margem de ultrapassagem regulatória poderia garantir a indisponibilidade da geração das PCHs, caso a potência disponibilizada por estas, não seja excedida pela participação na contratação do MUST.

Se o despacho das PCHs for programado para atender ao montante de energia gerada e também ser modulado de forma otimizada, para disponibilizar no mínimo, a potência decorrente da vazão regulatória proporcional a Q95%, iria contribuir significativamente, para a redução de demanda da distribuidora onde estão alocadas.

Diante do exposto, e partindo da condição que a maioria dos investimentos realizados nas expansões dos sistemas de transmissão e distribuição, são realizados de forma a proporcionar condições a estes sistemas, para atendimento à potência máxima demandada e que, no período de redução desta potência, o sistema opera com certa folga. Qualquer contribuição para que exista uma redução do pico de demanda nestes sistemas, tem como consequência, uma redução nos

investimentos da expansão. A seguir, são sugeridos outros trabalhos, para contribuir e até complementar esta pesquisa.

7.1.1 Despacho Otimizado da Geração Distribuída para Atenuar o Pico de Demanda no SIN

Nesta pesquisa, foi considerada a otimização do despacho de PCHs mostrando uma participação importante para redução da demanda de carga. Como este tipo de geração é apenas um segmento da geração distribuída (GD), é interessante desenvolver uma metodologia para otimizar o despacho de outros segmentos da GD, alocada nos sistemas de distribuição, mantendo o objetivo de priorizar o atendimento da demanda.

7.1.2 Metodologia para Remunerar a Potência Disponibilizada pela Geração Distribuída

A partir da percepção do potencial de contribuição da GD, para reduzir a demanda de carga, a legislação vigente deveria prever formas de remunerar a potência disponibilizada pelas GDs, conectadas nos sistemas de distribuição, incentivando a modulação dos despachos para reduzir a demanda de carga.

Como descrito nesta pesquisa, a partir das publicações consultadas, atualmente não existe nenhuma forma de remuneração para a potência disponibilizada pelas PCHs. Esta situação não incentiva a otimização do despacho. Neste sentido, sugere-se a pesquisa de uma metodologia para remuneração desta potência, o que certamente incentivaria a modulação dos despachos, fomentaria a construção de novos empreendimentos de geração para todos os segmentos da GD e também, contribuiria para a modicidade das tarifas praticadas aos consumidores finais.

7.1.3 Metodologia de Ganho de Eficiência na Contratação do MUST

Do ponto de vista das concessionárias de distribuição, que atualmente não tem ganhos monetários para a gestão do MUST contratado, já que, conforme a

regulação os custos são repassados diretamente aos consumidores finais, se a ANEEL criasse uma metodologia para proporcionar ganhos monetários às concessionárias que otimizassem esta gestão, certamente ela seria mais eficiente, o que também contribuiria para a modicidade das tarifas.

7.2 Trabalhos publicados

Ao longo deste trabalho de dissertação foram publicados e apresentados seis artigos científicos, em eventos nacionais e internacionais, cuja relação segue:

- **EEM'12 – 9th International Conference on the European Energy Market.**

Título do trabalho: *“Supply Contract Management Through the Optimal Dispatch of Distributed Generation”*.

Data/Local: 10 a 12 de maio de 2012. Florença, Itália.

- **CIERTEC'2013 – VIII Gestão de Ativos como sustentabilidade para as Distribuidoras de Energia Elétrica.**

Título do Trabalho: *“Gestão de Contratos de Suprimento a partir da Otimização do Despacho da Geração Distribuída”*.

Data/local: 18 a 20 de setembro de 2013. Fortaleza, Brasil.

- **VIII CBPE – Congresso Brasileiro de Planejamento Energético.**

Título do Trabalho: *“Planejamento para um Sistema de Distribuição Considerando a Previsão de Carga e a Inserção de um Novo Ponto de Suprimento em Média Tensão”*.

Data/local: 12 a 15 de agosto de 2012. Curitiba, Brasil.

- **EngOpt 2012 – 3rd International Conference on Engineering Optimization.**

Título do Trabalho: *“Impact of Distributed Generation Allocation in Capacitor Banks in Distribution Systems”*.

Data/local: 01 a 05 de julho de 2012. Rio de Janeiro, Brasil.

- **EngOpt 2012 – 3rd International Conference on Engineering Optimization.**

Título do Trabalho: *“Planning for a Distribution System Considering Load Forecasting and Inserting a New Point of Supply in Medium Voltage”*.

Data/local: 01 a 05 de julho de 2012, Rio de Janeiro. Brasil.

- **IV SBSE – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos.**

Título do Trabalho: *“Nexo de Causalidade entre Transitórios Eletromagnéticos e Danos a Equipamentos Elétricos – Estudo de Caso”*.

Data/local: 15 a 18 de maio de 2012, Goiânia. Brasil.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução nº 281**, de 1º de outubro de 1999. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1999281.pdf>. Acesso em: 7 junho. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 166**, de 10 de outubro de 2005. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2005166.pdf>. Acesso em: 7 junho. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 399**, de 13 de abril de 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010399.pdf>. Acesso em: 7 junho. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 206**, de 22 de dezembro de 2005. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2005206.pdf>. Acesso em: 7 junho. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 414**, de 9 de setembro de 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>. Acesso em: 20 junho. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução nº 652**, de 18 de junho de 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652>. Acesso em 7 de junho de 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **CHAMADA Nº 007/2008**, de outubro de 2008. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2008-ChamadaPE07-2008.pdf. Acesso em: 20 junho. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Decreto nº 2.655**, de 2 de julho de 1998. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec19982655.pdf>. Acesso em: 20 junho. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Decreto nº 5.163**, de 30 de julho de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm. Acesso em: 20 junho. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Lei nº 5.655**, de 20 de maio de 1971. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei19715655.pdf>. Acesso em: 20 junho. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Lei nº 8.631**, de 4 de março de 1993. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei19938631.pdf>. Acesso em: 20 junho. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Lei nº 9.074**, de 7 de julho de 1995. Disponível em: www.aneel.gov.br/cedoc/lei19959074.pdf. Acesso em: 20 junho. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Lei nº 9.427**, de 26 de dezembro de 1996. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei19969427.pdf>. Acesso em: 20 junho. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Lei nº 9.648**, de 27 de maio de 1998. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei19989648.pdf>. Acesso em: 20 junho. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/blei200410848.pdf>. Acesso em: 20 junho. 2013.

AZMY, A. M.; ERLICH, I. **“Impact of Distributed Generation on the Stability of Power Systems”**. Power Engineering Society General Meeting. 2005. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=1489354&queryText%3Dimpact+of+distributed+generation+on+the+stability+of+power+systems>. Acesso em: 2 de julho de 2013.

_____. BARBOSA, A. R. Jr. **Hidrologia Aplicada**. Disponível em: <http://www.em.ufop.br/deciv/departamento/~carloveduardo/1Curva%20de%20Permanencia.pdf>. Acesso em 01 de jun. 2013.

BURATTI, R. M. **Estratégia de Contratação de Energia Elétrica para uma Concessionária de Distribuição**. Dissertação de Mestrado. Curitiba. Pontifícia Universidade Católica do Paraná, 2008

CHIRADEJA, P. **“Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis”**. IEEE, 2005. Disponível em:

<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=1546964&queryText%3Dbenefit+of+distributed+generation>. Acesso em: 2 de julho de 2013.

DEPARTAMENTO INTERSINDICAL de ESTATÍSTICAS e ESTUDOS SÓCIO e ECONÔMICOS – DIEESE. Nota Técnica nº 58, de dezembro de 2007. Disponível em <http://www.dieese.org.br/notatecnica/notatec58TarifaEnergia.pdf>. Acesso em 02 de novembro. 2012.

ELHAGE, F. S.; FERRAZ, L. P. C.; DELGADO, M. A. P. **A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica – Teoria e Aplicação**. Rio de Janeiro: Editora Synergia. 2011.

FILHO, A. S. **Análise Regulatória das Condições de Interconexão da Geração Distribuída: requisitos para os procedimentos de Distribuição**. Dissertação de Mestrado. Itajubá. Universidade de Itajubá, 2005.

FORTUNATO, L. A. M.; NETO, T. A. A.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. V. F. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**. Niterói: EDUFF, v. 1, 1990.

GUEDES, L. M.; Santos E. C.; Oliveira A. G. **“Alocação de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais Considerando Análise da Curva de Carga”**. Puerto Iguazú. Encontro Regional Ibero Americano de Cigré – ERIAC, 2009.

GUEDES, L. M. **Localização e Dimensionamento de Unidades de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais**. Dissertação de mestrado. Brasília/DF. Universidade de Brasília, 2006.

JOOS, B. T.; OOI, D.; MCGILLIS, F. D.; MARCEAU, R. **“The Potential of Distributed Generation to Provide Ancillary Services,”**. IEEE Power Engineering Society Meeting. 2000. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=868792&queryText%3Dthe+potential+of+distributed>. Acesso em: 2 de julho de 2013.

KAGAN, N.; SCHMIDT, H. P.; OLIVEIRA, C. C. B.; KAGAN, H. **Métodos de Otimização Aplicados a Sistemas Elétricos de Potência**. São Paulo: Edgard Blucher, 2011.

LOPES-LEZANHA, J. M.; PADILHA-FELTRIN, A.; CONTRETAS, J. “**Despacho Ótimo de Geração Distribuída em Sistemas de Energia Elétrica.**” Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétrico. Florianópolis, 2010.

LIMA, B. M. M. **Metodologia para Contratação Ótima do Montante de Uso do Sistema de Transmissão.** Dissertação de Mestrado. Itajubá. Universidade de Itajubá, 2011.

LINDEN, R. **Algoritmos Genéticos.** Rio de Janeiro: Brasport 2^o. Ed., 2008.

MENDONÇA, K. R. S. **Ajuste Ótimo de Potência Inserida por Unidades de Geração Distribuída em Alimentadores de Média Tensão.** Dissertação de Mestrado. Brasília/Df. Universidade de Brasília, 2006.

MIRANDA, R. L. **Regulação Técnica para se Obter Melhor eficiência na Motorização de Pequenas centrais Hídricas no Brasil.** Dissertação de mestrado. Salvador. Universidade Salvador, 2009.

NIKNAM, A. M.; RANJBAR; SHIRANI, A. R. “**Impact of distributed generation on volt/var control in distribution networks,**” in Proc. IEEE, 2003 Power Tech Conference. vol. 3 pp 1-7 Bolonia, Italy. Disponível em:<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=1304390&queryText%3Dimpact+of+distributed+generation+on+volt>. Acesso em: 2 de julho de 2013.

OCHOA, L. F.; PADILHA-FELTRIN, A.; HARRISON, G. P. “**Evaluating distributed time-varying generation through a multiobjective index.**” IEEE, 2006. Disponível em:<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=4454204&queryText%3Devaluating+distributed+time-varying+generation>. Acesso em: 2 de julho de 2013.

_____. PORTO, R. L. L.; FILHO, K. Z.; ZAMBON, R. C. **Hidrologia Aplicada.** São Paulo: USP, 2010. Disponível em:http://pessoal.utfpr.edu.br/mannich/arquivos/12_Curva%20de%20Permanencia.pdf

P. Chiradeja, “**Benefit of Distribution Generation: A line Loss Reduction Analysis,**”. IEEE/PES T&D Conference and Exhibition: Asia and Pacific, DaLian,

XingHai, 2005, pp 1-5. Disponível em:
<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=1546964&queryText%3Dbenefit+of+distribution+generation%3A+a+line>. Acesso em: 2 de julho de 2013.

P.R. Khatri, V.S. Jape, M. Lokhande, and B.S. Motling, “**Improving power quality by distributed generation**”. 7th International Power Engineering Conference, 2005. Disponível em:
<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=1627282&queryText%3Dimproving+power+quality+by+distributed>. Acesso em: 2 de julho de 2013.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto nº 5.081, 2004. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5081.htm. Acesso em: 20 junho. 2013.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto nº 5.177, 2004. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm. Acesso em: 20 junho. 2013.

RODRIGUES, F. F. C. **Programação da Contratação de Energia Considerando a Geração Distribuída no Novo Modelo do setor Elétrico**. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.

SANTOS, M. M. **Simulação Determinística do Sistema**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2006.

SANTOS, A. H. M.; BORTANI, E. C.; BAJAY, S. V. **Planejamento de Pequenas Centrais Hidrelétricas Considerando Aspectos de Risco e Incertezas**. Minas Gerais: Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, Revista Brasileira de Energia, Vol. 3.

SPERANDIO, M.; BERNARDON, D. P.; GARCIA, V. J.; BORDIGNON, S. **Despacho Automático de Pequenas Centrais Hidrelétricas para Otimização do Valor da Demanda Contratada com a Distribuidora**. Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos. Curitiba, 2011.

Apêndice A - Algoritmo Genético (AG)

1 Introdução

Conforme a teoria da evolução na natureza todos os indivíduos dentro de um ecossistema, competem entre si pelos recursos naturais disponíveis, essencialmente aqueles limitados, como alimentação, ar e água. Aqueles dentre os indivíduos de uma mesma espécie que não obtêm êxito nesta competição, tendem a ser extintos ou possuem uma prole muito pequena, o que faz com que seus genes ao longo de sucessivas gerações sejam extintos. Por outro lado, a combinação entre os genes dos indivíduos mais fortes podem produzir um novo indivíduo mais apto, combinando as características positivas dos indivíduos geradores. Através da observação da natureza, surgiram várias técnicas de inteligência computacional, dentre os quais, os algoritmos evolucionários, que são técnicas que aplicam modelos computacionais que simulam o processo da evolução natural, como uma ferramenta para solucionar problemas.

Neste raciocínio, os algoritmos evolucionários operam mantendo uma população de indivíduos que evoluem de forma semelhante à evolução das espécies. Sobre estes indivíduos são aplicados os denominados operadores genéticos de seleção (reprodução), cruzamento (crossover, recombinação) e mutação. Basicamente, os algoritmos evolucionários consistem em buscar dentro da atual população, aquelas soluções que possuem as melhores características e tentar combiná-las de forma a gerar soluções ainda melhores. Cada possível solução recebe uma avaliação, que quantifica sua qualidade como solução do problema e baseado nesta avaliação são aplicados os operadores genéticos, que análogo a teoria da evolução, simulam a sobrevivência do mais apto, estimulando a competição entre os indivíduos. Este processo é repetido, gerando indivíduos cada vez mais aptos, até que tenha passado gerações suficientes, ou que se tenha uma solução satisfatória para o problema.

É importante frisar que os algoritmos evolucionários são técnicas heurísticas e operam de forma probabilística, portanto não garantem a solução ótima para o problema, mas usualmente tendem a encontrá-la ou ficar muito próxima desta

solução. Considerando a heurística destes algoritmos, para solucionar problemas de otimização, se deve dar preferência para os algoritmos exatos, deixando a utilização dos algoritmos evolucionários, apenas para resolver aqueles problemas cujos algoritmos exatos fiquem muito lentos, ou são incapazes de obter uma solução satisfatória.

Um ponto positivo na utilização da computação evolutiva está na possibilidade de solucionar um determinado problema pela simples descrição matemática do que se quer na solução, não havendo necessidade de indicar explicitamente os passos até esta solução. Muito embora os algoritmos evolucionários necessitem de uma sequência de etapas para encontrar a solução, estes algoritmos são amplos e as etapas podem ser genéricas para uma série de problemas. Esta característica faz com que os algoritmos evolucionários podem ser entendidos como um conjunto de técnicas e procedimentos genéricos adaptáveis, que podem ser aplicados na solução de problemas onde outras técnicas são ineficazes ou sequer aplicáveis.

Os Algoritmos genéticos - AGs sendo um ramo dos algoritmos evolucionários, em termos computacionais, teve sua história iniciada na década de 1940, quando os cientistas começam a tentar se inspirar na natureza para criar o ramo da inteligência artificial. No final da década de 50, se começou a buscar modelos de sistemas genéricos que pudessem gerar soluções candidatas, para problemas que eram difíceis de resolver computacionalmente. Na década de 1960, John Holland inventa os AGs, quando estudou formalmente a evolução das espécies e propôs um modelo heurístico computacional que quando implementado, poderia oferecer boas soluções para problemas extremamente difíceis, insolúveis computacionalmente pelos modelos da época. Em 1975, Holland publica seu livro e a partir daquele momento, os AGs começaram a expandir-se por toda a comunidade científica, gerando uma série de aplicações.

Em geral os AGs por serem algoritmos probabilísticos de busca e razoavelmente simples, são muito utilizados para solução de problemas reais, que apresentam descontinuidades nos dados de entrada. Como descontinuidade considera-se dentre várias, as situações onde os dados são discretos e somente admitem soluções inteiras, como por exemplo, problemas de alocação de recursos,

aquisição de bens, despachos de carga, entre outros. Conforme a definição de Linden:

Definindo de outra maneira, podemos dizer que algoritmos genéticos são algoritmos de busca baseados nos mecanismos de seleção natural e genética. Eles combinam a sobrevivência entre os melhores indivíduos com uma forma estruturada de troca de informação genética entre dois indivíduos para formar uma estrutura heurística de busca. (LINDEN, 2008, p. 20)

Os AGs se diferenciam dos esquemas enumerativos, pelo fato de não procurar soluções em todos os pontos possíveis, mais em um espaço de busca de soluções contidas em um subconjunto destes pontos. Diferenciam-se dos esquemas aleatórios, por utilizarem uma busca direcionada a partir de informações inerentes ao problema, garantidas pela função de avaliação, a qual deve limitar o espaço de busca. Opõem-se também aos métodos determinísticos, que seguem derivadas de funções para encontrar seus máximos, sendo concluídos quando os encontram, pela característica, de não concluírem a busca quando encontram uma solução, continuam a procurar soluções ainda melhores.

2 Estrutura do AG Básico

A Figura A.1 mostra a estrutura de um AG básico, representando as etapas de sua operação, onde a cada execução destas etapas diz-se que é concluída uma geração. Na Figura A.1, não está explícita a complexidade para obter uma representação cromossomial adequada, a dificuldade para a obtenção de uma função de avaliação que contenha informações do problema, que penalize as soluções inadequadas e avalie satisfatoriamente o grau de adequabilidade de cada indivíduo como solução para o problema, é uma simplificação dos AGs.

Algoritmicamente o esquema da Figura A.1 pode ser descrito nas seguintes etapas:

- a) Criar a população inicial codifique-a em cromossomos e avalie aplicando a função de avaliação em todos os indivíduos;

- b) Selecionar os cromossomos pais para aplicação dos operadores genéticos de cruzamento e mutação, para gerar os indivíduos da nova geração;
- c) Eliminar os cromossomos pais da população anterior e aplicar os operadores genéticos de cruzamento e mutação nos novos cromossomos pais escolhidos;
- d) Avaliar os novos cromossomos e definir a outra nova população, a partir dos indivíduos existentes e dos novos cromossomos;
- e) Satisfeito o critério de parada, seja devido ao número de gerações ou a performance do cromossomo como solução ótima, está concluído o AG, caso contrário, executa mais gerações.

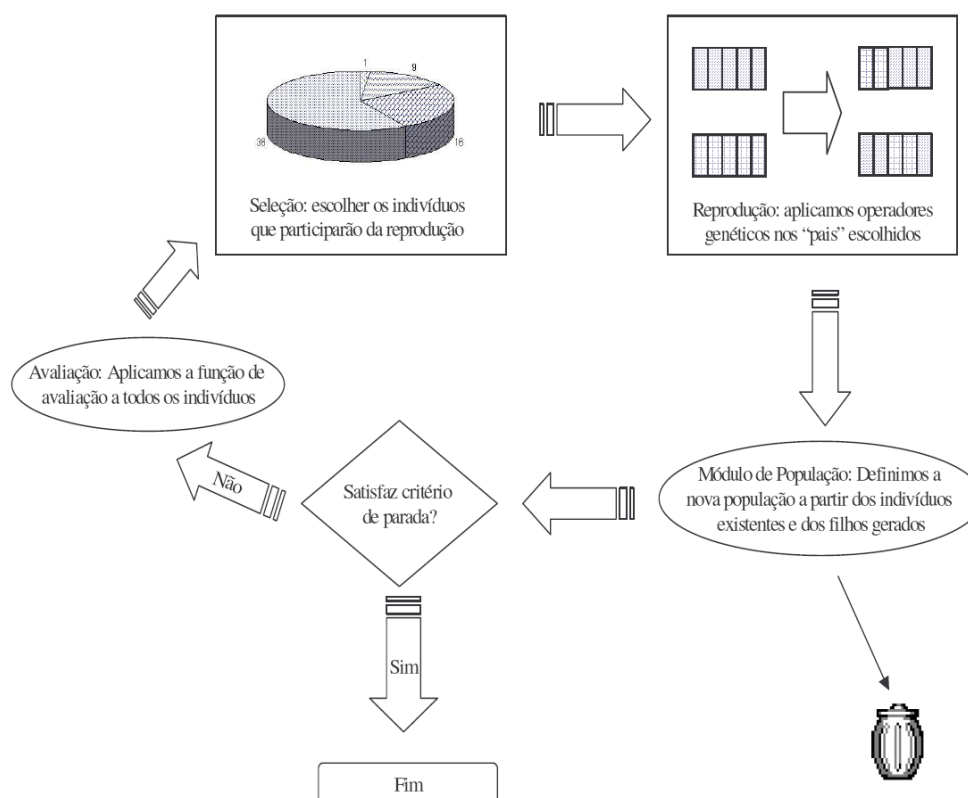


Figura A.1 – Estrutura de um AG Básico.

2.1 Criação da População Inicial

Para execução de AGs, geralmente a população inicial é determinada de forma aleatória, seu tamanho deve ser grande o suficiente para gerar diversidade e ao mesmo tempo, que não seja grande demais a ponto de tornar o programa muito lento. O número de indivíduos da população em cada geração deve ser definido antecipadamente, sendo um parâmetro do algoritmo. Conforme Kagan:

O número de indivíduos da população, em cada geração, deve ser fixado a priori, o que é um dos parâmetros importantes de um AG. Este número em função de práticas de utilização tende a ser fixados em torno de uma a duas centenas de indivíduos. (KAGAN et. al, 2011, p.137)

Pela característica de aleatoriedade da população inicial, esta poderia ser definida manualmente, porém seria muito trabalhoso, pois o número a ser determinado equivale ao número de genes de cada cromossomo, multiplicado pelo número de indivíduos da população. Para facilitar a aleatoriedade da população inicial, os computadores contam com funções que geram números aleatórios com distribuição uniforme, que geralmente variam no intervalo entre zero e um (0,1). Utilizando a aleatoriedade computacional, a geração da população inicial torna-se muito simples, gerando apenas um número aleatório para cada gene de cada cromossomo da população. Para cada número aleatório gerado, testa-se seu valor, estabelecendo as características de cada cromossomo.

2.2 Avaliação da População

Vale salientar que os AGs trabalham com uma forma codificada dos parâmetros dos problemas a serem otimizados e não com os parâmetros reais. Portanto, antes da avaliação dos indivíduos, pela função de avaliação, deve ser definida uma forma de codificação e decodificação dos parâmetros, para aplicação do AG. Similarmente a genética da evolução natural, a informação dos parâmetros deve ser codificada em cromossomos (genomas), para que sejam trabalhadas com maior facilidade em linguagem computacional. A codificação da informação em cromossomos é crucial dentro dos AGs e juntamente com a função de avaliação, é a ligação do algoritmo com o problema a ser resolvido. Como a codificação da

informação é feita para ser trabalhada em linguagem computacional, para o algoritmo não importa como se codifica e decodifica a informação, só importa a representação em si. Portanto, ao fim da execução do algoritmo a solução deve ser decodificada mostrando a solução, em termos de parâmetros reais.

Como já comentado, a representação cromossomial é fundamental para os AGs, pois é nesta etapa que as informações pertinentes ao problema, são convertidas para linguagem computacional, para serem trabalhadas pelo computador. É sabido que esta representação é arbitrária, então pode ser definida pelo programador, porém é importante observar algumas regras que podem ser aplicadas de forma geral a todos os AGs: a representação deve ser simples; as soluções proibidas para o problema devem ser eliminadas da representação; e as condições impostas pelo problema devem estar contidas na representação.

Dada a generalidade dos AGs, onde um mesmo programa pode ser utilizado para maximizar mais de uma função sem alterar a estrutura de dados e os procedimentos, pode-se dizer que a função de avaliação é a única ligação do programa de AG com o problema a ser solucionado. Também é intuitivo o fato de considerar que quanto maior a avaliação do indivíduo na função de avaliação, melhor solução ele é para o problema. Porém, no contexto dos AGs, a função de avaliação é responsável por avaliar e determinar a qualidade de cada um dos indivíduos, como possível solução. Portanto, é fundamental que a função de avaliação seja definida de forma a conter o máximo possível de informações pertinentes ao problema, abrangendo inclusive as restrições, objetivos de qualidade e excluindo as soluções inadequadas. Como se espera que as populações de geração em geração tornem-se soluções cada vez melhores, a função de avaliação avalia os indivíduos a cada geração, selecionando probabilisticamente as melhores soluções para as próximas gerações, preservando as melhores características dos indivíduos.

2.3 Seleção da População

Como regra geral, o método de seleção (reprodução) de indivíduos para os AGs, por buscar analogia com processo biológico de evolução natural, simula o mecanismo de seleção natural que atua sobre as espécies biológicas, onde os

indivíduos com maior performance geram maior quantidade de descendentes, porém aqueles com menor performance também geram seus descendentes. Então, os AGs devem privilegiar os indivíduos com função de avaliação de alta performance, sem desprezar os que possuem uma performance baixa.

Mesmo com menor probabilidade de seleção, é interessante não eliminar os indivíduos de baixa performance, porque estes podem conter características genéticas essenciais, que não estejam presentes em outros indivíduos da população. Para exemplificar isto, considera-se o exemplo contido na Tabela A.1, onde o cromossomo “0001” possui uma péssima função de avaliação, porém contém uma característica muito boa, representada pelo gene um (1) na última posição. Observa-se que esta característica não está presente nos dois indivíduos com melhor performance, o que mostra que a manutenção somente dos melhores indivíduos para cruzamento, eliminaria uma característica, que deixaria de existir nas novas gerações.

Tabela A.1 – Exemplo de Características dos Indivíduos nos Cromossomos.

Fonte: Algoritmos Genéticos Teoria e Implementação Ricardo Linden pág 34.

INDIVÍDUO	AVALIAÇÃO	PARTE DA ROLETA (%)	PARTE DA ROLETA (º)
0001	1	1,61	5,8
0011	9	14,51	52,2
0100	16	25,81	92,9
0110	36	58,07	209,1
TOTAL	62	100	360

Para garantir que todos os indivíduos terão probabilidade de participar da próxima geração de cromossomos pais, é preciso criar uma maneira de seleção.

Existem outras maneiras, mas a maneira de seleção mais utilizada para os AGs é o método da roleta viciada.

Este método consiste em criar uma roleta virtual, na qual cada cromossomo participa com uma parcela proporcional a sua função de avaliação. Depois da distribuição das partes de todos os cromossomos da população na roleta, ela é rodada virtualmente e o indivíduo selecionado, é aquele sobre o qual a roleta parou.

A Figura A.2 mostra a roleta viciada representando os indivíduos contidos na Tabela A.1. Repare que foram somadas todas as avaliações, alocando para cada indivíduo uma parte proporcional a sua função de avaliação.

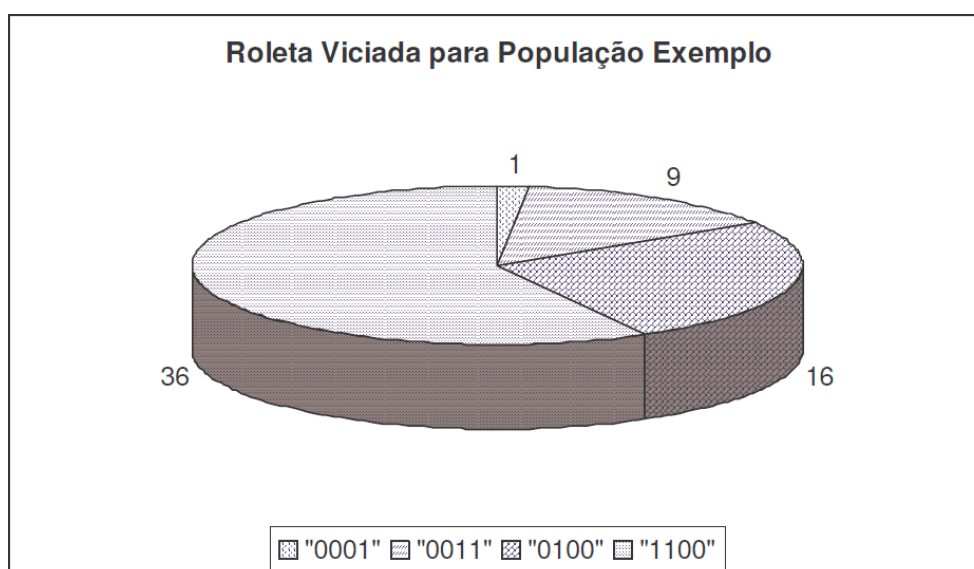


Figura A.2 – Método da Roleta Viciada para Seleção de Indivíduos.

Fonte: Algoritmos Genéticos Teoria e Implementação Ricardo Linden pág 35.

Observando a roleta mostrada na Figura A.2, observa-se a participação de todos os indivíduos no sorteio. Mesmo que o método não seja direcionado para selecionar os indivíduos com maior avaliação, fica evidente que estes indivíduos têm uma maior probabilidade de serem selecionados. Isto porque possuem uma parcela maior na roleta, condição que aumenta, mas não garante sua seleção para a próxima geração. Observa-se também que os indivíduos com menor avaliação,

mesmo que tenham uma parcela menor na roleta, podem ser selecionados para a próxima geração de pais.

Um fator importante que deve ser considerado, é que nenhum elemento da função de avaliação deve ter valor negativo ou zero, porque isto faria com que a soma das avaliações diminuísse, alterando a roleta e fazendo com que houvesse mais de um elemento selecionado, dado a escolha do mesmo valor de intervalo. Ainda há de se considerar também a dificuldade de associar um espaço na roleta para um número negativo.

2.4 Aplicação dos Operadores Genéticos

Criada a população inicial, concluída a codificação da informação, geradas as primeiras soluções e selecionados os indivíduos, o cruzamento (crossover) se encarrega de fazer com que a população evolua. Em consequência, de forma menos frequente, a mutação cria a diversidade, mudando aleatoriamente os genes dentro de cada cromossomo. A aplicação destes operadores é responsável pela formação da nova geração, que geralmente mantém o número de indivíduos da população constante ao longo das gerações. Por serem de implementação simples, os operadores de cruzamento e mutação tornam-se uma vantagem da utilização dos AGs.

O operador de cruzamento (crossover), basicamente serve para simular a reprodução ou cruzamento entre dois indivíduos selecionados, a partir do método de seleção de pais. Porém nem todos os pares de indivíduos selecionados passam pela operação de cruzamento, uma porcentagem de indivíduos na nova população, somente é copiada, sem troca de informações genéticas através do cruzamento. Esta operação é controlada nos AGs pelo valor de probabilidade de cruzamento, que é definida antecipadamente e denominada taxa de cruzamento. Conforme recomendado por Kagan:

Em geral, por experiência prática, esta taxa é mantida entre 0,6 e 0,8; porém, tal valor poderia ser pesquisado para cada problema específico. (KAGAN et. al, 2011, p.145)

A aplicação do cruzamento entre dois indivíduos é realizado a partir da aplicação da função RAND e posteriormente, faz-se a comparação entre o valor gerado com a taxa de cruzamento. Se o valor for menor ou igual à taxa de cruzamento, a operação de cruzamento é aplicada, caso isso não ocorra, o par de indivíduos é mantido sem alterá-los.

O operador de mutação que faz a mutação genética dos genes, essencialmente deve ter associado uma probabilidade muito baixa, conforme recomendação de Linden:

Depois de compostos os filhos, entra em ação o operador de mutação. Este opera da seguinte forma: ele tem associado a ele uma probabilidade extremamente baixa (da ordem de 0,5%) e nós sorteamos um número entre 0 e 1. Se ele for menor que a probabilidade então o operador atua sobre o gene em questão, alterando-lhe o valor aleatoriamente. Repete-se então o processo para todos os genes componentes dos dois filhos. (LINDEN, 2008, p 43)

Como apresentado na Figura A.4 (d), o processo de mutação ocorre através da alteração do gene, mudando sua característica genética. Como é o valor da probabilidade que determina se o operador de mutação é ou não aplicado e sendo este valor arbitrário e a critério do programador, somente a experiência pode determinar um valor adequado.

Selecionados dois indivíduos pais, um ponto de corte é demarcado no cromossomo. Como ponto de corte, entende-se o ponto de separação entre os genes que compõe o material genético dos pais, então é correto afirmar que cada indivíduo de n genes, contém $n-1$ pontos de corte, conforme mostrado na Figura A. 3. É importante salientar que o ponto de corte pode ser qualquer ponto entre dois genes, não necessariamente as duas partes tem que conter a mesma quantidade de genes. Na versão mais simples do operador de cruzamento, é selecionado apenas um ponto de corte, mas existem outras versões, onde podem ser selecionados mais pontos de corte, o que aumenta o grau de dificuldade.

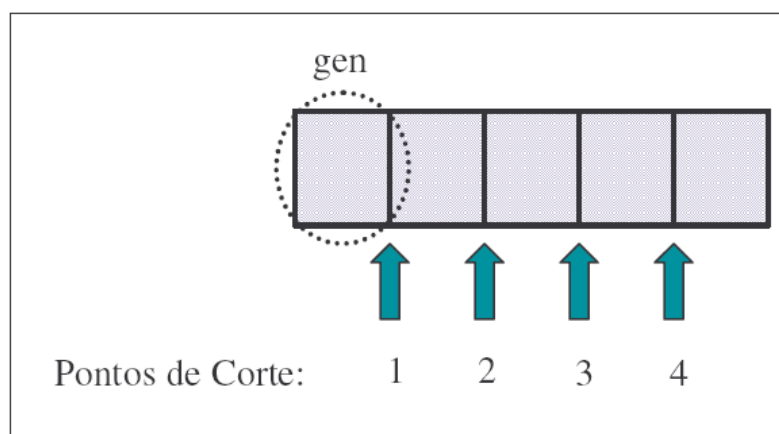


Figura A.3 – Exemplo de Pontos de Corte.

Fonte: Algoritmos Genéticos Teoria e Implementação Ricardo Linden pág 40.

Sorteado o ponto de corte, é então separado o cromossomo em duas partes, uma parte à esquerda e outra à direita. A parte à esquerda, vai compor um filho enquanto a parte à direita vai compor o outro filho. O primeiro filho gerado é formado pela combinação da parte esquerda do primeiro pai, com a parte direita do segundo pai. O segundo filho gerado, é formado pela combinação das outras partes, ou seja, pela parte esquerda do segundo pai, com a parte direita do primeiro pai. A Figura A.4, representa o processo de cruzamento entre dois cromossomos pais, a partir de um ponto de corte sorteado para a formação dos filhos. Em (a), estão mostrados os cromossomos pais. Na sequência em (b), estão os pais, com a representação do ponto de corte sorteado. Concluindo o cruzamento, em (c), estão mostrados os dois cromossomos filhos gerados a partir do cruzamento dos seus indivíduos pais.

Concluído o cruzamento e a geração dos indivíduos filhos a serem inseridos na nova geração do AG, o operador de mutação atua de forma aleatória sobre o gene, modificando seu valor e conseqüentemente as propriedades do indivíduo, através da introdução da modificação genética. Para exemplificar a atuação do operador de mutação, a Figura A.4 (d), mostra o processo de mutação genética ocorrida em um gene, dos indivíduos filhos.

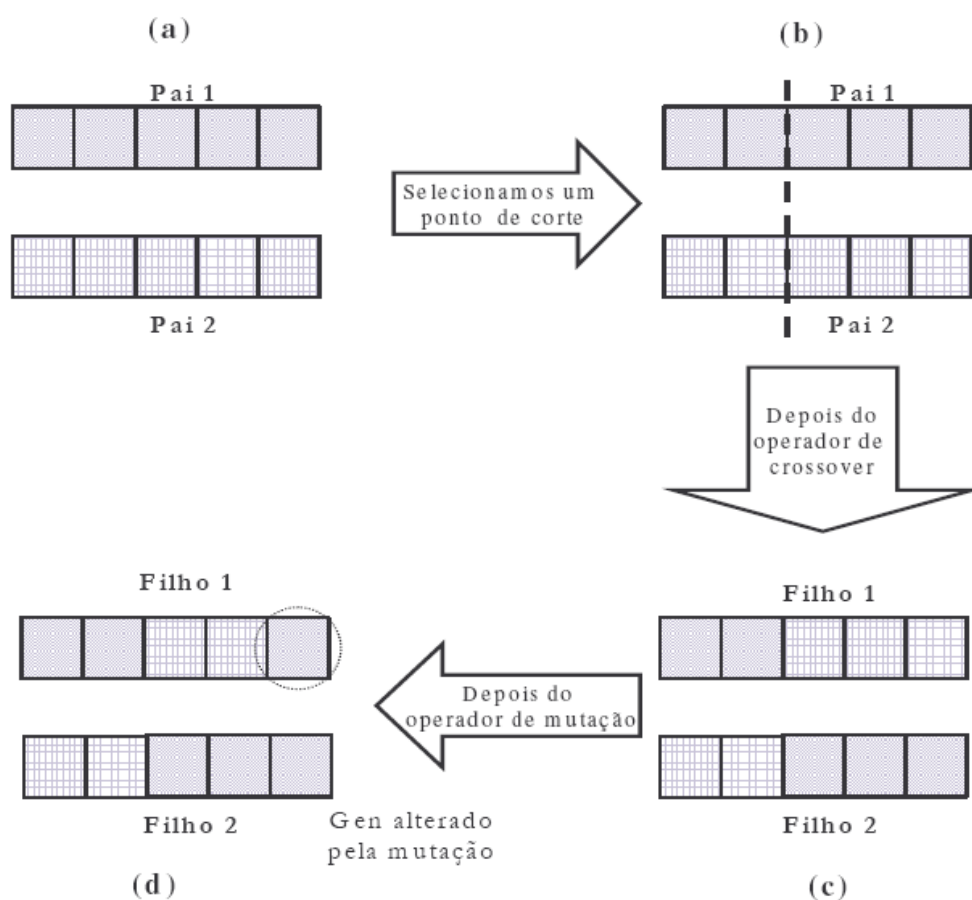


Figura A.4 – Operação dos Operadores de Cruzamento de um Ponto e Mutação.

Fonte: Algoritmos Genéticos Teoria e Implementação Ricardo Linden pág 43.

2.5 Módulo de População

O módulo de população é responsável pelo controle da população, então é ele que define se os indivíduos pais têm que ser eliminados, na medida em que os indivíduos filhos vão sendo gerados. Isto, considerando que o AG opera em um ambiente com recursos limitados, onde em decorrência disto, a população não pode aumentar.

Este módulo considera que a cada atuação dos operadores genéticos, estão sendo gerados indivíduos filhos para a nova geração, que vão sendo armazenados em um espaço auxiliar, até que possuem quantidade equivalente ao tamanho da população. Quando esta condição é alcançada, o módulo de população atua e todos

os indivíduos pais são descartados e os filhos são copiados para suas posições de memória, tornando-se pais para a nova geração.

2.6 Critério de Parada

Critério de parada é entendido como o comando que faz com que o AG deixe de executar iterações. Concluído um processo de geração da nova população nos AGs, é realizada uma análise dos resultados, para verificar se a qualidade da solução satisfaz o critério de parada. Se satisfeito o critério, encerra-se o algoritmo, caso contrário, é realizada nova avaliação da população e nova iteração no algoritmo.

Um AG é concluído no momento em que a solução apresentada satisfaz o critério de parada estabelecido, que pode ser definido, tanto por número de gerações, quanto pela qualidade das soluções apresentadas.