



**COPPE/UFRJ**

DESPACHO DE MÁQUINAS E GERAÇÃO DE USINA HIDRELÉTRICA  
INDIVIDUALIZADA UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS

Glaysson de Mello Muller

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Rio de Janeiro

Março / 2010

DESPACHO DE MÁQUINAS E GERAÇÃO DE USINA HIDRELÉTRICA  
INDIVIDUALIZADA UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS

Glaysson de Mello Muller

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

---

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

---

Profa. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

---

Prof. Milton Brown do Coutto Filho, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2010

Muller, Glaysson de Mello

Despacho de Máquinas e Geração de Usina Hidrelétrica Individualizada Utilizando Algoritmos Genéticos / Glaysson de Mello Muller. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2010. XIV, 154 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2010.

Referências Bibliográficas: p. 147-154

1. Despacho de Máquinas e Geração. 2. Algoritmos Genéticos 3. Programação da Operação. I. Falcão, Djalma Mosqueira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Dedico este trabalho à minha Família.

# AGRADECIMENTOS

À Deus por me dar saúde para que eu pudesse chegar até aqui. Sem isso, com certeza, nada seria feito.

Agradeço imensamente minha família, Pai, Mãe e Irmã, por ter me ajudado neste longo caminho. Sem sua força, amor, compreensão, carinho, apoio e tudo de bom que possa existir, alcançar este objetivo nem seria sonhado por mim. Agradeço também a paciência de me ouvir falar em “Hidrelétrica” e “Algoritmos Genéticos” durante quase 3 anos sem reclamar. Agradecimentos à Arari e minha prima Antonielle por suas participações especiais ao longo deste caminho.

Agradeço ao Professor Djalma por me propor este tema de trabalho e me ajudar com suas valorosas informações a solucionar e clarear problemas que pareciam insolucionáveis. Agradeço também a todos os bons professores que tive contato durante o curso. Eles foram muito importantes no meu desenvolvimento acadêmico.

Especiais agradecimentos para os mestrandos e doutorandos da Coppe, que ajudaram-me, e muito: Leonardo, Sergio, Renato, Jorge e Suzana. Agradeço aos pesquisadores que me ajudaram informações valiosas: Ieda Hidalgo e Marcelo Cicogna.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

DESPACHO DE MÁQUINAS E GERAÇÃO DE USINA HIDRELÉTRICA  
INDIVIDUALIZADA UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS

Glaysson de Mello Muller

Março/2010

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

O objeto de estudo desta dissertação é a programação da operação de usina hidrelétrica individualizada no horizonte de um dia com discretização horária, utilizando uma técnica híbrida composta por Algoritmos Genéticos e Programação Não Linear. O despacho de máquinas e geração, o “*Unit Commitment*”, é realizado para dois tipos distintos de usinas: composta por conjuntos geradores idênticos e por conjuntos geradores com características diferentes. Para alcançar este objetivo são utilizadas como função minimizadora as perdas ocorridas na geração de energia por uma usina hidrelétrica individualizada. São elas: perdas no nível do reservatório, perdas no nível de canal de fuga, perdas hidráulicas e perdas devido à variação no rendimento da turbina. Nos estudos de casos realizados, utilizando como exemplos as usinas de Itaipu e Cachoeira Dourada, são analisadas diversas configurações do Algoritmo Genético proposto e verificada a importância de realizar o despacho de máquinas e geração possuindo como balizador as perdas ocorridas durante o processo de geração de energia elétrica.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

DISPATCH OF GENERATING UNITS AND GENERATION OF INDIVIDUAL  
HYDROELECTRIC USING GENETIC ALGORITHM

Glaysson de Mello Muller

Março/2010

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

The subject of this dissertation is the planning of the operation of individual hydroelectric plants on the horizon of a day with hourly discretization, using a hybrid technique consisting of genetic algorithms and nonlinear programming. The dispatch of generating units and generation, the "*Unit Commitment*", is performed for two different types of hydroelectric plants: composed of identical generator sets and generator sets with different characteristics. To achieve this goal the losses in power generation by an individual power plant are used as the objective function to be minimized. The losses are composed by: losses in the reservoir level, losses at the level of outflow channel, hydraulic losses and losses due to the variation in turbine efficiency. In the case studies, using as examples the Itaipu and Cachoeira Dourada hydroplants, several configurations of the proposed Genetic Algorithm are analyzed and verified the importance of making the dispatch of generating units and generation having as base the losses occurring during the process of generating electricity.

# SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1 – CASOS ANALISADOS .....	2
1.2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	3
1.3 – ESTRUTURA DO TRABALHO .....	8
<b>CAPÍTULO 2 FORMULAÇÃO TEÓRICA.....</b>	<b>9</b>
2.1 – O BRASIL E A GERAÇÃO DE ENERGIA .....	9
2.2 – USINAS HIDRELÉTRICAS .....	12
2.2.1 – INTRODUÇÃO.....	12
2.2.2 – COMPONENTES.....	14
2.3 – PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS .....	15
2.3.1 – PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO .....	18
2.3.2 – PLANEJAMENTO DE MÉDIO PRAZO .....	18
2.3.3 – PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO.....	19
2.3.4 – PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO.....	20
2.3.5 – SUPERVISÃO DA OPERAÇÃO .....	21
2.3.6 – ESTATÍSTICA E ANÁLISE PÓS-OPERATIVA .....	21
2.3.7 – INTEGRAÇÃO ENTRE O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E USINAS HIDRELÉTRICAS .....	22
2.3.7.1 - TIPOS DE RESERVATÓRIOS.....	24
2.4 – FUNÇÃO GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRÁULICA.....	25
2.5 – CONJUNTO TURBINA-GERADOR.....	32
2.5.1 – TURBINA .....	32
2.5.1.1- FUNCIONAMENTO .....	32
2.5.1.2 - TIPOS DE TURBINA.....	32
2.5.1.3 - RENDIMENTO .....	35
2.5.1.4 - A CURVA COLINA.....	38
2.5.2 – GERADOR.....	43
2.5.3 – RESTRIÇÃO TURBINA – GERADOR.....	44
2.6 – TIPOS DE PERDAS EM UM SISTEMA DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICO	47
2.6.1 – PERDAS NO NÍVEL DO RESERVATÓRIO .....	47

2.6.2 – PERDAS NO NÍVEL DO CANAL DE FUGA .....	51
2.6.3 – PERDAS HIDRÁULICAS.....	54
2.6.4 – PERDAS DEVIDO À VARIAÇÃO DO RENDIMENTO DA TURBINA.....	56
2.6.5 – OBTENÇÃO DAS CURVAS DE PERDAS DA USINA DE CACHOEIRA DOURADA .....	57
2.7 – CUSTOS DE PARTIDAS E PARADAS EM UMA USINA HIDRELÉTRICA .....	63
<b>CAPÍTULO 3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA .....</b>	<b>67</b>
3.1 - INTRODUÇÃO .....	67
3.2 – O <i>UNIT COMMITMENT</i> .....	67
3.3 - O TRATAMENTO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS NO <i>UNIT COMMITMENT</i> .....	70
3.4 – FORMULAÇÃO MATEMÁTICA .....	71
<b>CAPÍTULO 4 ALGORITMOS GENÉTICOS E PROGRAMAÇÃO NÃO LINEAR.....</b>	<b>76</b>
4.1 – INTRODUÇÃO.....	76
4.2 – TEORIA EVOLUTIVA .....	76
4.2.1 – ALGORITMOS EVOLUCIONÁRIOS E ALGORITMOS GENÉTICOS .....	78
4.2.2 – TERMINOLOGIA EMPREGADA.....	80
4.2.3 – FUNÇÃO ADEQUABILIDADE.....	81
4.2.4 – CODIFICAÇÃO .....	82
4.2.5 – POPULAÇÃO .....	83
4.2.6 – SELEÇÃO .....	83
4.2.6.1 – MÉTODO DO TORNEIO.....	85
4.2.6.2 - OUTROS MÉTODOS DE SELEÇÃO .....	85
4.2.7 – ESCALONAMENTO DA POPULAÇÃO.....	86
4.2.7.1 – ESCALONAMENTO LINEAR .....	86
4.2.8 – OPERADORES GENÉTICOS.....	87
4.2.8.1 – CRUZAMENTO – “ <i>CROSSOVER</i> ” .....	88
4.2.8.2 – MUTAÇÃO .....	89
4.2.8.3 – OPERADORES COM PROBABILIDADES VARIÁVEIS .....	90
4.2.9 – ELITISMO .....	90
4.2.10 – TÉCNICA DE REPARO.....	91
4.3 – PROGRAMAÇÃO NÃO LINEAR E O <i>FMINCON</i> .....	92

4.3.1 – O COMANDO <i>fmincon</i> .....	93
4.3.1.1 - PROGRAMAÇÃO QUADRÁTICA SEQÜENCIAL – PQS.....	94
4.3.1.1.1 – ATUALIZAÇÃO DA MATRIZ HESSIANA.....	95
4.3.1.1.2 – SOLUÇÃO DA PROGRAMAÇÃO QUADRÁTICA.....	95
4.3.1.1.3 – BUSCA LINEAR .....	96
<b>CAPÍTULO 5 METODOLOGIA PROPOSTA.....</b>	<b>97</b>
5.1 – INTRODUÇÃO.....	97
5.2 – TÉCNICA DE SOLUÇÃO.....	97
5.3 – PROCEDIMENTO ADOTADO .....	99
5.3.1 – FORMULAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO .....	100
5.3.1.1 – CODIFICAÇÃO.....	100
5.3.2.2 – CURVA DE GERAÇÃO .....	101
5.3.2.3 - TÉCNICA DE REPARO .....	101
5.3.2.4 – DETERMINAÇÃO DO DESPACHO DE MÁQUINAS E DESPACHO DE GERAÇÃO .....	103
<b>CAPÍTULO 6 ESTUDO DE CASOS.....</b>	<b>108</b>
6.1 - INTRODUÇÃO .....	108
6.2 – ESTUDO DE CASO 1 – USINA DE ITAIPU.....	108
6.2.1 – PRIMEIRA ETAPA – CRUZAMENTO DE 1 PONTO.....	110
6.2.2 – SEGUNDA ETAPA – CRUZAMENTO DE 2 PONTOS .....	114
6.2.3 – TERCEIRA ETAPA – CRUZAMENTO UNIFORME.....	116
6.3 – ESTUDO DE CASO 2 - USINA DE CACHOEIRA DOURADA .....	120
6.3.1 – SIMPLIFICAÇÃO E PREMISSAS UTILIZADAS .....	121
6.3.2 – CODIFICAÇÃO UTILIZADA .....	123
6.3.3 – PRIMEIRA ETAPA - CRUZAMENTO DE 1 PONTO .....	124
6.3.4 – SEGUNDA ETAPA - CRUZAMENTO DE 2 PONTOS .....	133
6.3.5 – TERCEIRA ETAPA - CRUZAMENTO UNIFORME.....	137
<b>CAPÍTULO 7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>144</b>
7.1 – TRABALHOS FUTUROS .....	146
<b>CAPÍTULO 8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>147</b>

# LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Participação das fontes geradoras .....	10
Figura 2.2 – Evolução das fontes geradoras .....	11
Figura 2.3 – Potencial tecnicamente aproveitável .....	13
Figura 2.4 – Esquema construtivo de uma usina hidrelétrica .....	15
Figura 2.5 - Conseqüências operativas na operação de reservatórios .....	17
Figura 2.6 – Fluxograma das etapas do planejamento de sistemas elétricos .....	22
Figura 2.7 – Limites operativos dos reservatórios .....	23
Figura 2.8 – Tipos de turbinas hidráulicas .....	34
Figura 2.9 – Eficiência de turbinas para diferentes percentuais de potência .....	34
Figura 2.10– Curva de rendimento da turbina da Etapa 2 - Cachoeira Dourada .....	35
Figura 2.11– Curva de rendimento da turbina da Etapa 3 - Cachoeira Dourada .....	36
Figura 2.12 - Curva de rendimento de turbina Francis .....	36
Figura 2.13a – Relação Vazão $\times$ Potência – Altura fixa .....	38
Figura 2.13b – Relação Vazão $\times$ Potência – Altura variável .....	38
Figura 2.14 – Curva Colina – Usina de Marimbondo .....	39
Figura 2.15 – Curva Colina – Etapa 4 – Cachoeira Dourada .....	39
Figura 2.16 - Curvas de nível da curva colina – Turbina Francis .....	40
Figura 2.17 – Relação Rendimento $\times$ Vazão turbinada .....	42
Figura 2.18 – Rendimento e Perdas em um gerador .....	44
Figura 2.19 - Restrições ocorridas na operação entre turbina e gerador .....	44
Figura 2.20a - Comportamento da potência máxima em relação à variação da altura ...	46

Figura 2.20b - Comportamento do engolimento máximo em relação à variação da altura .....	46
Figura 2.21 – Variação do nível de montante da usina de Emborcação .....	50
Figura 2.22 - Método de representação de reservatórios .....	51
Figura 2.23 – Variação do nível de jusante da usina de Cachoeira Dourada .....	53
Figura 2.24 - Diferentes tipos de representação de perdas no canal de fuga .....	53
Figura 2.25 – Perdas hidráulicas da usina de Cachoeira Dourada .....	55
Figura 2.26 – Curvas de Perdas da Etapa 1 - Cachoeira Dourada .....	60
Figura 2.27– Curvas de Perdas da Etapa 2 - Cachoeira Dourada .....	60
Figura 2.28 – Curvas de Perdas da Etapa 3 - Cachoeira Dourada .....	61
Figura 2.29 – Curvas de Perdas da Etapa 4 - Cachoeira Dourada .....	61
Figura 2.30 – Curvas de Perdas da Máquina 3- Cachoeira Dourada .....	62
Figura 4.1 – Dois exemplos de cromossomos .....	81
Figura 4.2 – Método da Roleta .....	84
Figura 4.3 – Escalonamento Linear .....	87
Figura 4.4 – Cruzamento de 1 ponto .....	88
Figura 5.1a – Cromossomo típico para usina de máquinas iguais .....	100
Figura 5.1b – Cromossomo típico para usina de máquinas diferentes .....	100
Figura 5.2 – Espaço de busca e indivíduos gerados pelo Algoritmo Genético .....	105
Figura 5.3 – Processo executado pela técnica de reparo .....	105
Figura 5.4 – Fluxograma do método proposto .....	107
Figura 6.1 – Perdas na Usina de Itaipu – 1 Máquina .....	109
Figura 6.2 – Perdas na Usina de Itaipu – 18 Máquinas .....	109

Figura 6.3 – Curva de geração da usina de Itaipu .....	110
Figura 6.4 – Despacho de máquinas para a usina de Itaipu .....	111
Figura 6.5 – Distribuição das perdas horárias durante os períodos de análise .....	112
Figura 6.6 – Evolução do Algoritmo Genético .....	113
Figura 6.7 – Evolução do Algoritmo Genético .....	114
Figura 6.8 – Despacho de máquinas para a usina de Itaipu .....	114
Figura 6.9 – Evolução do Algoritmo Genético .....	116
Figura 6.10 – Despacho de máquinas para a usina de Itaipu .....	117
Figura 6.11 – Evolução do Algoritmo Genético .....	118
Figura 6.12 - Comparação do comportamento do Algoritmo Genético nos testes realizados .....	119
Figura 6.13 - Comparação entre o despacho de máquinas .....	120
Figura 6.14 – Possibilidades de combinações de máquinas .....	122
Figura 6.15 – Exemplo de cromossomo gerado pelo Algoritmo Genético .....	123
Figura 6.16 – Curva de geração da usina de Cachoeira Dourada .....	124
Figura 6.17 – Evolução do Algoritmo Genético .....	126
Figura 6.18 – Perdas horárias para a usina de Cachoeira Dourada .....	126
Figura 6.19 – Despacho de geração para a Hora 1 .....	127
Figura 6.20 – Despacho de geração $\times$ Perdas horárias – Hora 1 .....	127
Figura 6.21 – Evolução do Algoritmo Genético .....	128
Figura 6.22 – Perdas horárias para a usina de Cachoeira Dourada .....	129
Figura 6.23 – Despacho de geração para a Hora 2 .....	129
Figura 6.24 – Despacho de geração para a Hora 19 .....	130

Figura 6.25 – Despacho de geração $x$ Perdas horárias – Hora 19 .....	131
Figura 6.26 – Evolução do Algoritmo Genético .....	132
Figura 6.27 – Evolução do Algoritmo Genético .....	133
Figura 6.28 – Evolução do Algoritmo Genético .....	134
Figura 6.29 – Despacho de geração para a hora 24 .....	135
Figura 6.30 – Despacho de geração $x$ Perdas horárias – Hora 24 .....	135
Figura 6.31 – Evolução do Algoritmo Genético .....	136
Figura 6.32 – Perdas horárias para a usina de Cachoeira Dourada .....	137
Figura 6.33 – Evolução do Algoritmo Genético .....	138
Figura 6.34 – Despacho de geração para a Hora 5 .....	139
Figura 6.35 – Despacho de geração para a Hora 20 .....	139
Figura 6.36 – Despacho de geração $x$ Perdas horárias – Hora 20 .....	140
Figura 6.37 – Perdas horárias para a usina de Cachoeira Dourada .....	141
Figura 6.38 - Comparação do comportamento do Algoritmo Genético nos testes realizados .....	143

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

O planejamento da operação do setor elétrico é de suma importância para o pleno desenvolvimento de um país, visto que para cada 1% de crescimento do PIB é necessário um incremento de 1,2% na geração de energia (PAUL, 2009). Esta importância é mais clara no Brasil, país continental e que possui sua matriz energética baseada principalmente em hidroeletricidade, com um pequeno número de usinas hidrelétricas responsáveis por suprir a demanda de uma porcentagem significativa da geração total de energia do Brasil.

Devido a estas características, o planejamento do setor elétrico é dividido em 3 etapas, separados pelo horizonte de planejamento de cada um deles. O planejamento de longo prazo, situado na faixa de 2 a 5 anos, é responsável por determinar as metas de geração de cada tipo de aproveitamento energético, agrupando e modelando as gerações hidrelétricas e térmicas em um único reservatório equivalente e uma única usina térmica equivalente. O planejamento de médio prazo, na faixa de 1 ano a alguns meses, é responsável por realizar uma representação individualizada das usinas do sistema com suas metas de geração semanais. O planejamento de curto prazo, com horizonte semanal ou diário, é responsável por determinar a produção de um programa de geração de energia que atenda às restrições operativas delimitadas pelo planejamento de médio prazo, já possuindo um caráter determinístico de suas variáveis devido ao curto horizonte de estudo. Para a realização da boa gestão dos recursos disponíveis no setor elétrico, mais três etapas são implementadas: Programação da operação, Supervisão da operação e Estatística e análise pós-operativa.

A Programação da operação, que tem a função de determinar um cronograma de geração que atenda às metas estabelecidas pelo planejamento de curto prazo, atendendo às restrições elétricas, é analisada por esta dissertação. O objetivo deste trabalho é o estudo do despacho horário de máquinas e geração de uma usina hidrelétrica individualizada, com a função de determinar na base horária no horizonte de um dia quais máquinas estarão ativas e determinar os níveis de geração de cada uma delas

respeitando as restrições impostas a cada um dos conjuntos geradores, realizando assim o despacho ótimo.

O estudo do planejamento da operação de usinas hidrelétricas tem sido tema de estudos acadêmicos importantes nos últimos 30 anos, devido às características singulares deste tipo de geração, como a acoplabilidade espacial e temporal e a não linearidade de sua função geração, como pode ser visto na revisão bibliográfica na seção 1.5 e nas referências bibliográficas relacionadas no capítulo 7. Dentre estes, o trabalho realizado por SOARES, SALMAZO (1997), e utilizado posteriormente por uma série de outros pesquisadores, é de grande importância. Diferentemente de outros estudos publicados, que dão maior ênfase à minimização do uso da água (vazão turbinada e vertida) possuindo como balizador o custo da água, este trabalho propõe realizar o despacho de máquinas e geração a partir da minimização de todas as perdas da usina hidrelétrica em uma mesma base de potência (MW). Tendo como base a teoria deste artigo e o trabalho realizado por ARCE (1999) na determinação e cálculos das perdas em uma usina hidrelétrica, esta dissertação realizará o estudo do despacho de máquinas e de geração em uma usina hidrelétrica possuindo como função minimizadora as perdas na geração de energia.

## **1.1 – CASOS ANALISADOS**

Nesta dissertação serão analisados dois casos distintos. O primeiro, para a usina de Itaipu, será utilizado para comprovação da eficiência da técnica desenvolvida. Por meio de uma técnica híbrida composta por Algoritmo Genético e Programação Não Linear serão realizados os despachos de máquinas e geração da usina de Itaipu utilizando-se dos mesmos dados (curvas de perdas, restrições e curva de geração) apresentados por ARCE (1999). Assim, será possível comparar as duas técnicas desenvolvidas e verificar os avanços alcançados pela técnica proposta no presente trabalho.

No segundo caso, serão analisados os despachos de máquinas e geração da usina de Cachoeira Dourada, situada na divisa dos estados de Goiânia e Minas Gerais, com capacidade instalada de 658 MW. Esta usina é composta por 10 máquinas, implantadas em 4 etapas, ou seja, existem 4 tipos diferentes de conjuntos geradores, além da

máquina 3, que sofreu melhorias recentes e situa-se em um grupo à parte. Nesta configuração situa-se o objetivo principal desta dissertação: realizar o despacho de máquinas e geração de uma usina composta por conjuntos geradores com características diferentes, e, portanto, com curvas de perdas com formatos e comportamentos distintos entre si. Este é um tipo de configuração de usina pouco explorada pela comunidade acadêmica, que normalmente assume que a usina é composta por máquinas semelhantes, e que deve ter importante atenção devido à grande vida útil de usinas hidrelétricas e pelas mesmas passarem por melhorias e ampliações ao longo de sua utilização.

Para a realização do despacho de máquinas e geração nestes dois estudos de casos será utilizada uma técnica híbrida composta por Algoritmo Genético e Programação Não Linear. No método proposto, a saída do Algoritmo Genético, que terá como função minimizadora as curvas de perdas das máquinas que compõem a usina, será a configuração de máquinas ativas para as 24 horas do dia, juntamente com as perdas totais no horizonte de estudo. Internamente ao Algoritmo Genético, a Programação Não Linear realizará o despacho de geração e calculará as perdas em cada intervalo de tempo respeitando as restrições impostas ao problema.

## **1.2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

O primeiro artigo relacionado à utilização de curvas de perdas no planejamento da operação foi proposto por Soares e Salmazo em 1997. No artigo é apresentado um modelo de pré-despacho que minimiza as perdas de geração e na transmissão no sistema hidrelétrico da COPEL. Para o cálculo de perdas no sistema de geração são calculadas e modeladas as perdas nos condutos forçados, no canal de fuga e na eficiência da turbina. Todas as perdas são expressas como função da potência de saída (MW). As perdas na transmissão são calculadas como uma função quadrática do fluxo de potência ativa. O pré-despacho é resolvido usando heurística para a determinação do número de máquinas ativas em cada intervalo de tempo e Relaxação Lagrangeana para o despacho de geração. São realizadas duas análises (com ou sem intercâmbio fixo) para três usinas, minimizando significativamente as perdas em relação ao despacho realizado originalmente.

Um desdobramento do artigo acima é a dissertação de mestrado de SALMAZO (1997), que procura solucionar o problema de pré-despacho do sistema da COPEL, composta por 3 usinas, 12 conjuntos geradores e 62 linhas de transmissão. São utilizadas as mesmas técnicas apresentadas no artigo publicado, onde uma heurística é utilizada para determinação do despacho de máquinas e eliminação das variáveis inteiras e Relaxação Lagrangeana é utilizada para solucionar o despacho de geração. No estudo de caso analisado, foi comparado o despacho de máquinas e geração de um dia específico (06/06/1995) e realizada a comparação com os despachos encontrados pelo método proposto em duas situações: com ou sem variação de intercâmbio.

Utilizando os mesmos conceitos apresentados em SOARES, SALMAZO (1997), ARCE (1999) propôs um despacho horário da usina hidrelétrica de Itaipu no horizonte de um dia. Nesta dissertação, utilizando Programação Dinâmica, é proposto um estudo conjunto das perdas no sistema de geração e custos de parada e partida. Para o cálculo de perdas é apresentada uma metodologia que é utilizada na presente dissertação. Nos testes realizados são utilizados diferentes valores de preços de energia e de custos de partida/parada para verificar o efeito de cada um destes componentes da função objetivo no despacho de máquinas. Como na configuração da usina de Itaipu as 18 máquinas são consideradas idênticas, escolhido o número de máquinas em cada intervalo, a carga determinada para aquele horário é dividido igualmente entre a quantidade de máquinas determinadas. Não há um resultado conclusivo determinando qual dos custos (energia ou partida/parada) prevalece para definição do despacho de máquinas, sendo necessário que cada empresa determine qual dos critérios utilizar, principalmente após determinar o custo de partida e parada de suas máquinas.

Na dissertação elaborada por SANTOS (2001), é aplicada uma metodologia a um conjunto de usinas hidrelétricas do Rio Paranapanema para a realização do despacho de máquinas e de geração. Para o despacho de máquinas são utilizados Algoritmos Genéticos, com variáveis inteiras, para a determinação do número de máquinas ativas em cada intervalo de tempo. Para o despacho de geração, com variáveis reais, é utilizada a técnica de Relaxação Lagrangeana para a determinação da geração de cada máquina ativa em cada intervalo de tempo. Nesta dissertação são utilizados os mesmos preceitos da dissertação de ARCE (1999). Logo, são utilizadas as curvas de perdas dos conjuntos geradores das usinas componentes do sistema analisado na função objetivo do problema. A função objetivo do problema é formada por custos de energia (a partir das

perdas calculadas em cada intervalo de tempo) e de partida e parada. São realizados dois estudos de caso, para um número pequeno de usinas e para todo o conjunto de usinas do Rio Paranapanema. Para as duas configurações de usinas utilizadas são realizados testes para verificar a importância dos custos de partidas e paradas nas máquinas das usinas e a diferença de despacho utilizando-se apenas as curvas de perdas. Para todos os testes realizados são utilizados 50 indivíduos, 1000 gerações, probabilidade de cruzamento de 25%, probabilidade de mutação de 1% e seleção baseada no método de torneio como parâmetros do Algoritmo Genético.

Utilizando os mesmos conceitos de sua dissertação, ARCE (2006) apresenta em sua tese um modelo de despacho ótimo de unidades geradoras que possui como critério de desempenho as perdas no sistema de geração e custos de partidas e paradas. A técnica de solução proposta utiliza Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica para a solução do despacho de máquinas e de geração para 78 usinas hidrelétricas e 398 unidades geradoras consideradas idênticas. A solução é obtida através de procedimento heurístico iterativo entre os dois subproblemas que compõem o problema: o *despacho de unidades*, determinando o número de unidades ativas em cada intervalo de tempo, sendo resolvido pela Programação Dinâmica; e o *despacho de geração*, definindo a alocação de geração nas máquinas ativas, sendo resolvido pela Relaxação Lagrangeana. Os dois subproblemas são resolvidos até que a solução obtida numa iteração coincida com a encontrada na iteração anterior.

Na tese desenvolvida por FINARDI (2003) é realizada a modelagem da programação da operação energética aplicando-se Relaxação Lagrangeana na decomposição do problema e Programação Sequencial Quadrática no tratamento do subproblema hidrelétrico, que é o foco da tese. No subproblema hidrelétrico a função objetivo é a minimização do custo operativo total associado de unidades geradoras hidrelétricas possuindo como restrições os limites dos reservatórios, reserva girante, restrições de demanda e zonas proibidas de operação das turbinas. Para estudo de caso do modelo desenvolvido são utilizadas 18 usinas hidrelétricas, com máquinas de uma mesma usina consideradas idênticas.

No artigo desenvolvido por FINARDI, SILVA (2005), é realizado o *Unit Commitment* para uma usina hidrelétrica hipotética. Para alcançar este objetivo foi proposto um algoritmo baseado em *Branch and Bound* e *Rosen's Projected Gradient*.

No problema são modeladas as funções de elevação de montante e jusante como funções de quarto grau, as perdas na altura de queda líquida, que é modelada como uma função quadrática da vazão turbinada e a eficiência da turbina, que é descrita como uma função quadrática dependente da altura líquida e da vazão turbinada. A função a ser maximizada é a função produção de cada máquina da usina a ser analisada, sujeita a restrições de vazões, zonas proibidas de operação das turbinas e requerimentos para reserva girante. A estratégia encontrada foi em uma primeira etapa determinar os estágios (combinações de máquinas) factíveis para as restrições determinadas utilizando o método *Branch and Bound*. Após a eliminação das combinações indesejáveis, um problema de otimização contínua não linear é resolvida pelo método *Rosen's Projected Gradient* para a obtenção da resposta da função objetivo. Após esta etapa, a solução ótima (geração máxima) é selecionada entre as soluções calculadas.

Na dissertação proposta por COLNAGO (2007) há dois objetivos. O primeiro é comprovar, por meio de medições de vazão de água nos condutos forçados nas unidades geradoras, a diferença do comportamento da curva de eficiência dos conjuntos geradores obtidos por meio destas medições (dados atualizados) e as previamente fornecidas pelos modelos em escala reduzida das turbinas. Comprovada a diferença, e chegando-se à conclusão da diferença de comportamento entre as unidades geradoras devido às suas características, realiza-se o despacho ótimo da usina individualizada, possuindo como função objetivo minimizar a potência bruta da usina no horizonte de estudo. Para alcançar o objetivo é utilizado o software comercial *Lingo 8.0*, que possui dois níveis de busca: local, utilizando Gradiente Reduzido Generalizado e o global, que divide o problema em vários subproblemas que são solucionados por *Branch and Bound*.

Em FLÓREZ (2007) é proposta uma análise da programação de curto prazo considerando uma usina hidrelétrica composta por conjuntos geradores com características diferentes. Para se diferenciar as unidades e determinar o valor ótimo de despacho de máquinas e geração, considerou-se a diferença no seqüenciamento de acionamento das máquinas da usina. No caso analisado com três conjuntos geradores, há diferença de quantidade de água turbinada com o ordenamento de ativação das máquinas, ou seja, a ordem de ativação *máquina 3-máquina 1-máquina 2* terá um gasto de água diferente do ordenamento *máquina 3-máquina 2-máquina 1*. Assim, a função objetivo é a minimização da água turbinada pelas máquinas da usina. Utilizando

Programação Dinâmica, primeiro determina-se a vazão mínima necessária para a geração determinada e após esta etapa é especificada a potência de cada grupo gerador.

Em VILASSANTI (2004) é realizado o despacho de unidades geradoras utilizando duas técnicas evolucionárias: *Strength Pareto Evolutionary Algorithm* (SPEA) e Algoritmo Genético modificado, sendo que o primeiro encontrou mais soluções viáveis que o segundo. A função objetivo é composta por duas parcelas: maximização da eficiência na função geração e minimização de partida e parada, possuindo como restrições o número máximo e mínimo de unidades geradoras disponíveis e a demanda solicitada para cada intervalo de tempo. Foi realizado teste em uma usina composta por nove conjuntos geradores idênticos, com melhoria da eficiência global em relação ao realizado no despacho real.

Na tese apresentada por DIAZ (2008) é estudado o planejamento da operação de curto prazo de uma hidrelétrica com regularização semanal ou menor levando em consideração a variação da altura líquida no reservatório. São desenvolvidos três modelos de exploração baseados em Programação Linear Inteira Mista, Programação Não Linear e Programação Dinâmica. Nos três métodos é realizado o despacho econômico e os dois últimos levam em conta a variação de altura na determinação do despacho. Possuindo informações interessantes sobre o tema proposto com novas fontes de consulta, são realizados testes em uma usina hidrelétrica formada por unidades geradoras com características diferentes.

Em relação aos custos de partidas e paradas em usinas hidrelétricas, NILSSON, SJELVGREN (1997a) mostraram os resultados encontrados em uma pesquisa realizada entre as maiores empresas geradoras de energia por hidroeletricidade, com o intuito de verificar a importância dos custos de partida e parada neste tipo de usina e determinar quais fatores ocasionam estes custos. Chegou-se à conclusão que não havia na época uma uniformização no tratamento deste problema nas empresas pesquisadas, alcançando o custo médio de US\$ 3/MW de cada partida nas empresas pesquisadas. Os mesmos autores definiram em NILSSON, SJELVGREN (1997b) um modelo que incluía os custos de partida na função objetivo da programação da operação de uma usina hidrelétrica.

Também em relação a este tema, BAKKEN, BJØRKVOLL (2002) desenvolveram um modelo para o cálculo de custos de partida em uma usina

hidrelétrica, podendo os mesmos serem representados de duas formas: proporcional ao número de partidas ou ao aumento do número de horas da unidade em operação.

Existem inúmeros trabalhos acadêmicos referentes ao *Unit Commitment* disponíveis, dando especial destaque ao trabalho de YAMIN (1993) e PADHY (2004), onde a teoria do *Unit Commitment* é apresentada, bem como uma relação de modelos e técnicas já utilizadas para a resolução deste problema. Ao final dos artigos uma vasta bibliografia é apresentada, sendo boa fonte de consulta para o estudo do tema.

### **1.3 – ESTRUTURA DO TRABALHO**

No capítulo 2 será apresentada a conceituação teórica dos sistemas de geração de energia elétrica, com principal ênfase às usinas hidrelétricas. Neste capítulo também serão apresentados a teoria do planejamento do setor elétrico, os tipos de perdas em usinas hidrelétricas e a importância das partidas e paradas em máquinas hidráulicas.

No capítulo 3 será descrita a formulação matemática do problema a ser tratado, bem como a importância do estudo do *Unit Commitment* em sistemas hidrelétricos.

No capítulo 4 serão detalhadas as duas técnicas que serão utilizadas no método proposto: o Algoritmo Genético e a Programação Não Linear.

No capítulo 5 será apresentada a técnica adotada para a solução do problema do *Unit Commitment* em usinas hidrelétricas compostas por conjuntos geradores semelhantes e usinas hidrelétricas compostas por conjuntos geradores com características diferentes.

No capítulo 6 serão apresentados os resultados obtidos a partir dos testes efetuados do método proposto. Será possível observar o comportamento da técnica utilizada para diversas configurações dos parâmetros do Algoritmo Genético para a usina de Itaipu e a usina de Cachoeira Dourada.

No capítulo 7 é realizada a conclusão da dissertação e propostas para trabalhos futuros.

# CAPÍTULO 2

## FORMULAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo será apresentada a conceituação teórica acerca dos sistemas de geração de energia, com ênfase às usinas hidrelétricas. Também neste capítulo serão mostradas a teoria do planejamento da operação de sistemas elétricos, a apresentação dos tipos de perdas existentes em um sistema de geração hidrelétrico e os custos de partidas e paradas em hidrelétricas.

### 2.1 – O BRASIL E A GERAÇÃO DE ENERGIA

Desde a invenção da lâmpada elétrica por Thomas Alva Edison, em 1879, até os dias atuais, o Homem passou por grandes e preciosas transformações que nem nos damos conta de que há menos de 130 anos nossas casas eram iluminadas por lampiões, não existiam geladeiras e a televisão era um sonho inimaginável.

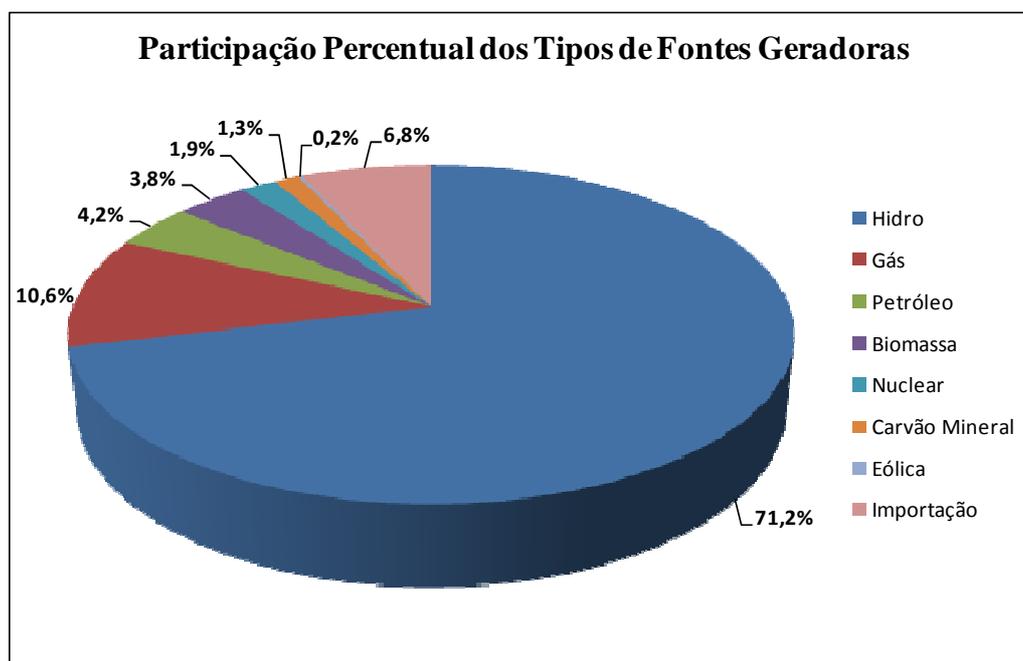
O desenvolvimento e a independência de cada país dependem, e muito, da sua capacidade de gerar energia. Grandes indústrias não poderiam ser instaladas se a energia elétrica não chegasse aos seus domínios. O PIB – Produto Interno Bruto – está intrinsecamente ligado com a capacidade que um país tem de obter um incremento de energia gerada na mesma proporção do crescimento de sua economia.

A participação do Brasil no mundo “elétrico” começa bem cedo, em 1879, quando D. Pedro II concede à Thomas Edison a autorização para a instalação no Brasil de equipamentos e processos para a iluminação pública. Neste mesmo ano foi inaugurada na Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, a primeira instalação de iluminação elétrica permanente no Brasil (ELETROBRÁS, 2009).

Já em 1883 foi inaugurada a primeira usina hidrelétrica do país, em Minas Gerais e em 1889 foi posta em funcionamento a primeira hidrelétrica de maior porte no País, a Marmelos-Zero, da Companhia Mineira de Eletricidade, que produzia 250 kW de energia (ELETROBRÁS, 2009). E em 1887 foi inaugurada a primeira termoelétrica do Brasil, pela empresa Fiat Lux.

Há aproximadamente 120 anos a geração de energia elétrica surgiu no Brasil para se tornar este grande motor que nos impulsiona. Possuímos uma capacidade instalada considerando todo o parque gerador, interligações e a parcela de Itaipu importada do Paraguai, de cerca de 105.000 MW, um potencial 420 mil vezes maior que a primeira hidrelétrica construída no Brasil e com participação de cerca de 2,2% de toda a eletricidade produzida em todo o mundo (MME, 2007).

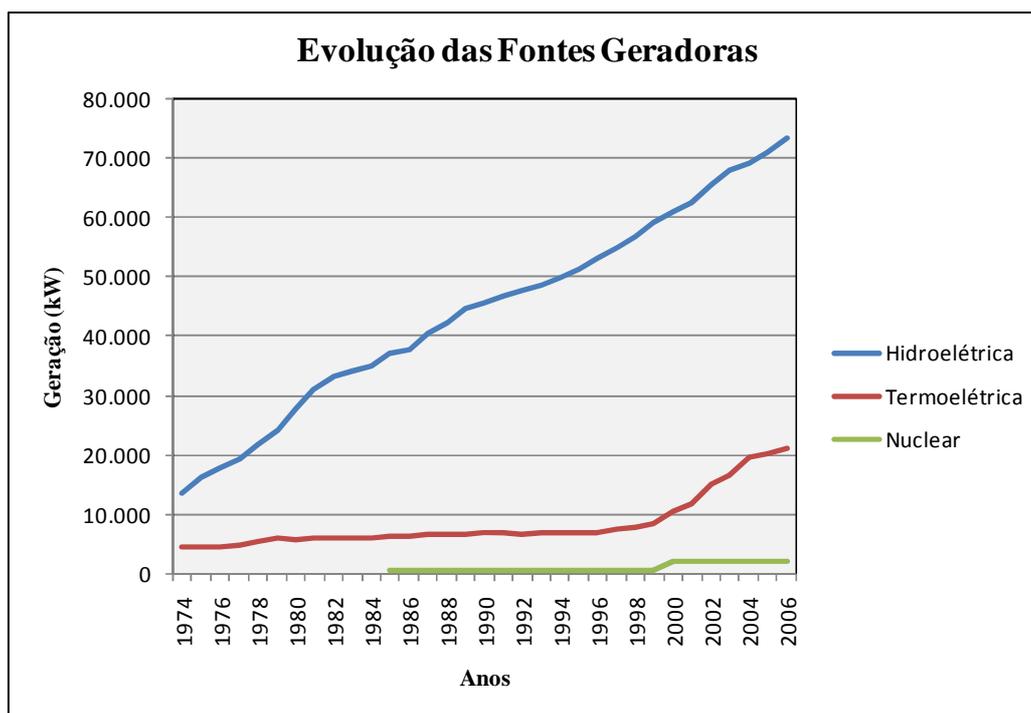
Na figura abaixo está apresentada a participação de cada tipo de fonte de energia no total da capacidade instalada no Brasil:



**Figura 2.1** – Participação das fontes geradoras (MME, 2008).

Como pode ser visto, há uma grande participação de usinas hidrelétricas no parque gerador, sendo observada assim a grande importância deste tipo de geração no Brasil e também uma grande dependência que o país possui na energia de origem hídrica.

Desde o início do desenvolvimento do parque gerador brasileiro, a energia hidrelétrica sempre teve grande participação no total de energia produzida no Brasil, como pode ser visto na figura abaixo. Isto se deu principalmente pela grande disponibilidade de recursos hídricos, sendo o Brasil um dos países que possuem maior volume de água a partir de seus rios.



**Figura 2.2** – Evolução das fontes geradoras (MME, 2008).

E de acordo com o Plano Nacional de Energia 2030 (MME, 1997) esta grande participação da hidreletricidade não se alterará nos próximos anos. De acordo com o estudo feito pelo Ministério das Minas e Energia, apesar do surgimento e evolução tecnológica de outras fontes de energia elétrica, como a biomassa e a eólica, a hidreletricidade manterá sua grande participação na matriz energética brasileira, com uma porcentagem próxima de 75% no ano de 2030.

Dada a importância da hidreletricidade no setor elétrico brasileiro e o tema da dissertação se referir a esta forma de produção de energia, no próximo tópico será detalhado o histórico, funcionamento, componentes, tipos, operação e planejamento e a formulação da função geração de usinas hidrelétricas.

## 2.2 – USINAS HIDRELÉTRICAS

### 2.2.1 – INTRODUÇÃO

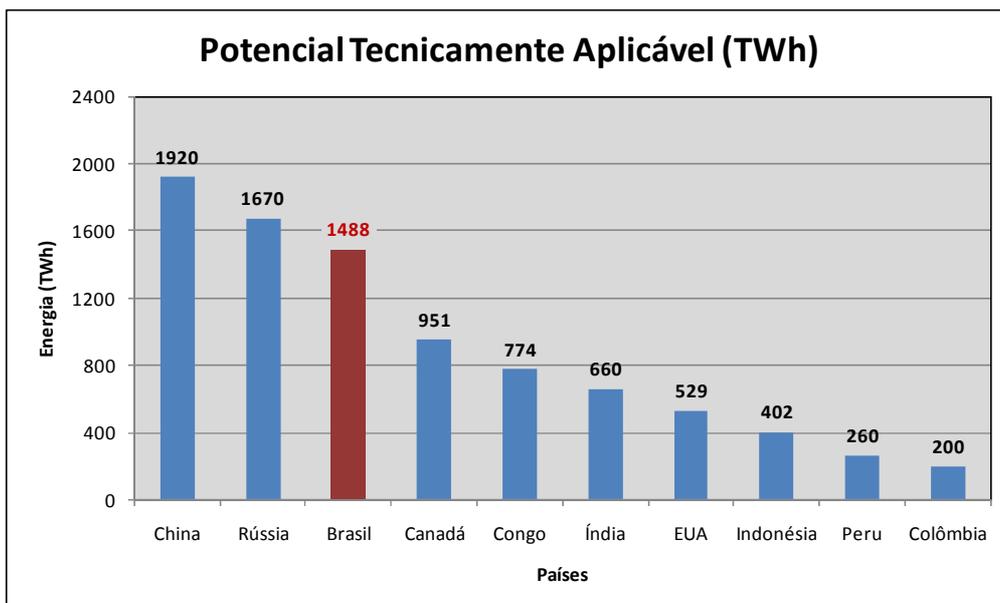
A primeira utilização hídrica para a realização de trabalho data do século XVII, com a utilização de rodas d'água. Este experimento realiza trabalho a partir de uma queda d'água, transformando energia hidráulica em energia mecânica. Já no século XVIII existiam na Inglaterra 10.000 unidades deste instrumento, sendo que cada um deles tinha a capacidade de 0,1MW de potência (KELMAN *et al.*, 2006). Potência esta insignificante nos dias de hoje.

No século XIX, com o advento da eletricidade, a roda d'água foi sendo substituída pelo conjunto turbina-gerador, que transforma a mesma energia hidráulica em energia elétrica. Com isso surgiu uma novidade: como a energia elétrica pode ser transportada por fios ao longo de grandes distâncias, a energia gerada pelo conjunto turbina-gerador poderia ser usufruída por populações localizadas longe da produção de energia. Isto não ocorria naquele tempo, pois as quedas d'água normalmente se localizavam longe dos centros de consumo.

A partir daquele momento a energia hidráulica sofreria um grande impulso, com grande desenvolvimento no mundo e especialmente no Brasil. Como exemplo, nos últimos trinta anos a oferta primária de energia hidráulica se multiplicou por sete (MME, 2008).

Diferentemente das demais fontes renováveis, a energia hidráulica representa uma expressiva parcela da matriz energética mundial, com a participação de cerca de 17% de toda a eletricidade gerada no mundo (ANEEL, 2002).

No Brasil, a hidreletricidade está na dianteira da energia gerada. Como foi visto no tópico anterior, mais de 70% da capacidade gerada e 85% da produção de energia tem como fonte a hidreletricidade. Em relação aos outros países o Brasil está em uma posição privilegiada: é um dos três países com maior potencial tecnicamente aproveitável (corresponde ao potencial teórico menos fatores que influenciam no aproveitamento da energia), como pode ser visto na figura a seguir:



**Figura 2.3** – Potencial tecnicamente aproveitável (MME, 2007).

De acordo com PNE 2030, o potencial hidráulico no Brasil está na casa dos 260.000 MW, e apenas 30% destes estão em operação ou construção, restando cerca de 180.000 MW para serem aproveitados. Grande parte deste potencial remanescente está na região amazônica (64-66%) e este parece ser o caminho natural a ser explorado pelo governo e empresas privadas, visto o grande investimento nas usinas Santo Antônio e Jirau no rio Madeira.

Dentre os benefícios adquiridos com a geração de energia por meio de usinas hidrelétricas estão a auto-suficiência para a produção e os custos baixos de geração. Além disso, a hidreletricidade pode ser implementada e atendida pelo parque industrial brasileiro com mais de 90% de bens e serviços nacionais (MME, 2008).

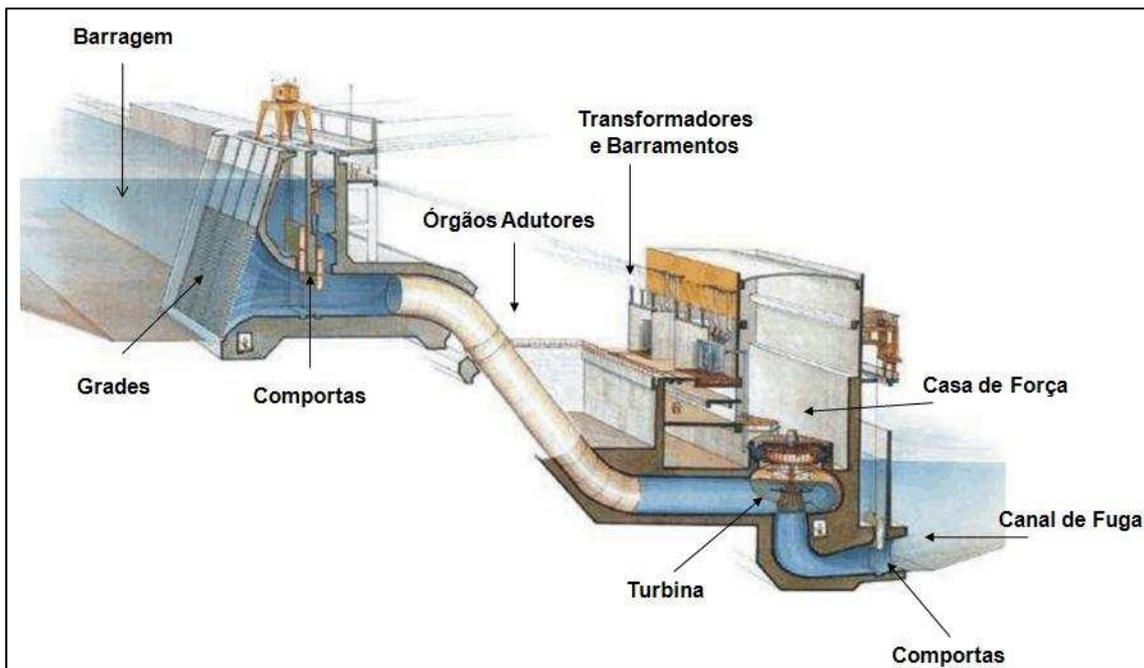
Outro aspecto importante é a longevidade das hidrelétricas. Usinas deste tipo podem durar mais de um século, ao contrário das termoeletricas que esgotam sua vida útil em cerca de trinta anos (MME, 2007). Com esta grande expectativa de vida, esgotado o tempo de amortização dos investimentos, a usina continuará gerando energia com custos reduzidos com enormes benefícios à sociedade além da recuperação do capital empregado pela construtora da usina por um bom período de tempo.

## 2.2.2 – COMPONENTES

Uma usina hidrelétrica é composta dos seguintes componentes, como pode ser visto na figura 2.4 abaixo, que são listados e brevemente explicados abaixo:

- **BARRAGEM:** Possui as seguintes funções em um aproveitamento hidrelétrico: represar as águas de um rio, criando assim um desnível para permitir sua captação em uma queda; criação de um reservatório regularizador de vazões (SCHREIBER, 1980).
- **VERTEDOUROS:** Possui a função de verter água que não pode ser direcionada à turbina em tempos de cheias ou enchentes. Quando isso ocorre há um desperdício de energia pelo não aproveitamento da água contida no reservatório.
- **TOMADAS D'ÁGUA:** Neste componente, a água acumulada no reservatório é captada e conduzida aos órgãos adutores. Impedir a entrada de corpos estranhos ou nocivos ao conjunto turbina-gerador também é uma de suas funções (SCHREIBER, 1980, ZULCY, 1983).
- **ÓRGÃOS ADUTORES:** São construções que conduzem a água que tem origem nas tomadas d'água até as turbinas. Podem ser canais, túneis, tubulações ou poços.
- **CASA DE FORÇA:** Principal componente da usina. Nesta construção estão instalados os conjuntos turbina-gerador, que transformam a energia potencial em energia elétrica.
- **CANAL DE FUGA:** Por meio desta construção a água utilizada pela turbina e a vertida é reconduzida ao rio ou a um outro curso d'água (FORTUNATO *et al.*, 1990).

Feita uma pequena introdução sobre a evolução na utilização e os componentes em uma usina hidrelétrica, será feita uma análise do planejamento da operação de sistemas elétricos e a inserção de usinas hidrelétricas nas etapas de planejamento.



*Figura 2.4* – Esquema construtivo de uma usina hidrelétrica (IESA, 2009).

## 2.3 – PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

O planejamento da operação de sistemas elétricos atua de forma diferente dependendo do arranjo das fontes de energia disponíveis para o sistema. Em sistemas termoelétricos o objetivo do planejamento é minimizar o consumo de combustíveis pelas usinas do sistema, caracterizando um problema não linear. Em sistemas hidrelétricos os custos de operação podem envolver o pagamento de “royalties” pela utilização da água pelas usinas ou custo pelo não atendimento da demanda determinada pelos agentes governamentais.

Em um sistema hidrotérmico de geração de energia elétrica, a energia é gerada por usinas hidrelétricas e térmicas. Neste sentido, o principal objetivo do planejamento da operação de sistemas elétricos é atender aos requisitos do mercado de energia elétrica e a todas as classes de consumidores de energia com eficiência, utilizando estratégias e estudos para minimizar os custos desta geração no decorrer do período de planejamento, minimizando o uso das usinas térmicas ao longo do tempo.

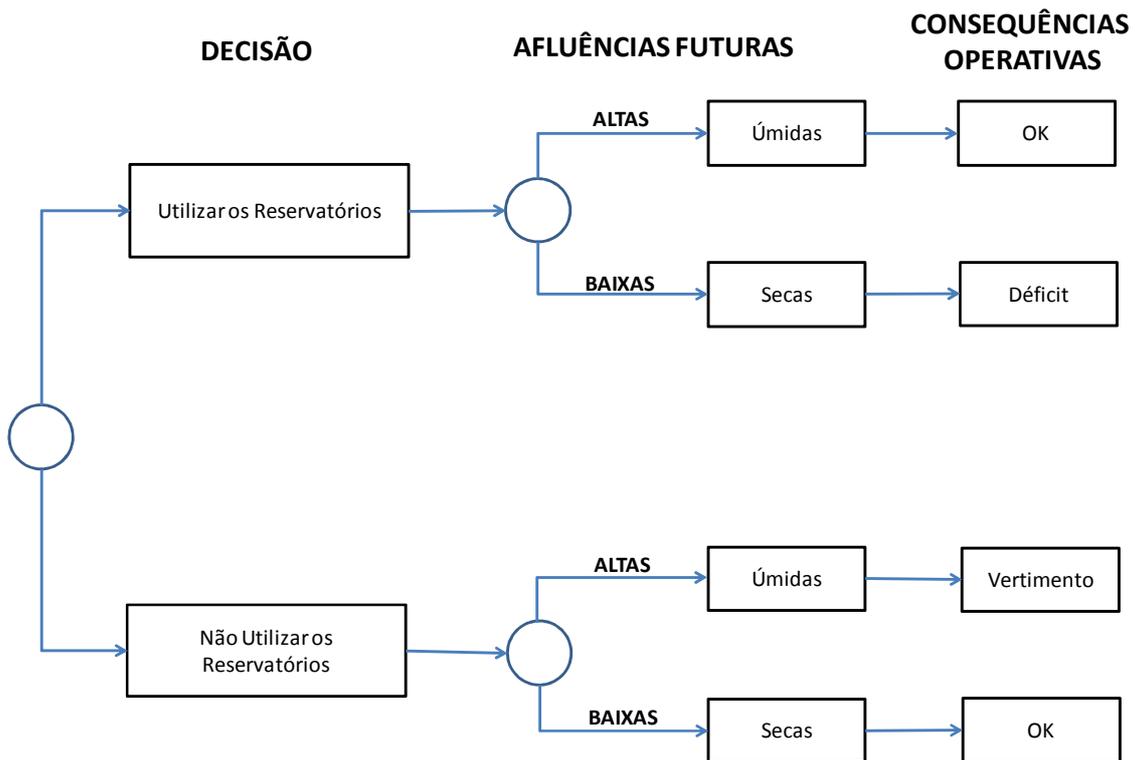
O sistema elétrico brasileiro, como já foi dito, é um sistema predominantemente hidrelétrico. E a boa operação destes tipos de sistemas é de suma importância para a não

ocorrência de déficit de atendimento de demanda máxima, o chamado déficit de potência. Em usinas hidrelétricas, a diminuição da capacidade geradora pode ser ocasionada pela diminuição da altura líquida do reservatório da usina. Isto pode ser causado por duas variáveis: pela redução do nível de montante, devido ao deplecionamento do reservatório ocorrido em épocas desfavoráveis de afluências ou pelo aumento do nível de jusante que ocorre devido ao aumento da afluência da usina, que pode ocorrer pelo aumento da vazão turbinada ou aumento da vazão vertida (FORTUNATO *et al.*, 1990).

Em sistemas hidrelétricos a operação é na maioria dos casos mais complexa que a operação de sistemas puramente ou majoritariamente térmicos. Isto ocorre porque sistemas que possuem esta composição são classificados como “não desacoplados no tempo”, isto é, decisões tomadas na operação hoje podem ter efeitos importantes em um futuro próximo.

No Brasil, a operação é guiada para se utilizar a energia armazenada nos reservatórios das usinas, a energia “grátis”, evitando-se assim, a utilização de combustíveis normalmente com custos elevados, em usinas termoeletricas (KELMAN *et al.*, 2006).

O grande dilema da operação de sistemas elétricos predominantemente hidrelétricos está demonstrado na figura a seguir. Se utilizada a energia armazenada nos reservatórios para minimizar o custo com o gasto com combustíveis em termoeletricas, e se no futuro próximo ocorrer uma estiagem, corre-se o risco de enfrentar racionamento de energia. Se de outra maneira, ocorrer a manutenção do estoque de água nos reservatórios e utilizada mais fortemente a matriz térmica, corre-se o risco de haver vertimento nas usinas, caracterizado assim o mau uso das reservas hídricas com o conseqüente desperdício e aumento do custo da energia por parte dos consumidores (KELMAN *et al.*, 2006).



**Figura 2.5** - Consequências operativas na operação de reservatórios (KELMAN *et al.*, 2006).

Um outro ponto importante na operação do sistema é o acoplamento espacial hidráulico entre usinas situadas no mesmo rio. Deste modo, a operação de usinas situadas à montante terá que ser feita de modo coordenado com as usinas situadas à jusante, para evitar prejuízos e mau aproveitamento hídrico, ou seja, existindo usinas dispostas em uma estrutura em cascata, uma usina deve considerar as restrições impostas pelas usinas localizadas à jusante e à montante (DINIZ, 2007). Devido às incertezas das afluências futuras aos empreendimentos hidrelétricos, aos acoplamentos espaciais e temporais existentes entre as usinas, e a não linearidade da função de geração de uma hidrelétrica, o planejamento da operação de sistemas majoritariamente hidrelétricos são considerados como de *grande porte, estocásticos e de natureza não linear* (FORTUNATO *et al.*, 1990).

O planejamento da operação de sistemas elétricos possui diferentes horizontes de estudo, cada um deles com objetivos e graus de detalhamento de sistema próprios. Devido a esta complexidade, não é possível resolver este problema em um único modelo, sendo necessária a decomposição em diferentes horizontes de tempo, ocorrendo maior detalhamento do sistema conforme o horizonte de estudo diminui. As etapas do

planejamento da operação são: as de longo, médio e curto prazo. Nos próximos tópicos estes níveis de horizontes de estudo serão explicados.

### **2.3.1 – PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO**

O horizonte de estudo do planejamento de longo prazo contempla de dois a cinco anos, com discretização mensal; no Brasil é adotado o horizonte de cinco anos. Nesta etapa do planejamento as gerações hidrelétrica e térmica são agrupadas e representadas por um modelo representando um único reservatório equivalente e uma única usina térmica equivalente, expressas em termos de energia (FRACARO, 1996). Como relatado em ONATE, RAMIREZ (2005) a energia a ser produzida por uma usina hidrelétrica depende diretamente da quantidade de água armazenada no reservatório. Logo, o reservatório equivalente deverá ser expresso na forma de seu conteúdo energético armazenado.

A representação por reservatório equivalente ocorre pela grande dimensionalidade que o problema pode possuir se todas as usinas hidrelétricas que compõem o sistema forem representadas individualmente, inviabilizando esta prática. Esta representação à reservatório equivalente é baseada na estimativa da energia que será produzida pelo completo deplecionamento da água armazenada pelos reservatórios que fazem parte do sistema, para um dado conjunto inicial de volumes armazenados.

Assim, nesta etapa do planejamento da operação são levados em conta as gerações hidrelétrica e térmica totais e intercâmbios entre os subsistemas que compõem a rede com o principal objetivo de fornecer metas de geração para cada tipo de aproveitamento (FORTUNATO *et al.*, 1990).

### **2.3.2 – PLANEJAMENTO DE MÉDIO PRAZO**

O horizonte desta etapa do planejamento varia de alguns meses até um ano com discretização mensal ou semanal (FORTUNATO *et al.*, 1990). Nesta etapa as usinas componentes do sistema já possuem sua representação individualizada com as

respectivas metas semanais de geração para cada uma das usinas, de acordo com o planejamento de longo prazo (FORTUNATO *et al.*, 1990).

No planejamento de médio prazo voltado às hidrelétricas é criada uma política de armazenamento em cada reservatório que compõe o sistema, definindo assim quais serão os estados inicial e final de armazenamento em cada intervalo do horizonte pretendido, determinando a quantidade de água que será turbinada ou vertida pela usina no intervalo previsto de estudo para seguir a demanda prevista, que é chamada de meta energética (TUFEGDZIC *et al.*, 1996).

### **2.3.3 – PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO**

O objetivo principal do planejamento de curto prazo é a produção de um programa de geração de energia que atenda às restrições operativas delimitadas pelo planejamento de médio prazo, fornecendo uma ligação entre o planejamento da operação e a programação da operação. O horizonte de estudo desta etapa pode ser diário ou semanal, com discretização horária ou até em frações horárias. Diferentemente dos outros horizontes de estudo, onde as incertezas sobre as variáveis que integram o problema são grandes, o planejamento de curto prazo, devido ao pequeno horizonte de estudo, é uma etapa com caráter determinístico, já que se detêm com grande taxa de acerto as previsões de afluências e demandas ao longo deste período. Já nesta etapa as configurações elétricas do sistema são feitas de modo mais detalhado, inclusive linhas de transmissão e redes de distribuição.

Assim, como no planejamento de médio prazo são determinadas as metas energéticas para cada usina, no planejamento de curto prazo a função é determinar a política de operação a ser seguida durante o horizonte de estudo a fim de atender as restrições elétricas e energéticas do sistema aos quais as usinas estão interligadas. Logo, são determinadas as unidades térmicas e hidráulicas que estarão em operação no horizonte de estudo bem como o nível de geração de cada uma delas. No caso de usinas hidrelétricas, já são levados em consideração os limites operativos das turbinas hidráulicas (com suas zonas proibitivas de operação) e as equações de balanço hídrico. Também no curto prazo há a necessidade de uma representação com maior detalhe das

usinas, principalmente em relação ao modelo matemático da central de produção (DIAZ, 2008).

Além disso, o planejamento de curto prazo é responsável, entre outras ações, pela determinação dos níveis contratuais de intercâmbio entre as empresas geradoras e das restrições hidráulicas nos aproveitamentos hidrelétricos.

Em relação às usinas hidrelétricas, no planejamento de curto prazo é muito importante representar corretamente o funcionamento dos grupos de geração de energia para assim obter políticas de programação o mais próximo do real possível, enquanto que no planejamento de médio e longo prazo se recorre na maioria dos casos a modelos de produção mais simplificados (DIAZ, 2008).

Além das três divisões do planejamento da operação mostradas, mais três etapas são necessárias para a boa gestão dos recursos disponíveis no sistema elétrico. São elas: programação da operação e supervisão da geração, voltadas ao maior detalhamento e implementação das medidas operativas determinadas pelo planejamento de curto prazo e as atividades pós-operativas, que tem a função de concluir as análises e estatísticas da operação realizada. Nos próximos tópicos estas três etapas serão brevemente explicadas.

#### **2.3.4 – PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO**

O principal objetivo desta etapa é determinar um cronograma de geração que atenda às metas estabelecidas pelo planejamento da operação de curto prazo, bem como atender as restrições elétricas (mais detalhadas nesta etapa) do sistema. A programação diária da operação tem como finalidade o detalhamento horário dos programas diários de produção de energia determinados pela programação semanal de geração. Assim, os estudos são realizados no dia anterior do período de estudo.

Ações determinadas pela programação diária da operação: o programa horário de produção para cada aproveitamento, o programa horário de intercâmbio entre empresas do sistema e a determinação das reservas operativas horárias.

Como pode ser visto, pelas suas características e funções, o despacho de máquinas e de geração em usinas hidrelétricas pode ser situado, em relação às etapas

que compõem o planejamento da operação de sistemas elétricos, no âmbito *da programação diária da geração*.

### **2.3.5 – SUPERVISÃO DA OPERAÇÃO**

A supervisão da operação é uma gama de ações associadas ao acompanhamento e possíveis correções das condições operativas do sistema elétrico, assegurando a continuidade e qualidade do suprimento de energia elétrica. Entre as ações determinadas pela Supervisão de Operação estão: controle de tensão, controle de cheias e previsão de carga a curto prazo. Em relação à geração de energia, a supervisão de operação tem como atividades: o acompanhamento da reserva operativa, operação do CAG e a reprogramação da produção (FORTUNATO *et al.*, 1990).

### **2.3.6 – ESTATÍSTICA E ANÁLISE PÓS-OPERATIVA**

Fornece uma visão geral das atividades de todo o processo de geração de energia elétrica, permitindo a correção de falhas na operação e a posterior melhora do serviço prestado. Entre suas atividades estão o levantamento de parâmetros estatísticos de taxas de falhas de geradores e a confecção de relatórios de perturbações ocorridas no sistema.

Um fluxograma apresentando as principais atividades do planejamento setor elétrico é mostrado a seguir:

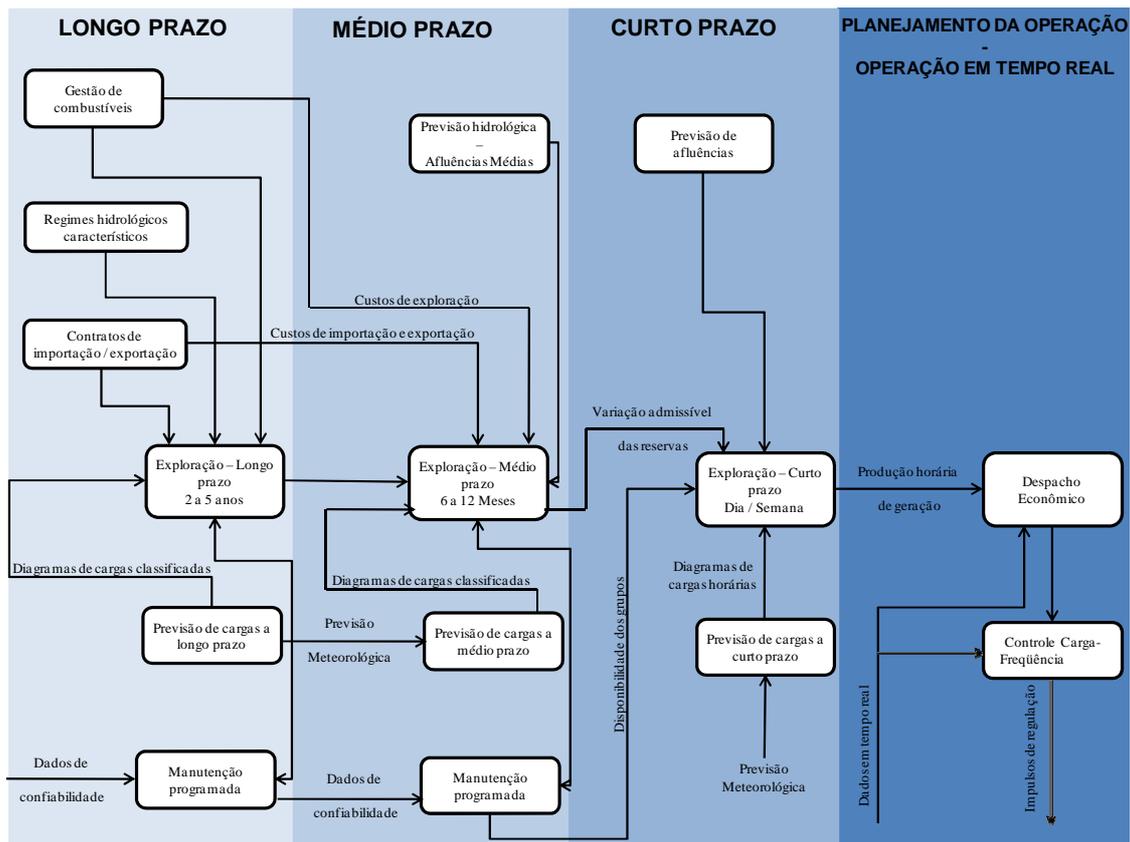
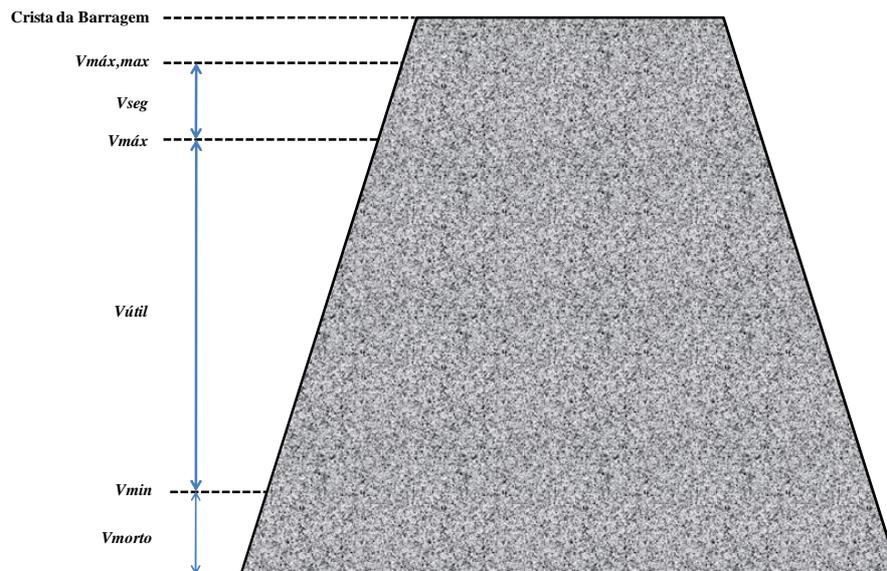


Figura 2.6–Fluxograma das etapas do planejamento de sistemas elétricos (SILVA, 1985).

### 2.3.7 – INTEGRAÇÃO ENTRE O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E USINAS HIDRELÉTRICAS

O planejamento da operação nos seus diversos horizontes de tempo (longo, médio e curto prazo) possui nas usinas hidrelétricas uma importância que não se encontra em outros tipos de usinas: a variação do volume ao longo do horizonte de planejamento, bem como a capacidade do reservatório em análise. Para representar um reservatório e determinar as variações de volume que podem ocorrer no decorrer do planejamento, algumas variáveis precisam ser definidas a partir da figura a seguir:



**Figura 2.7** – Limites operativos dos reservatórios (CICOGNA, 1999).

**Vmorto** – É o chamado volume “morto” do reservatório. Está situado abaixo da cota mínima necessária para que seja possível a geração de energia elétrica pela usina, pois a água não consegue entrar no canal de adução de água da usina;

**Vmin**- É o volume mínimo operativo. Determina o menor valor de volume do reservatório da usina para que seja possível a geração de energia elétrica. Pode ser associado às especificações da turbina ou a um volume que mantém o canal de adução submerso;

**Vmáx** – É o volume máximo operativo. É o maior valor de volume do reservatório da usina em condições operativas normais;

**Vútil** – Esta variável determina a diferença entre **Vmáx** e **Vmin**;

**Vmáx,max** – É o volume máximo maximorum. Determina o máximo valor de volume do reservatório da usina para que não ocorram danos à estrutura da barragem. Este volume normalmente só é atingido em situações de enchentes e grandes cheias (KELMAN *et al.*, 2006);

**Vseg** – É o volume de segurança. Corresponde à diferença entre o **Vmáx,max** e **Vmáx**. Esta cota de volume só é atingida em situações operacionais anormais, à beira de iminente colapso da estrutura da barragem.

### 2.3.7.1 - TIPOS DE RESERVATÓRIOS

Os reservatórios, de acordo com sua capacidade de regularização, podem ser divididos em duas categorias: acumulação ou compensação.

Reservatórios de acumulação são aqueles que normalmente possuem uma grande capacidade de armazenamento e tem a capacidade de regularizar vazões de um mês e até de vários anos, sendo chamados neste caso de reservatórios de regularização plurianuais. Neste tipo, pela sua capacidade de regularização, pode encher seus reservatórios nos períodos úmidos deplecionando seu volume até o período seco.

Em horizontes de curto prazo, os reservatórios de acumulação possuem uma dinâmica muito lenta, não alterando seu volume consideravelmente neste horizonte de estudo. Logo, seu volume é considerado constante no planejamento de curto prazo. Isto não ocorre em horizontes de maior tempo, como o de longo prazo, requerendo estudos complementares dos dados de afluências ocorridas nos anos anteriores.

Os reservatórios de compensação são aqueles que possuem capacidade de regularização muito pequena, de dias ou semanas. Nestes reservatórios o seu volume útil é próximo ou igual a zero, pois seus volumes máximo ou mínimo estão muito próximos. Se situadas em rios que já possuem empreendimentos hidrelétricos, elas necessitam de uma representação em modelos matemáticos que demonstrem a influência das defluências das usinas à montante do seu reservatório (ARCE, 2006). As usinas com este tipo de reservatório são chamadas usinas a fio d'água.

Usinas a fio d'água, como a usina de Cachoeira Dourada, é um tipo de usina que utiliza reservatório com acumulação suficiente apenas para proporcionar regularização diária ou semanal, ou utilizada diretamente a vazão afluente do aproveitamento. Assim, a potência de saída em qualquer tempo é estritamente em função da vazão que chega ao reservatório do armazenamento. Um aproveitamento de acumulação pode funcionar como um a fio d'água se o mesmo apenas realiza a descarga da vazão. Por suas características construtivas, um projeto a fio d'água é considerado como parte de usinas para atender à demanda de energia de base, sendo chamadas também de “usinas de base” (ARMY, 1985).

## 2.4 – FUNÇÃO GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRÁULICA

A produção de energia elétrica a partir de usinas hidrelétricas se dá por meio da diferença de potencial entre as alturas de montante e jusante. Assim, para se deduzir a função de geração hidráulica, etapa fundamental, pois nesta função é mensurada o quanto será gerado pela usina e também quanto será o custo esperado da produção de energia pela usina, o primeiro passo será representar esta energia potencial matematicamente.

A variação de energia potencial é definida em um reservatório pelo produto da variação de massa de água no reservatório pela aceleração da gravidade e pela altura da queda (FORTUNATO *et al.*, 1990, ARCE, 2006), assim:

$$dep_u = dm_u \times g \times h_b \quad 2.1$$

Onde:

$dep_u$  = Variação incremental de energia potencial na unidade geradora  $u$  [Joules];

$dm_u$  = Variação incremental de massa de água na unidade geradora  $u$  [kg];

$g$  = Aceleração da gravidade [ $m/s^2$ ];

$h_b$  = Altura de queda bruta. É a diferença entre as alturas de montante e jusante [m].

O peso específico de um elemento é dado por:

$$\rho = m / v \quad 2.2$$

Onde:

$\rho$  = Peso específico do elemento [ $kg/m^3$ ];

$m$  = Massa do elemento [kg];

$v$  = volume do elemento [ $m^3$ ].

Como uma variação de massa de um elemento ocasiona uma variação de volume deste mesmo elemento, logo:

$$\rho = dm_u / dv_u$$

ou

$$dm_u = \rho \times dv_u \quad 2.3$$

Onde:

$dv_u$  = Variação incremental de volume de água na unidade geradora  $u$  [ $m^3$ ].

Substituindo em (2.1):

$$dep_u = \rho \times dv_u \times g \times h_b \quad 2.4$$

Considerando-se a potência como sendo a variação de energia produzida por unidade de tempo infinitesimal (FORTUNATO *et al.*, 1990, ARCE, 2006), e a variação de volume em um intervalo de tempo infinitesimal como sendo a vazão, assim respectivamente:

$$Pb_u = dep_u / dt \quad 2.5$$

$$dv_u / dt = q_u \quad 2.6$$

Onde:

$Pb_u$  = Potência bruta na unidade geradora  $u$  [W];

$q_u$  = Vazão turbinada na unidade geradora  $u$ . É a vazão que flui do canal de adução até a casa de máquina fazendo girar as turbinas, acionando os geradores [ $m^3/s$ ].

Substituindo em (2.4):

$$Pb_u / dt = \rho \times q_u \times dt \times g \times h_b \quad 2.7$$

E simplificando:

$$Pb_u = \rho \times q_u \times g \times h_b \quad 2.8$$

Como pode ser visto, a potência gerada é uma função da vazão turbinada e da altura da queda, que é uma função não linear do volume represado pela usina e da vazão defluente (FORTUNATO *et al.*, 1990), sendo esta a soma da vazão vertida e da vazão turbinada, como expressada abaixo:

$$z = Q + v \quad 2.9$$

Sendo:

$z$  = Vazão defluente na usina. É o somatório das vazões vertidas e turbinadas [m<sup>3</sup>/s];

$v$  = Vazão vertida na usina. Vazão que não é aproveitada pela usina hidrelétrica, caracterizando um desperdício de energia do aproveitamento hidrelétrico [m<sup>3</sup>/s].

$Q$  = É o somatório de todas as vazões turbinadas pelas unidades geradoras da usina [m<sup>3</sup>/s].

Restrições são impostas à defluência de uma usina, com estas limitações ocorrendo devido à localização da usina (se existem usinas localizadas proximalmente à jusante) ou a outros fins do aproveitamento elétrico como irrigação, navegação e controle de cheias no reservatório (como visto no volume de segurança –  $V_{seg}$ ). Assim:

$$V_i^{\min} \leq V \leq V_i^{\max} \quad 2.10$$

Sendo:

$V_i^{\min}$  = Volume mínimo permitido no reservatório da usina  $i$  [hm<sup>3</sup>];

$V_i^{\max}$  = Volume máximo permitido no reservatório da usina  $i$  [hm<sup>3</sup>].

A queda mostrada na equação 2.8 refere-se à diferença de altura entre os níveis de montante e jusante, que é denominada **queda bruta**. Mas a altura efetiva, a chamada **queda líquida**, é igual a altura bruta menos as perdas hidráulicas (FORTUNATO *et al.*, 1990). Como mostrado em (SILVA, 2003), quanto maior for o volume armazenado no

reservatório, maior será a altura da queda líquida, devido ao aumento da altura de montante. Mas, dado um mesmo volume, aumentando-se a vazão defluente a altura da queda líquida irá diminuir devido ao aumento da altura de jusante.

Perdas hidráulicas são resultantes da dissipação da energia inicial sob forma de calor, quando o líquido (no caso, a água) flui de um ponto a outro da tubulação. São causados por mudanças bruscas na forma de escoamento do líquido devido a curvas, grades, válvulas, reduções de diâmetro, etc.

Logo:

$$h_l = h_b - h_p \quad 2.11$$

Com:

$h_l$  = Altura líquida da usina [m];

$h_p$  = Altura da perda da usina [m].

Como detalhado em CICOGNA (2003) e SILVA (2003), nos modelos adotados pelo setor elétrico brasileiro, existem três representações para a perda de carga hidráulica:

$$h_p = \begin{cases} k_1 \\ k_2 \times h_b \\ k_3 \times q^2 \end{cases} \quad 2.12$$

No primeiro caso, a perda corresponde a um valor constante ou a um valor médio, representado por  $k_1$ , sendo uma medida menos precisa sobre as perdas hidráulicas e utilizada em estudos de longo prazo.

O segundo caso representa uma porcentagem da altura da queda bruta. Neste caso, as perdas hidráulicas são dependentes da altura da queda bruta do empreendimento. A constante  $k_2$  é um valor positivo dependente da usina em estudo (SILVA, 2003).

Já o terceiro caso corresponde a uma função do quadrado da vazão turbinada pela usina, não dependendo da queda bruta. Sendo a constante  $k_3$  um valor positivo dependente da usina em estudo.

Outra forma de representar as perdas hidráulicas é mostrada em ONATE, RAMIREZ (2005), FINARDI (2003) e RODRIGUES (2003), onde é utilizada a mesma estrutura mostrada no terceiro caso, com a utilização de um segundo termo,  $k_4$ , relativo a uma constante de perdas relativas a um conduto forçado comum a todas as unidades da usina. A fórmula é mostrada abaixo:

$$h_p = k_3 \times q^2 + k_4 \times Q^2 \quad 2.13$$

Onde:

$k_4$  = Constante característica do conduto forçado comum a todas as unidades geradoras [ $s^2/m^5$ ];

$Q$  = Vazão total turbinada pela usina  $i$  [ $m^3/s$ ].

A cota do nível de água à montante é uma função não linear dependente do volume de água acumulado no reservatório. Assim, quanto maior o volume armazenado pelo reservatório, maior será a potência gerada pela mesma.

Já a cota do nível à jusante é uma função não linear dependente da vazão defluente pela usina no canal de fuga. Neste caso, quanto maior a vazão, mais alto o nível de água à jusante e menor será a potência gerada pela usina devido ao aumento da altura do canal de fuga (KELMAN *et al.*, 2006). Quando a vazão defluente  $z$  ultrapassar a vazão máxima permitida pela turbina, a função da geração irá decrescer devido a esta diminuição da altura da queda líquida (CICOGNA, 2003).

Além disso, o aumento da vazão também implicará em uma diminuição da queda líquida devido a:

- Diminuição da cota montante, em reservatórios com volume pequeno em relação à vazão;
- Aumento das perdas hidráulicas (levando-se em consideração a 3ª fórmula para as perdas hidráulicas).

Uma outra variável que pode diminuir a quantidade de energia a ser gerada pela usina devido a elevação do nível de jusante é o chamado *efeito remanso*. O efeito remanso é caracterizado pela influência do volume armazenado por uma usina ou um curso de rio localizado a jusante na altura do canal de fuga da usina analisada. Esta influência ocorre em usinas localizadas proximamente em cascata em um mesmo rio ou quando uma usina está localizada próxima a foz de um rio (SILVA, 2003).

Como será visto posteriormente, o conjunto turbina-gerador possui rendimentos situados em determinadas faixas de operação. Estes rendimentos foram denominados  $\eta_t$  e  $\eta_g$  respectivamente. Assim, a expressão da função de geração hidráulica fica da seguinte forma:

$$P_u = \rho \times q_u \times g \times h_l \times \eta_t \times \eta_g \quad 2.14$$

Em estudos de longo prazo, os rendimentos do conjunto turbina-gerador são substituídos por uma constante  $\eta$  representando a multiplicação dos valores médios dos rendimentos da turbina e gerador. Já nos estudos de curto prazo e programação da geração, objeto desta dissertação, esta substituição não é feita, pois pequenas variações no rendimento da turbina (componente que possui maior variação em seu rendimento de acordo com as variáveis do problema) podem levar a resultados importantes no planejamento da operação de curto prazo.

Substituindo os valores do peso específico da água ( $1.000 \text{ kg/m}^3$ ) e da aceleração da gravidade ( $9,81 \text{ m/s}^2$ ) na equação anterior:

$$P_u = 9810 \times q_u \times h_l \times \eta_t \times \eta_g \quad 2.15$$

No setor elétrico, a unidade usual de potência elétrica gerada é o MW, assim a expressão é dividida por  $10^6$  para informar a potência ativa nesta base:

$$P_u = 9,81 \times q_u \times h_l \times \eta_t \times \eta_g \times 10^{-3} \quad 2.16$$

Como pode ser analisado, a função geração de uma usina hidrelétrica é uma função não linear e sofre influência dos rendimentos da turbina e do gerador, da altura da queda líquida do reservatório e da vazão turbinada por cada uma das turbinas que compõem a usina hidrelétrica.

Um índice muito importante em usinas hidráulicas é a produtividade da usina. Este índice quantifica a quantidade de potência que é gerada por unidade de vazão  $q$ . Os valores usuais de usinas brasileiras para este índice variam entre 0,00863 e 0,00923 (CICOGNA, 1999). O índice é dado por:

$$\delta = 9,81 \times h_l \times \eta_t \times \eta_g \times 10^{-3} \text{ [MW/ (m}^3\text{/s)]} \quad 2.17$$

Finalmente, sendo a usina  $i$  composta por várias unidades geradoras  $u$ , o total de potência ativa geradora pela usina será:

$$P_i = \sum_{u=1}^N P_u \quad 2.18$$

Onde:

$P_i$  = Total de potência ativa gerada na usina  $i$  [MW];

$N$  = Total de unidades geradoras na usina  $i$ .

Como relatado anteriormente, o conjunto turbina-gerador é a “alma” de uma usina hidrelétrica sendo que uma boa atuação da programação da operação nesta etapa é um ponto primordial na otimização dos recursos disponíveis. Na próxima seção serão discutidos os principais pontos em relação ao conjunto turbina-gerador.

## **2.5 – CONJUNTO TURBINA-GERADOR**

Nesta etapa serão descritas as principais características do conjunto turbina-gerador, conjunto responsável pela transformação da energia potencial em energia elétrica e indicar sua importância na programação da operação no âmbito do despacho de máquinas e geração.

### **2.5.1 – TURBINA**

#### **2.5.1.1- FUNCIONAMENTO**

A turbina hidráulica é responsável pela transformação da energia potencial armazenada no reservatório em energia mecânica a ser transferida ao gerador.

A água, por meio de condutos forçados, é levada do reservatório até a entrada da turbina. Nesta etapa, a água é direcionada a um sistema de palhetas móveis que se movem ao mesmo tempo e de maneira igual, o distribuidor, que tem a função de regular a vazão volumétrica que será fornecida à turbina. Assim, com as palhetas mais abertas maior vazão será requerida. A água que ultrapassa as palhetas chegará ao rotor da turbina na forma de torque e velocidade de rotação por meio de transferência de quantidade de movimento da energia potencial previamente armazenada. Aqui há a transformação da energia hidráulica em energia mecânica que será transmitida ao gerador pelo eixo da turbina. Depois de chegar ao rotor, a água será levada ao canal de fuga da usina por meio do tubo de sucção.

#### **2.5.1.2 - TIPOS DE TURBINA**

Existem dois grupos de turbinas: as de reação e as de ação. As turbinas de reação, representadas pelas turbinas Francis e Kaplan, são compostas de um mecanismo para regular a admissão da água vinda do conduto forçado e distribuí-la igualmente ao rotor e um tubo de sucção, que tem a função de desacelerar o fluxo de água após de a mesma ter passada pela turbina, para levá-la ao canal de fuga. Já as turbinas de reação

são compostas por um ou mais jatos de água direcionados nas conchas do rotor sob condições de pressão atmosférica (SCHREIBER, 1980). Estes jatos ao se chocarem com as conchas geram o impulso necessário para rotacionar a turbina. Um exemplo de turbina de ação é a turbina Pelton.

As turbinas Pelton são as mais adequadas para serem utilizadas em grandes quedas, normalmente entre 200 a 1500 metros (MME, 2007) sendo que o seu melhor rendimento está acima de 600 metros (SCHREIBER, 1980). Assim, estes tipos de turbinas são muito utilizados em países montanhosos, com grandes quedas e são poucos os casos de hidrelétricas no Brasil que utilizam a turbina Pelton em sua constituição.

As turbinas Francis são utilizadas em usinas com quedas médias, de 20 a 600 metros, e é grande a sua utilização em usinas brasileiras. Como exemplo de utilização no Brasil: usinas de Itaipu, Tucuruí e Furnas.

As turbinas Kaplan, também conhecidas como hélice, foram criadas devido ao baixo rendimento das turbinas Francis em baixas alturas. Logo, são mais utilizadas em quedas de 20 a 50 metros. Como principal diferença entre os dois tipos de turbina de reação está o formato de rotor de turbina Kaplan, que se assemelha a um propulsor de navio.

Abaixo são mostrados exemplos de turbinas Pelton, Francis e Kaplan e o comportamento do rendimento destes três tipos de turbinas para diferentes percentuais de potência de saída.



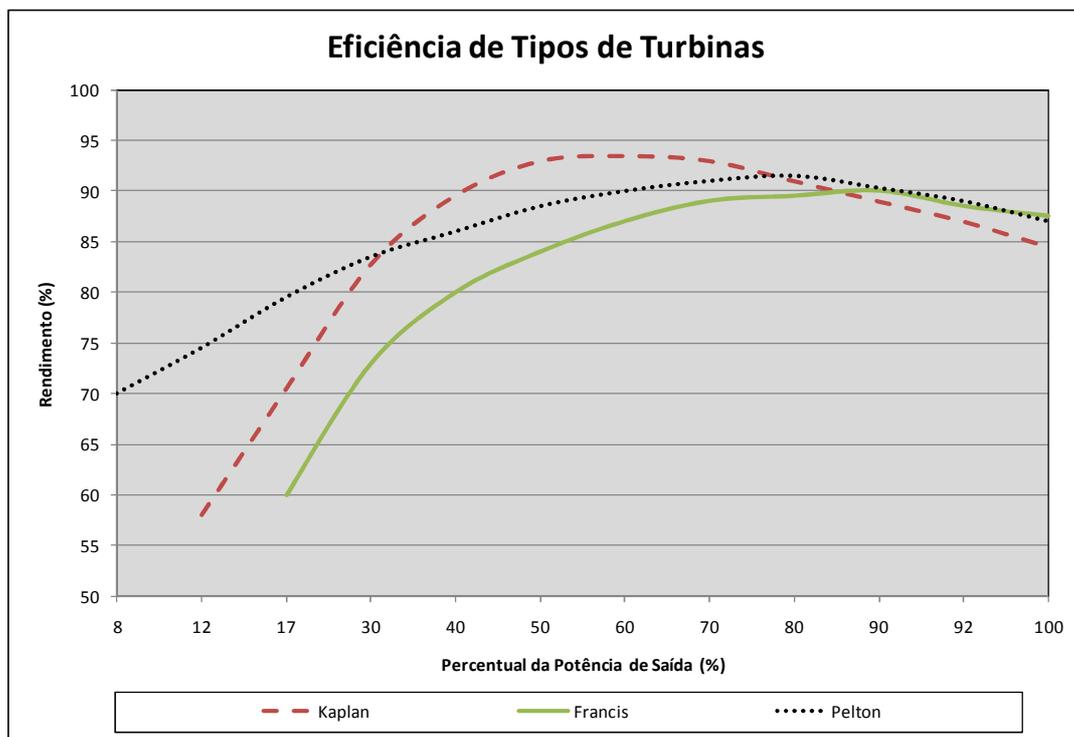
(a) (ANDRITZ, 2009)

(b) (IESA, 2009)



(c) (IESA, 2009)

**Figura 2.8**– Tipos de turbinas hidráulicas: (a) **Francis** – (b) **Pelton** – (c) **Kaplan**.

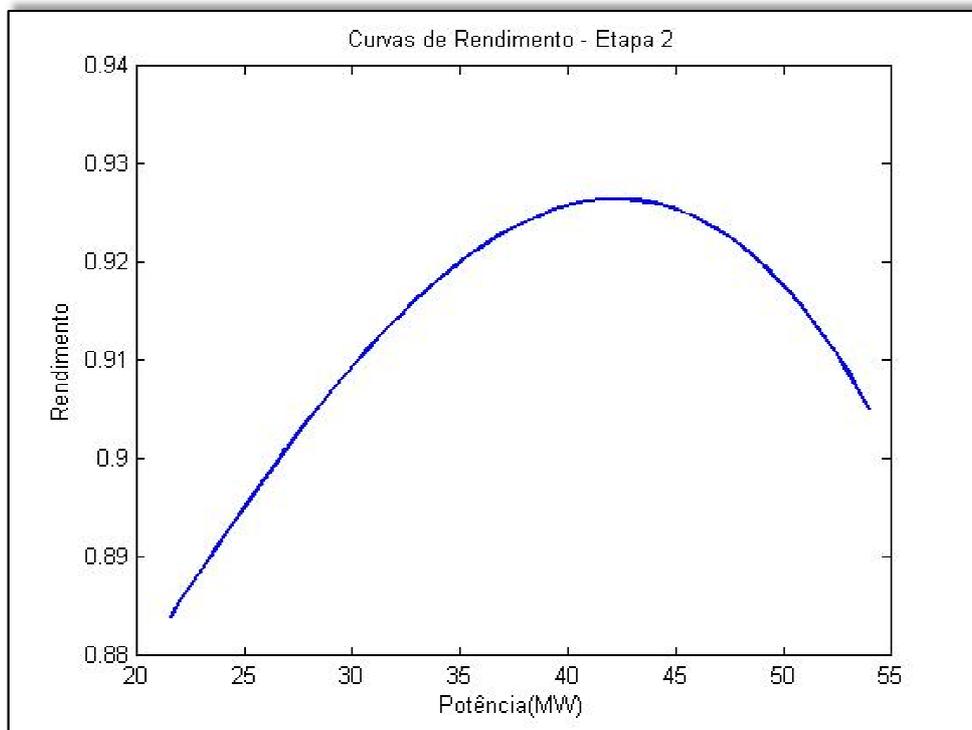


**Figura 2.9** – Eficiência de turbinas para diferentes percentuais de potência (ARMY, 1985).

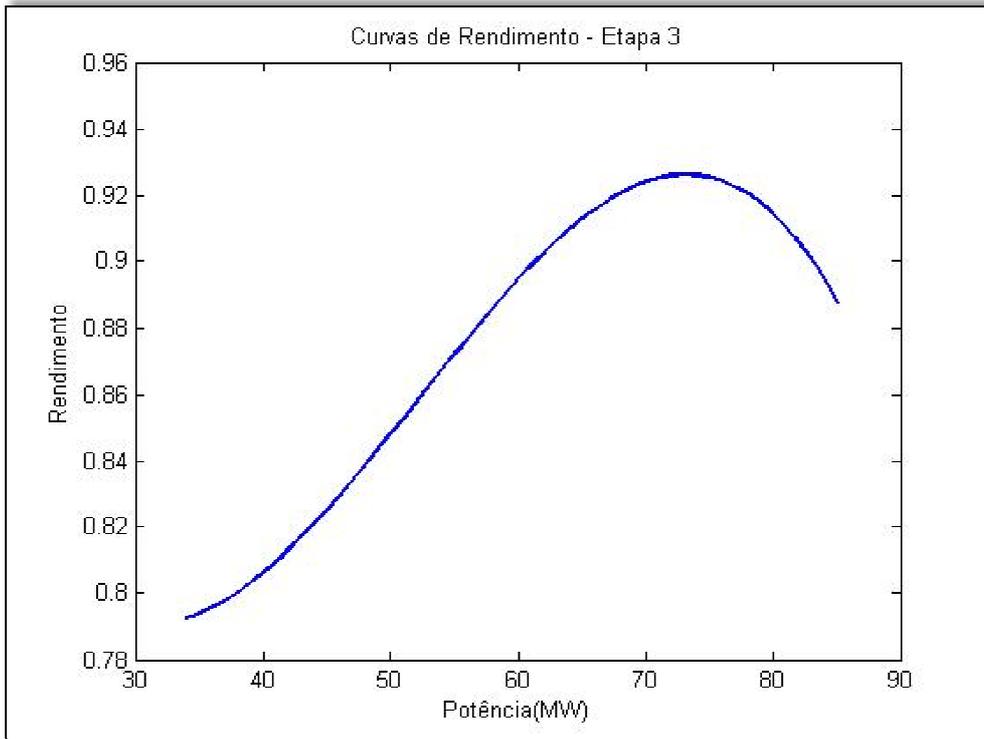
### 2.5.1.3 - RENDIMENTO

Como já foi relatado, em estudos de longo prazo o rendimento do conjunto turbina-gerador é ajustado como uma constante. Já em prazos menores a pormenorização e detalhamento dos rendimentos da turbina e gerador são necessários. Isto ocorre principalmente devido à variação do rendimento da turbina nas diversas condições de operações, ou seja, diferentes alturas de queda, potências geradas e aberturas de palhetas. Outro ponto a ser destacado é que a curva de rendimento de uma turbina tende a se modificar com o tempo de utilização (COLNAGO, 2007).

Em DINIZ *et al.*, (2007), foi realizado um estudo em que a eficiência do conjunto turbina-gerador foi considerada por duas representações: valor médio e o valor exato do rendimento, ou seja, acompanhando a variação do rendimento da turbina para diferentes alturas e vazões. As diferenças na geração ficaram na casa dos 4-5%. Pode parecer pouco comparado com um único dia, mas se considerando o despacho anual, ocorreria uma significativa economia de energia gerada. O gráfico de rendimento das turbinas pertencentes à segunda e terceira etapa de construção da Usina de Cachoeira Dourada são mostrados nas figuras 2.10 e 2.11 abaixo:

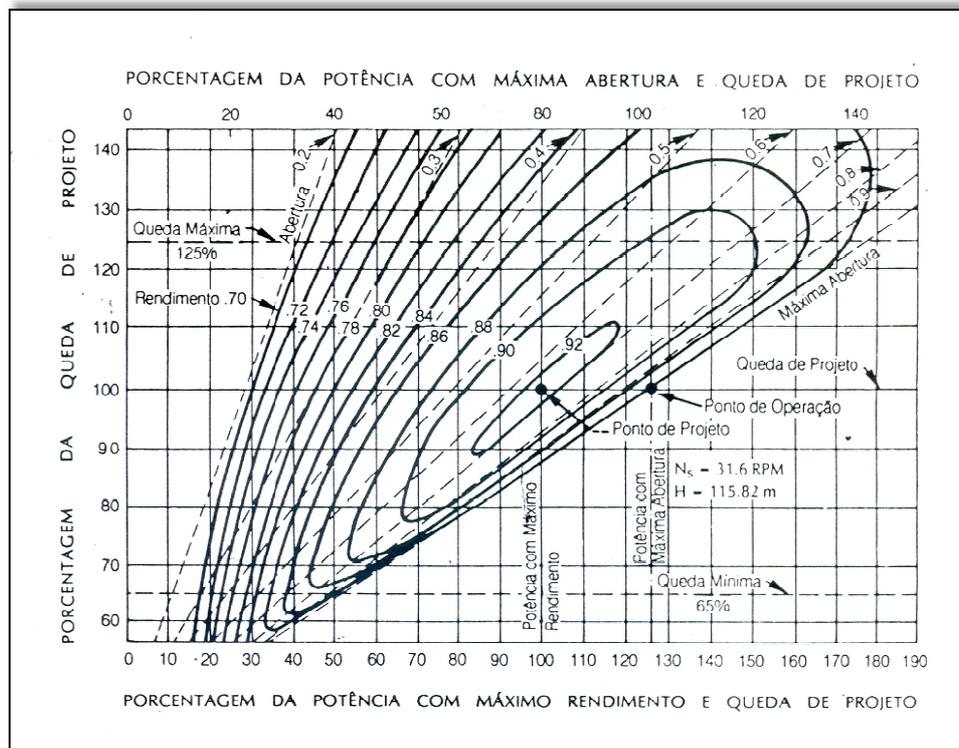


**Figura 2.10** – Curva de rendimento da turbina da Etapa 2 - Cachoeira Dourada (FALCÃO *et al.*, 2008).



**Figura 2.11** – Curva de rendimento da turbina da Etapa 3 - Cachoeira Dourada (FALCÃO *et al.*, 2008).

O gráfico representando o relacionamento entre vazão, altura líquida e rendimento é mostrado na figura 2.12:



**Figura 2.12** – Curva de rendimento de turbina Francis (FORTUNATO *et al.*, 1990).

Para melhor entendimento, uma explicação detalhada de cada componente do gráfico é necessária:

- **POTÊNCIA** – Está especificada em porcentagem. Sendo que o valor de 100% é relacionado à “potência de projeto”. Ponto este relacionado à potência onde o empreendimento possui o seu máximo rendimento, sem que seja atingida a máxima potência que a turbina pode gerar.

- **ALTURA DA QUEDA LÍQUIDA** - Componente também especificada em termos percentuais relativos à “queda de projeto”. A “queda de projeto” é a altura líquida onde a turbina apresenta o seu rendimento máximo. A altura de queda líquida é delimitada pelas quedas mínima e máxima. Ultrapassando estes limites estaremos em uma zona proibitiva de operação, podendo ocorrer problemas como vibração e cavitação.

A interseção entre as potência e queda de projeto é denominada “ponto de projeto”. Esta é a área onde a turbina possui o seu máximo rendimento, assim este é o ponto onde os operadores desejam que a usina esteja operando na maior parte do tempo.

- **RENDIMENTO** – As curvas em formato levemente oval representam o rendimento das turbinas para diversas combinações de altura líquida e potência.

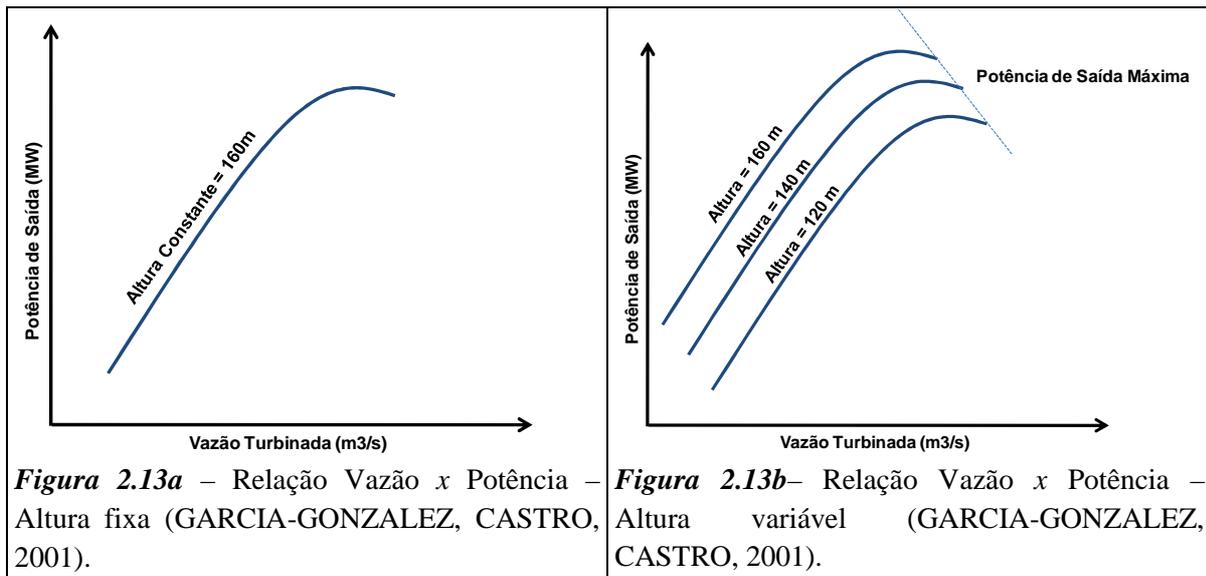
- **ABERTURA DAS PALHETAS** – As linhas tracejadas do gráfico demarcam a abertura das palhetas da turbina, delimitadas pelas suas aberturas mínima e máxima. O ângulo de abertura indica a quantidade de vazão turbinada, sendo que quanto maior o ângulo, maior será a quantidade de água a ser turbinada (SILVA, 2003).

Algumas observações podem ser feitas a respeito de gráfico. No ponto de projeto, a área onde ocorre o rendimento máximo, com 100% da potência e altura do projeto não é garantia de que a usina estará gerando sua potência máxima. Se mantida a altura líquida em 100% e aumentada gradativamente a vazão turbinada, com maior abertura de palhetas, é possível observar que a potência gerada aumentou (está acima dos 100% iniciais), mas com um rendimento inferior ao ponto de projeto, ou seja, com uma menor relação MW/ m<sup>3</sup>/s.

Anteriormente foi relatada a interdependência da altura da queda e a potência gerada. Aumentando-se a altura da queda a potência gerada também aumentará. Isto pode ser verificado seguindo uma mesma abertura de palhetas (com qualquer

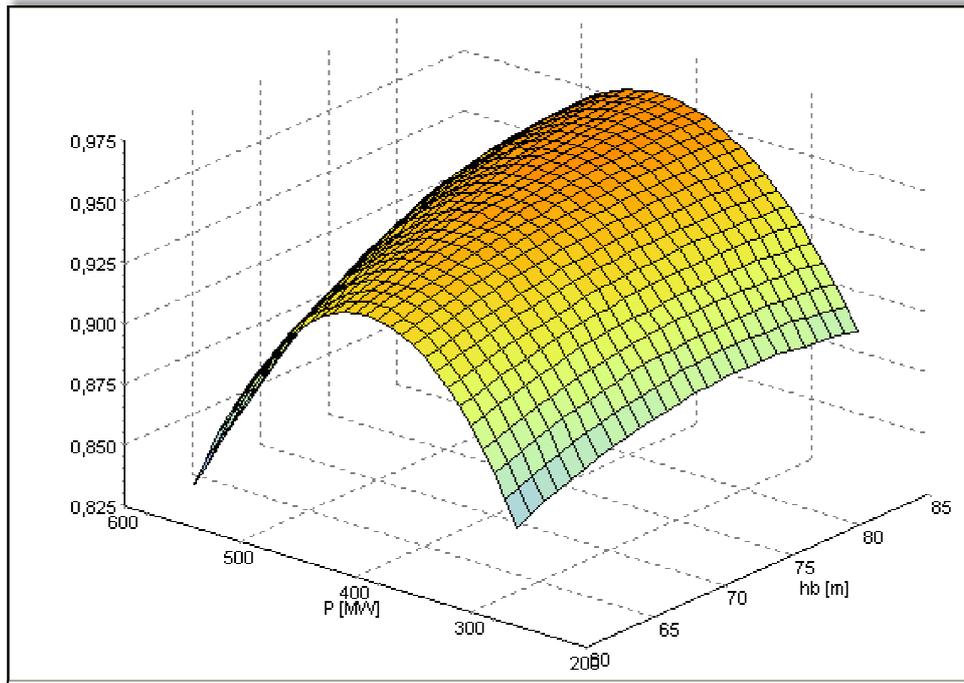
porcentagem) e aumentando-se a altura da queda líquida. Ocorrerá assim um aumento da potência gerada, comprovando-se assim a relação citada.

Este resultado também pode ser visto do ponto de vista da relação entre a potência gerada e a vazão turbinada  $q$ , que também são proporcionais. Com a mesma altura líquida e aumentando-se a vazão turbinada  $q$ , ter-se-á um aumento da potência de saída na turbina. Nas figuras abaixo é mostrada esta relação em unidades com altura líquida fixa e variável.

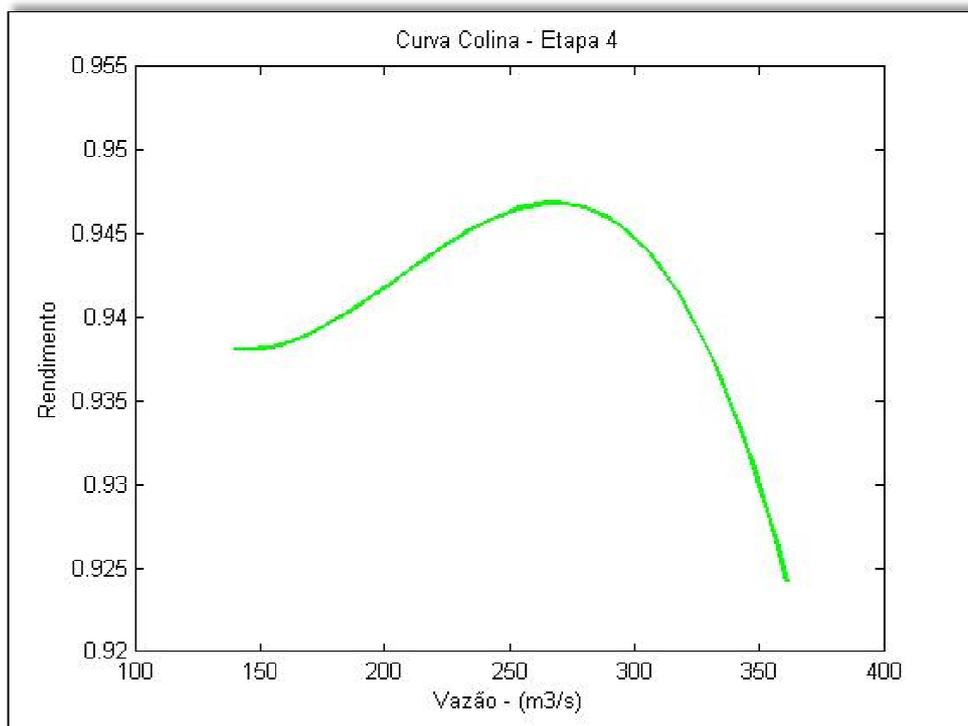


#### 2.5.1.4 - A CURVA COLINA

O rendimento de uma turbina hidráulica é uma função não linear entre a altura de queda líquida e a vazão turbinada (ARCE, 2006). Para exemplificar esta relação será mostrado o gráfico do rendimento de uma turbina hidráulica, que por seu formato é denominada “curva colina”. Nas figuras 2.14 e 2.15 abaixo são mostrados 2 exemplos de curva colina, sendo o exemplo mostrado na figura 2.15 de uma usina a fio d’água, sem variação na altura líquida.



**Figura 2.14** – Curva Colina – Usina de Itumbiara (CICOGNA, 2009).



**Figura 2.15** – Curva Colina – Etapa 4 – Cachoeira Dourada.

A curva colina apresenta as relações entre a altura líquida, vazão turbinada e o rendimento da turbina. Para melhor ilustrar este inter-relacionamento, serão mostradas as curvas de nível deste gráfico:

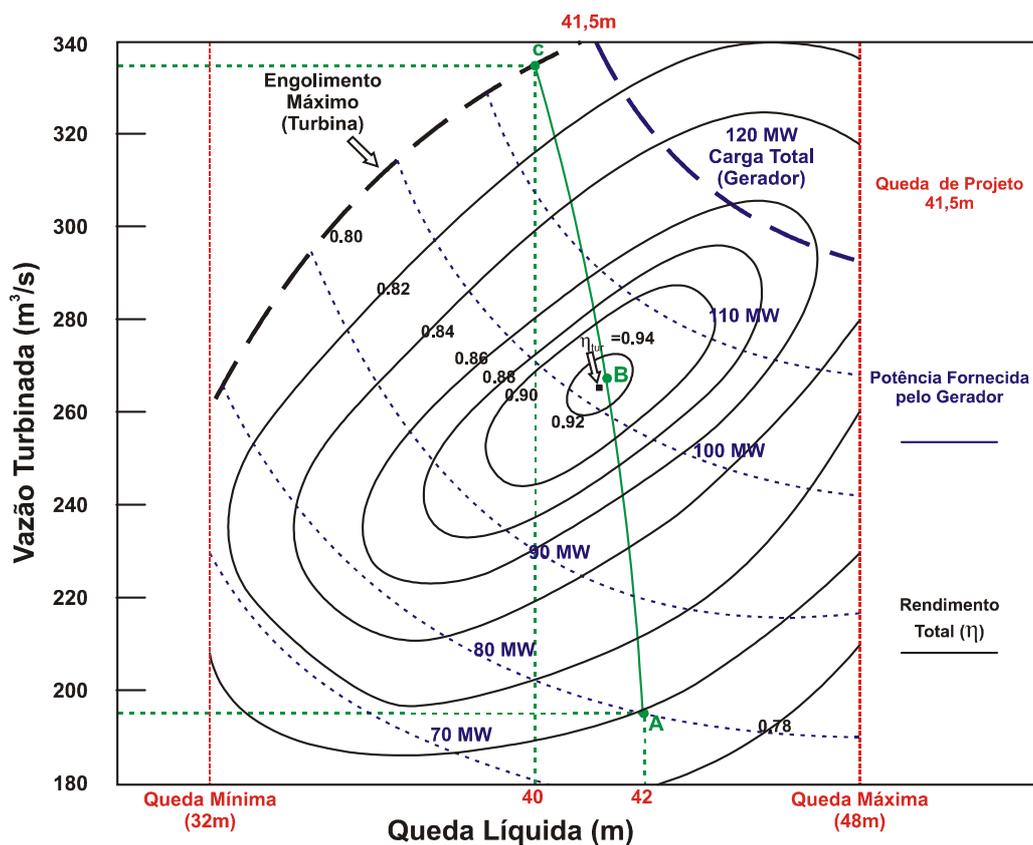


Figura 2.16 – Curvas de nível da curva colina – Turbina Francis (FINARDI, 2003).

Primeiramente, são observadas duas áreas distintas no gráfico: as zonas normal e proibida. A determinação destas zonas de operação é decorrente da realização de ensaios operacionais na turbina instalada. No ensaio de modelo reduzido da turbina são levantados os rendimentos para as quedas e vazões requeridas para a turbina que será utilizada na usina (CALAINHO *et al.*, 1999).

Na zona proibida são localizadas regiões onde a operação é restringida. Dois dos problemas observados na operação contínua nesta área são a vibração e a cavitação.

A cavitação, que pode ser de três tipos: por vórtice, fixada e por bolhas, é um fenômeno que pode ocorrer no interior de equipamentos hidráulicos (como as turbinas, mas podendo ocorrer em canais, vertedouros, válvulas e comportas) pelo surgimento de vapores e gases no interior do sistema. Isto ocorre quando uma pressão de saturação de vapor é alcançada no interior dos equipamentos. Alcançando-se esta pressão de saturação há o surgimento de bolhas de vapor que são arrastadas pela água de lugares com pressão menor até lugares com pressão maior, onde são violentamente condensadas (SOUZA, 1983).

A cavitação é considerada um dos principais fatores pela degradação e diminuição da vida útil de equipamentos hidráulicos devido aos choques contra as paredes que causam a degradação do material, provocando a chamada erosão cavital, contribuindo com o aumento dos custos de reparos da turbina e a conseqüente diminuição do rendimento. Ocorrem também vibrações, ruídos excessivos, diminuição da eficiência da turbina, com queda de potência e diminuição da capacidade dos vertedouros. A cavitação tem maior incidência nas turbinas de reação devido às depressões ocorridas nas regiões próximas das pás rotoras (ANG *et al.*, 2003).

Com o desenvolvimento da engenharia de materiais, foram desenvolvidas recentemente rotores de turbinas isentos de erosão por cavitação. Isto se deu pela troca do material constituinte, de aço carbono por aço inoxidável (RIBAS, 2002).

Outros fatores que afetam a operação da unidade além da cavitação são as relacionadas às zonas de operação da turbina onde podem ocorrer vibrações mecânicas, oscilações de pressão no tubo de sucção e oscilações no eixo da turbina (FINARDI, 2003).

Então, limita-se ao máximo a operação dentro destas zonas, a fim de aumentar a vida útil da turbina. É importante ressaltar que no ligamento e desligamento da turbina é impossível não operar dentro desta área (aumentando-se ou diminuindo-se a vazão turbinada), sendo desejado não permanecer na área “proibida” durante muito tempo. Cabe ressaltar que a maioria das turbinas utilizadas no Brasil possui apenas uma faixa de operação (ARCE, 2006) e está normalmente se situa acima de 60% da potência nominal (RIBAS, 2002).

No planejamento de curto prazo o correto uso da curva colina é imprescindível para alcançar o melhor rendimento do processo, pois devido à correlação entre as diversas variáveis do problema, a turbina alcança diversos valores de rendimentos em uma pequena variação de quaisquer destas variáveis.

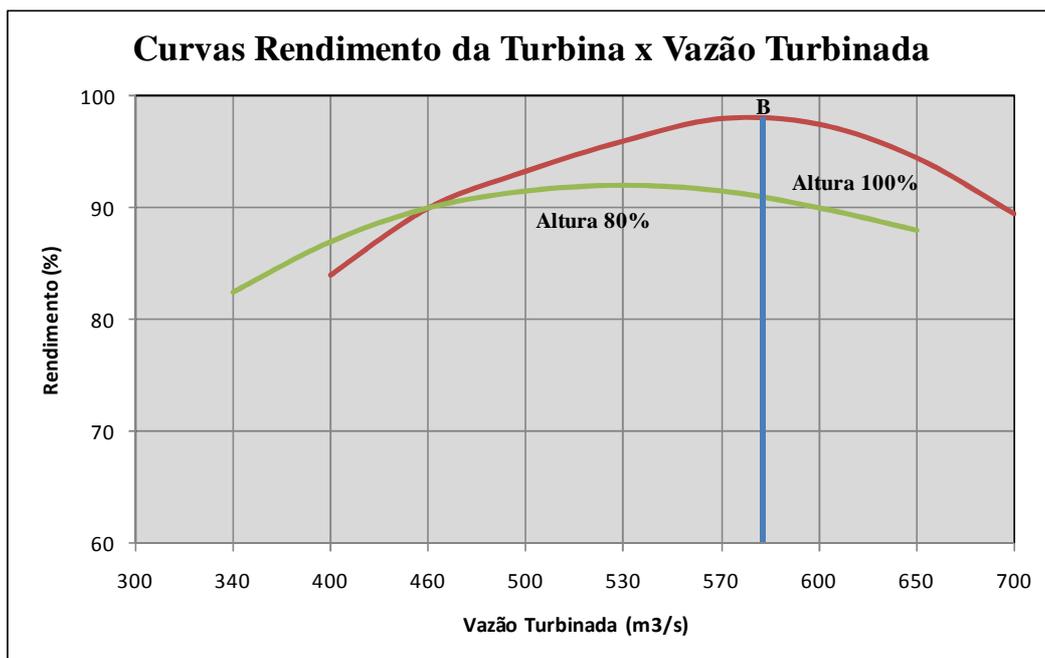
Para exemplificar a variabilidade da curva colina, para uma dada altura de queda líquida varia-se a vazão turbinada na turbina para verificar a mudança no rendimento da mesma. No ponto **A** indicado no gráfico, o rendimento está em torno de 80% e mantendo constante a altura e aumentando-se a vazão turbinada chegando ao ponto **B**, ponto de rendimento máximo da turbina, com rendimento próximo de 94%. A partir

deste ponto, qualquer aumento na vazão turbinada irá representar um decréscimo do rendimento. Isto é exemplificado com o valor do rendimento no ponto **C**, de cerca de 78%. Ou seja, uma variação na casa de 16% no rendimento da turbina dentro da zona normal de operação.

Como pode ser visto, o ponto **B**, que representa o cume da curva colina, é o ponto alvo de operação da turbina, pois representa o ponto de maior produtividade da turbina, isto é, é gerada maior quantidade de potência com menor uso da água do reservatório. Logo, todos os esforços serão feitos para manter a turbina operando o mais próximo possível deste ponto.

A pequena curvatura verificada na trajetória entre os pontos **A** e **C** é devido à interdependência da altura da queda líquida e da vazão turbinada (ARCE, 2006), pois para gerar maior quantidade de energia, uma maior vazão turbinada terá que ser solicitada, com conseqüente diminuição de queda.

Um melhor detalhamento do ponto **B** é exemplificado no gráfico *Rendimento x vazão* mostrado a seguir. Para uma dada altura líquida constante e variando-se a vazão turbinada até o seu ponto máximo, a turbina tem o seu rendimento crescendo constantemente até o ponto B, decaindo em seguida.



**Figura 2.17** – Relação Rendimento x Vazão turbinada (FORTUNATO *et al.*, 1990).

## 2.5.2 – GERADOR

A energia mecânica disponível no eixo da turbina é entregue ao rotor do gerador que transforma a energia mecânica em elétrica na frequência utilizada. Como pode ser visto na figura 2.18 a seguir, a variação do rendimento do gerador é dependente somente da potência a ser gerada, perfazendo uma função côncava (DINIZ *et al.*, 2007) Além disso, esta variação do rendimento com o aumento da potência é bem pequena. Assim, mesmo nos estudos de curto prazo o rendimento é considerado como constante no tempo, admitindo-se uma média de seu rendimento na faixa de operação da usina.

A verdadeira eficiência de um gerador é a média entre a saída de potência e a saída total. Esta determinação envolve a acurada medição das potências de saída e entrada ou acurada medição de todas as perdas. Realizar estas medições com perfeição é impossível sem o uso de refinados instrumentos de laboratório e meios de levar a máquina até a potência máxima e absorver esta saída. Assim, uma eficiência convencional, que é obtida pela mensuração das principais perdas com instrumentos comerciais, e que é muito próxima da verdadeira eficiência é a universalmente aceita (CREAGER, 1950).

As principais perdas em um gerador são encontradas nos seguintes aspectos (WARNICK, 1984):

- Perdas no cobre nos enrolamentos da armadura e rotor;
- Fricção e perdas com o atrito no ar (“windage losses”);
- Perdas no núcleo do circuito magnético do gerador.

O rendimento máximo de um gerador situa-se na faixa de 90 a 99%, com um aumento da eficiência com a diminuição das perdas internas e de fontes de aquecimento e aumento da eficiência de sistemas de refrigeração (CALAINHO *et al.*, 1999).

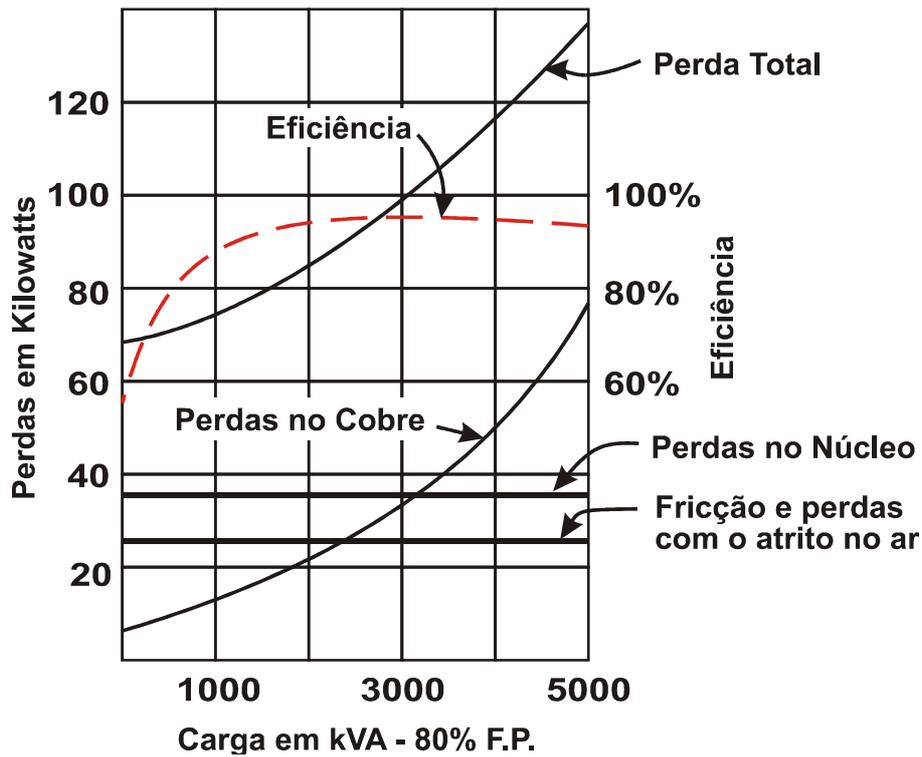


Figura 2.18– Rendimento e perdas em um gerador (WARNICK, 1984).

### 2.5.3 – RESTRIÇÃO TURBINA – GERADOR

Um dado importante do dimensionamento do conjunto turbina-gerador é a chamada queda nominal. Ela determina a menor queda líquida na qual é possível desenvolver a potência nominal da turbina. A figura 2.19 abaixo exemplifica este dado:

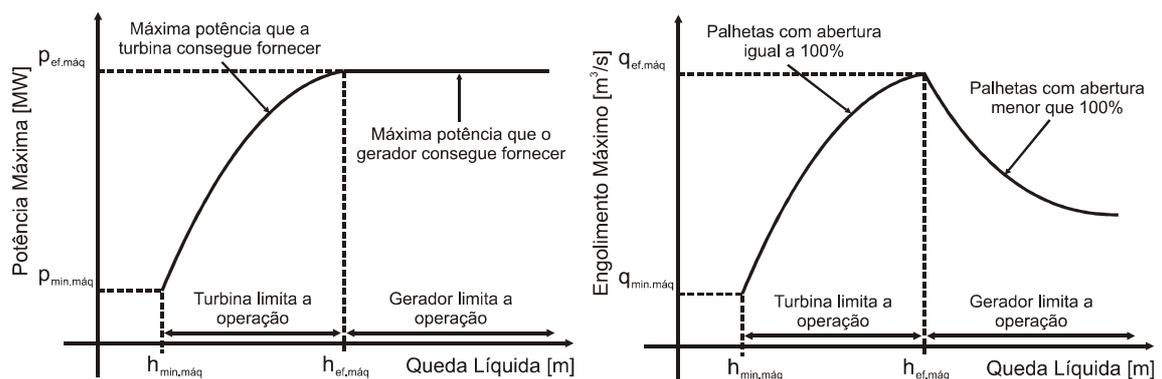


Figura 2.19– Restrições ocorridas na operação entre turbina e gerador (CICOGNA, 1999).

No primeiro gráfico é percebido que a potência a ser gerada pelo conjunto pode ser limitada pela turbina e pelo gerador. Para se determinar a queda nominal relatada, é realizado o seguinte estudo:

Mantendo a turbina com suas palhetas com abertura de 100%, caracterizando assim a máxima potência que a turbina consegue fornecer ao gerador para uma dada queda, e aumentando-se paulatinamente a queda líquida a partir da queda mínima (neste ponto a turbina irá gerar uma potência menor que a potência efetiva do gerador), a potência gerada chegará ao ponto onde a potência fornecida pela turbina irá se igualar com a potência efetiva do gerador. A altura de queda líquida correspondente a este ponto é chamada “queda nominal” ou “queda efetiva”. Bem como a potência neste ponto é chamada de “potência nominal” ou “potência efetiva” do conjunto turbina-gerador.

Para valores maiores de altura líquida será necessário fechar os distribuidores da turbina, reduzindo assim a vazão turbinada para manter a potência fornecida pela turbina igual à potência efetiva do gerador.

No segundo gráfico, ocorre o mesmo experimento, visto do ponto de vista da vazão turbinada. Estando as palhetas com 100% de abertura, a máxima potência gerada pelo conjunto turbina-gerador será a potência gerada pela turbina. Neste caso, o gerador não é capaz de gerar sua potência efetiva, pois a turbina não tem capacidade de entregá-la ao rotor do gerador. Assim, diz-se que a turbina limita a operação do conjunto.

Chegando-se na queda líquida efetiva, tem-se o engolimento máximo de turbina, que é a máxima vazão turbinada pela turbina. Como a partir deste ponto de queda a máxima potência gerada pelo conjunto é a potência efetiva do gerador, é necessário diminuir a vazão turbinada para que a potência mecânica produzida pela turbina decresça para tal altura de queda, fechando-se o distribuidor da turbina. Neste caso o gerador limita a operação do conjunto turbina-gerador. Além disso, a partir do engolimento máximo e aumentando-se a queda líquida chega-se a um melhor aproveitamento hídrico, pois neste ponto é possível gerar a máxima quantidade de potência permitível com menor uso de água pela turbina (CICOGNA, 1999).

Não se obtendo uma análise detalhada com a realização de uma série de medidas de pontos de operação do conjunto turbina-gerador de uma usina, é possível ter uma

modelagem simplificada da restrição turbina-gerador em relação à geração de energia. Esta modelagem pode ser realizada, seguindo as seguintes expressões (CICOGNA, 1999, SILVA, 2003):

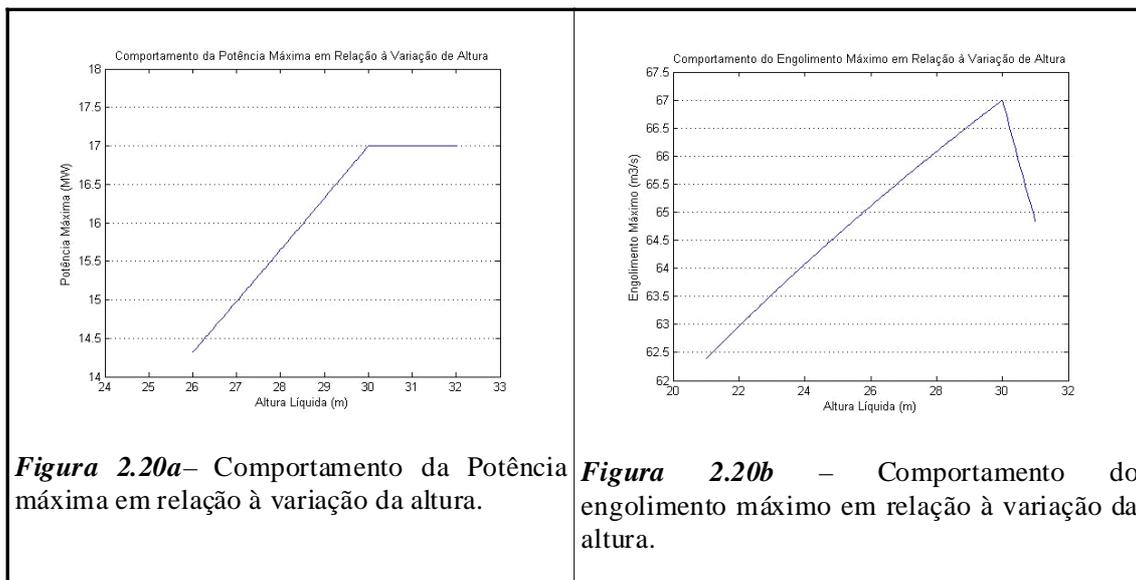
$$q_{m\acute{a}x,maq} = \begin{cases} q_{m\acute{a}x,tur} = \left(\frac{h_l}{h_{ef,m\acute{a}q}}\right)^\alpha \times q_{ef,m\acute{a}q}, & \text{se } h_l < h_{ef,m\acute{a}q} \\ q_{m\acute{a}x,ger} = \left(\frac{h_l}{h_{ef,m\acute{a}q}}\right)^{-1} \times q_{ef,m\acute{a}q}, & \text{se } h_l \geq h_{ef,m\acute{a}q} \end{cases} \quad 2.19$$

$$p_{m\acute{a}x,maq} = \begin{cases} p_{m\acute{a}x,tur} = \left(\frac{h_l}{h_{ef,m\acute{a}q}}\right)^\beta \times p_{ef,m\acute{a}q}, & \text{se } h_l < h_{ef,m\acute{a}q} \\ p_{ef,m\acute{a}q}, & \text{se } h_l \geq h_{ef,m\acute{a}q} \end{cases} \quad 2.20$$

Onde  $\alpha$  e  $\beta$  são coeficientes que dependem do tipo de turbina utilizada na usina, de acordo com a regra:

- $\alpha = 0,5$  e  $\beta = 1,5$  para turbinas do tipo Francis e Pelton;
- $\alpha = 0,2$  e  $\beta = 1,2$  para turbinas do tipo Kaplan.

Esta modelagem, realizada para a usina de Cachoeira Dourada, relativa às máquinas pertencentes à primeira etapa de construção é apresentada nas figuras 2.20a e 2.20b a seguir:



## **2.6 – TIPOS DE PERDAS EM UM SISTEMA DE GERAÇÃO HIDRELÉTRICO**

Para atingir o objetivo de determinar o despacho de máquinas e o despacho de geração em uma usina hidrelétrica foi considerado o enfoque do conjunto de máquinas a ser despachado que produza o menor nível de perdas em megawatts (MW) em cada intervalo de tempo para atender uma determinada demanda e meta energética. Logo é de suma importância determinar e detalhar quais são os tipos de perdas que podem ocorrer em uma usina deste tipo. São elas: perdas devido à variação do nível do reservatório, perdas devido à variação no nível de canal de fuga da usina, perdas no sistema hidráulico e perdas devido à variação no rendimento do conjunto turbina-gerador.

Uma primeira formulação para se determinar as perdas e transformá-las em uma mesma base se deu em SOARES, SALMAZO (1997). Neste trabalho todas as perdas, à exceção das perdas na variação no nível do reservatório que foi considerada constante no intervalo de planejamento proposto, foram expressas como uma função de potência de saída em cada uma das unidades de geração que compõem uma usina. Esta função foi determinada a partir da variação da vazão turbinada em cada uma das unidades geradoras do valor mínimo até o seu valor máximo. Assim, cada conjunto de máquinas terá a sua curva de perdas, com a ordenada representando a geração em MW e a abscissa representando as perdas também em MW. Como executado, é apresentada a variação das perdas totais da usina a partir da variação da energia produzida pela mesma. Neste trabalho funções quadráticas foram construídas para cada uma das unidades da hidrelétrica em estudo a partir do método dos mínimos quadrados.

Nas próximas seções a dinâmica das variações dos tipos de perdas em usinas hidrelétricas é detalhada.

### **2.6.1 – PERDAS NO NÍVEL DO RESERVATÓRIO**

A variação do volume armazenado em um reservatório de um período de tempo a outro segue esta dinâmica:

$$V_{i,t+1} = V_{i,t} - Q_{it} + y_{it} - S_{it} - Evap_{it} - L_t + \sum_{c \in Z} (Q_{c,t-t_{ci}} + S_{c,t-t_{ci}}) \quad 2.21$$

Para  $t = 1, \dots, T$

Sendo:

$V_{i,t}$  = Volume armazenado no reservatório da usina  $i$  no intervalo de tempo  $t$  [ $h m^3$ ];

$V_{i,t+1}$  = Volume armazenado no reservatório da usina  $i$  no intervalo de tempo  $t+1$  [ $h m^3$ ];

$Q_{it}$  = Vazão turbinada total pela usina  $i$  no intervalo de tempo  $t$  por todas as unidades geradoras [ $h m^3$ ];

$y_{it}$  = Vazão incremental de vazões naturais ao reservatório da usina  $i$  no tempo  $t$  derivadas das águas da chuva ou de rios afluentes [ $h m^3$ ];

$S_{it}$  = Vazão vertida total pela usina  $i$  no intervalo de tempo  $t$  [ $h m^3$ ];

$Evap_{it}$  = Volume evaporado no reservatório da usina  $i$  no tempo  $t$  [ $h m^3$ ];

$L_t$  = Demandas adicionais da água como irrigação, navegação, fins recreativos da usina  $i$  [ $h m^3$ ];

$Z$  = Conjunto de reservatórios imediatamente a montante da usina  $i$ ;

$t_{ci}$  = tempo de viagem da água entre os reservatórios das usinas  $c$  e  $i$  [ $h$ ];

$Q_{c,t-t_{ci}}$  = Vazão turbinada pela usina  $c$  situada à montante da usina analisada  $i$ ;

$S_{c,t-t_{ci}}$  = Vazão vertida pela usina  $c$  situada à montante da usina analisada  $i$ ;

$T$  = Total de intervalos de tempo do estudo.

Esta é a chamada equação de balanço hídrico de um reservatório. Nesta equação levam-se em conta todas as variáveis que podem influir na variação do volume (e conseqüentemente da altura) do reservatório da usina. Em estudos do planejamento da

operação de curto prazo, no horizonte de um dia, a variação do nível do reservatório pode ser considerada constante devido a pouca variação de seu volume. Isto ocorre em usinas com grande capacidade de armazenamento. Em usinas a fio d'água, é admitida uma pequena variação na cota de montante devido às razões construtivas (SALMAZO, 1997, SOARES, OHISHI, 1995, SANTOS *et al.*, 2008), mesmo assim em muitos casos também considera-se constante a altura de montante neste tipo de usina (ARMY, 1985).

A influência do volume do reservatório pode ser comprovada na equação normalmente utilizada para a representação da cota do nível de montante mostrada abaixo:

$$h_i = a_0 + a_1 \times V_i + a_2 \times V_i^2 + a_3 \times V_i^3 + a_4 \times V_i^4 \quad 2.22$$

Sendo:

$a_{0,\dots,4}$  = Coeficientes do polinômio;

$V_i$  = Volume armazenado de água no reservatório no final do horizonte de estudo da usina  $i$  [ $m^3$ ];

$h_i$  = Nível do reservatório da usina  $i$  analisada [m];

Com o volume limitado pelos seus valores mínimos e máximos:

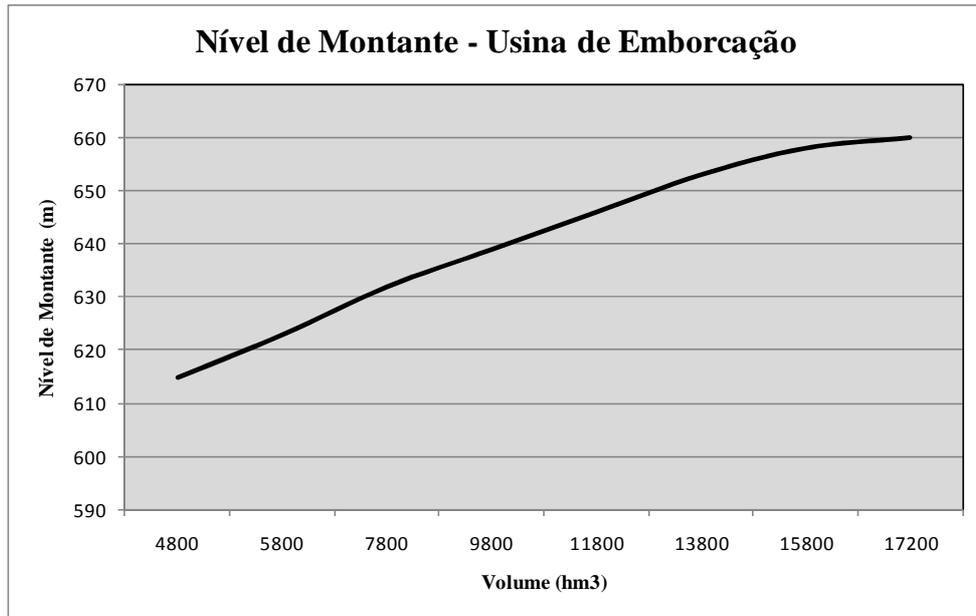
$$V_i^{\min} \leq V \leq V_i^{\max} \quad 2.23$$

Sendo:

$V_i^{\min}$  = Volume mínimo permitido no reservatório da usina  $i$  [ $hm^3$ ];

$V_i^{\max}$  = Volume máximo permitido no reservatório da usina  $i$  [ $hm^3$ ].

Assim, a cota do nível de montante do reservatório é representada por um polinômio não linear do 4º grau. De acordo com CICOGNA (2003), a obtenção destes polinômios é feita a partir de estudos topográficos da região alagada pela barragem da usina. Na figura 2.21 abaixo está mostrada o gráfico *Nível de montante X Volume do reservatório* da usina de Emborcação.



**Figura 2.21** – Variação do nível de montante da usina de Emborcação (CICOGNA, 2003).

Outro método para se representar o volume na expressão é definido como uma média dos valores do volume no intervalo de estudo do planejamento, como pode ser visto abaixo (RODRIGUES, 2003):

$$V = \frac{V_{i,ini} + V_{i,fi}}{2} \tag{2.24}$$

Com:

$V_{i,ini}$  = Volume do reservatório da usina  $i$  no início do período de estudo [ $\text{hm}^3$ ];

$V_{i,fi}$  = Volume do reservatório da usina  $i$  no final do período de estudo [ $\text{hm}^3$ ].

Um método alternativo de representação do reservatório é apresentado em TUFEGDZIC, HYSLOP (1997), onde dois polinômios, também de 4º grau, podem ser utilizados para a representação do mesmo. Um primeiro polinômio representa a parte mais baixa da região do reservatório e um outro polinômio representa a parte mais alta do reservatório. Uma exemplificação deste método é mostrada na figura 2.22 a seguir.

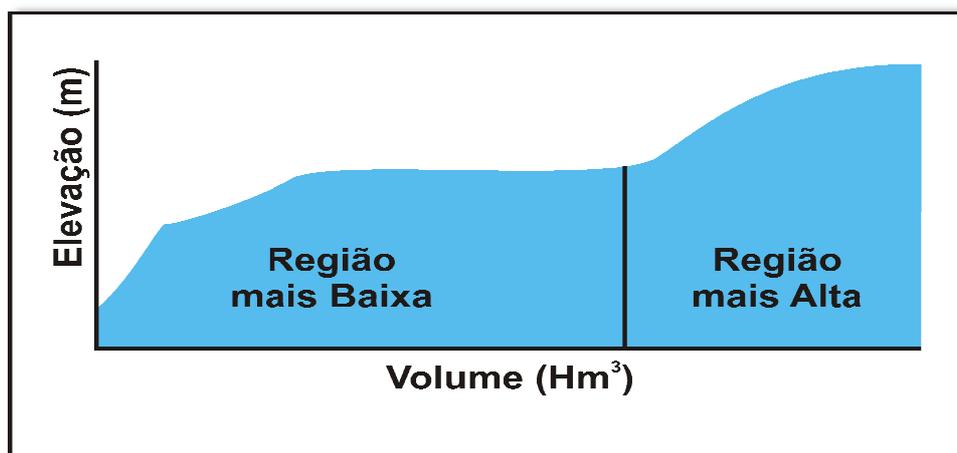


Figura 2.22 – Método de representação de reservatórios (TUFEGDZIC, HYSLOP, 1997).

### 2.6.2 – PERDAS NO NÍVEL DO CANAL DE FUGA

O nível do canal de fuga de uma usina hidrelétrica pode variar sob diversos aspectos, assim o comportamento do canal de fuga varia diferentemente em cada usina hidrelétrica. O nível do canal de fuga pode variar devido à sua própria descarga, isto é, quando a vazão defluente (turbinada mais vertida) eleva-se, o nível do canal de fuga também se leva. Isto é chamado de *efeito de afogamento do canal de fuga*. Este efeito pode ser mais evidente em certas usinas do que em outras. Este diferenciamento ocorre devido à localização do vertedouro em relação à casa de máquinas, quando o vertedouro localiza-se próximo à casa de máquinas (e logicamente à vazão turbinada) esse efeito é mais forte do que em outros empreendimentos. Em usinas a fio d'água, caso estudado nesta dissertação, o nível de jusante pode ser considerado constante (ARMY, 1985).

O nível do canal de fuga também pode ser influenciado pelo nível do reservatório da usina à jusante da usina. Este é o chamado *efeito remanso*. Ele ocorre devido à dificuldade do escoamento da vazão defluente da usina em estudo devido à acumulação excessiva de água no reservatório à jusante. Este efeito é observado, como relatado em SILVA (2003), nas usinas de São Simão e Ilha Solteira. Neste caso, quanto mais cheio o reservatório em Ilha Solteira maior o efeito remanso em São Simão. Neste caso, a elevação do nível do canal de fuga em São Simão fica em função da defluência e do conseqüente nível do reservatório de Ilha Solteira. Assim, é de suma importância a coordenação da operação entre os operadores das duas usinas para evitar o mau aproveitamento dos recursos hídricos.

O efeito de remanso também é observado na usina de Itaipu, mas neste caso ele é determinado pela vazão do rio Iguaçu, que desemboca no rio Paraná, rio este que abriga a usina de Itaipu. Como mostrado em ARCE (1999), quanto maior a vazão do rio Iguaçu maior será o nível do canal de fuga em Itaipu. Tanto as curvas de Itaipu como as da relação São Simão-Ilha Solteira e de qualquer outra usina em estudo podem ser representadas por polinômios não lineares.

Outra observação importante sobre do nível do canal de fuga é em relação aos diferentes tipos de turbina que podem ser utilizadas em uma usina hidrelétrica. Nas turbinas de reação, que é exigido que fiquem abaixo do nível do rio, ou seja, funciona com o canal de fuga afogado, pode ser necessária em alguns empreendimentos a instalação de chaminés de equilíbrio para se evitar o fenômeno do golpe de aríete e de oscilações de massa (SOUSA, 1983).

O cálculo da energia perdida pela elevação do nível do canal de fuga pode ser feito pela seguinte expressão:

$$P_{iucf} = (h_{cf}(q_u) - h_{cf}(q_{u_{ref}})) \times q_u \times g \times \eta_t \times \eta_g \times \rho \times 10^{-6} \quad 2.25$$

$$P_{icf} = \sum_{u=1}^N P_{iucf} \quad 2.26$$

Onde:

$P_{iucf}$  = Perda no canal de fuga ocorrida na unidade  $u$  da usina  $i$  [MW];

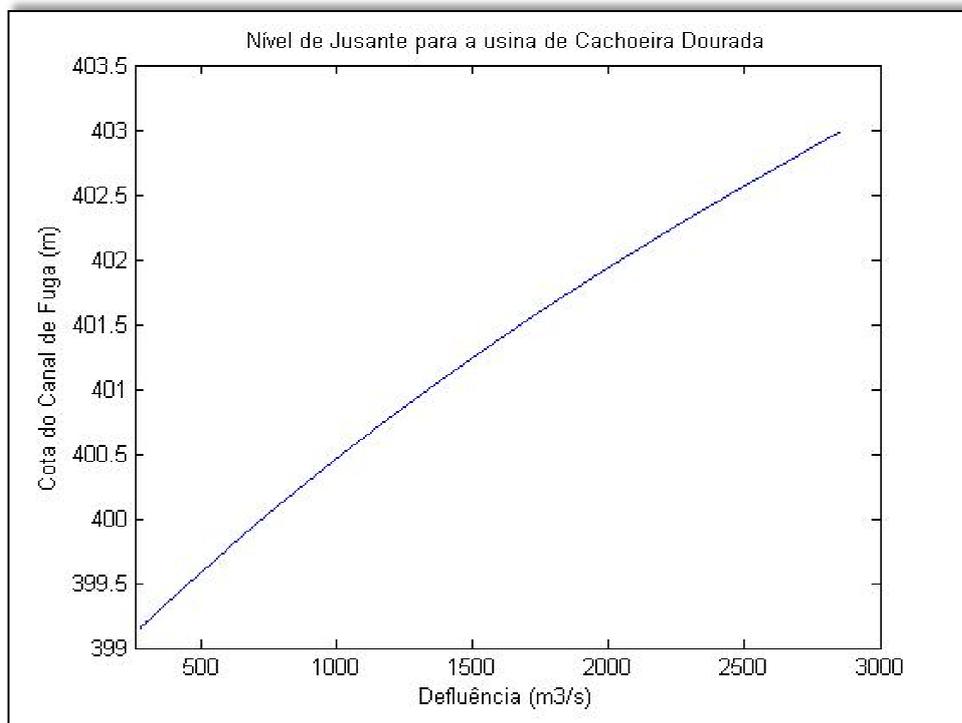
$P_{icf}$  = Perda no canal de fuga ocorrida na usina  $i$  [MW];

$h_{cf}(q_u)$  = Altura do canal de fuga na operação atual [m];

$h_{cf}(q_{u_{ref}})$  = Altura do canal de fuga na vazão de referência [m];

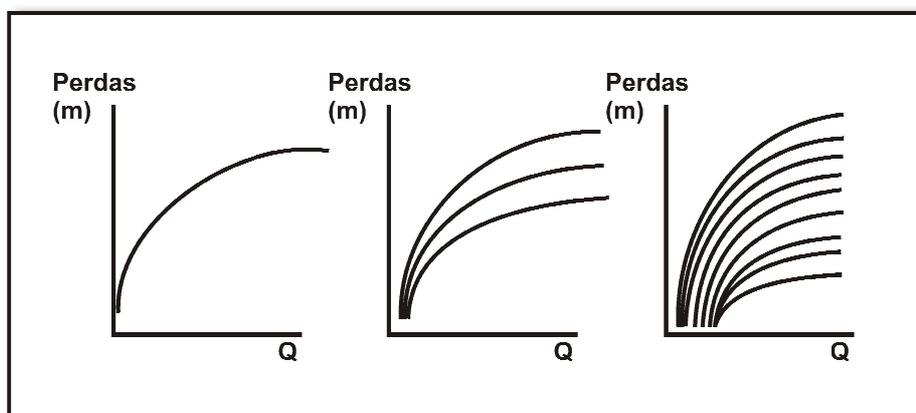
$N$  = total de unidades geradoras da usina  $i$ .

A representação da elevação do nível do canal de fuga devido ao aumento da defluência na Usina de Cachoeira Dourada é mostrada na figura 2.23 a seguir:



**Figura 2.23**– Variação do nível de jusante da usina de Cachoeira Dourada.

Uma outra formulação das perdas devido à elevação do nível do canal de fuga é encontrada em TUFEGDZIC *et al.* (1996) onde as elevações do nível do canal de fuga podem ser representadas por uma, três ou nove curvas por esquema, dependendo da presença de usinas paralelas e/ou efeitos de reservatórios à jusante, como pode ser observado a seguir.



**Figura 2.24**– Diferentes tipos de representação de perdas no canal de fuga (TUFEGDZIC *et al.*, 1996).

### 2.6.3 – PERDAS HIDRÁULICAS

Como já relatado em tópico anterior, as perdas hidráulicas causam a diminuição da altura de queda do reservatório como pode ser visto na expressão 2.11. Analisando a expressão 2.16, há de se supor que esta diminuição causará também a diminuição na potência gerada pela usina.

Na expressão 2.12 pode-se ver que o cálculo das perdas pode ser representado por 3 tipos de expressões e a que será utilizada nesta dissertação é em função da vazão turbinada pela usina, sendo  $k$  um valor positivo. Exemplos de valores de  $k$  em usinas brasileiras podem ser vistas abaixo:

**TABELA 2.1 – VALORES DE  $K$  PARA DIFERENTES USINAS**

USINA	VALORES – $K$ ( $s^2/m^5$ )
Foz de Areia	$2.229 \times 10^{-5}$
Segredo	$1.83 \times 10^{-5}$
Capivari	0.01875

Fonte: SALMAZO (1997)

O cálculo das perdas hidráulicas na usina é dado pela seguinte expressão:

$$P_{iuph} = k \times \left( (q_u)^2 - (q_{uref})^2 \right) \times q_u \times g \times \eta_t \times \eta_g \times \rho \times 10^{-6} \quad 2.27$$

$$P_{iph} = \sum_{u=1}^N P_{iuph} \quad 2.28$$

Sendo:

$P_{iuph}$  = Perdas hidráulicas ocorridas na unidade  $u$  da usina  $i$  [MW];

$P_{iph}$  = Perdas hidráulicas ocorridas na usina  $i$  [MW];

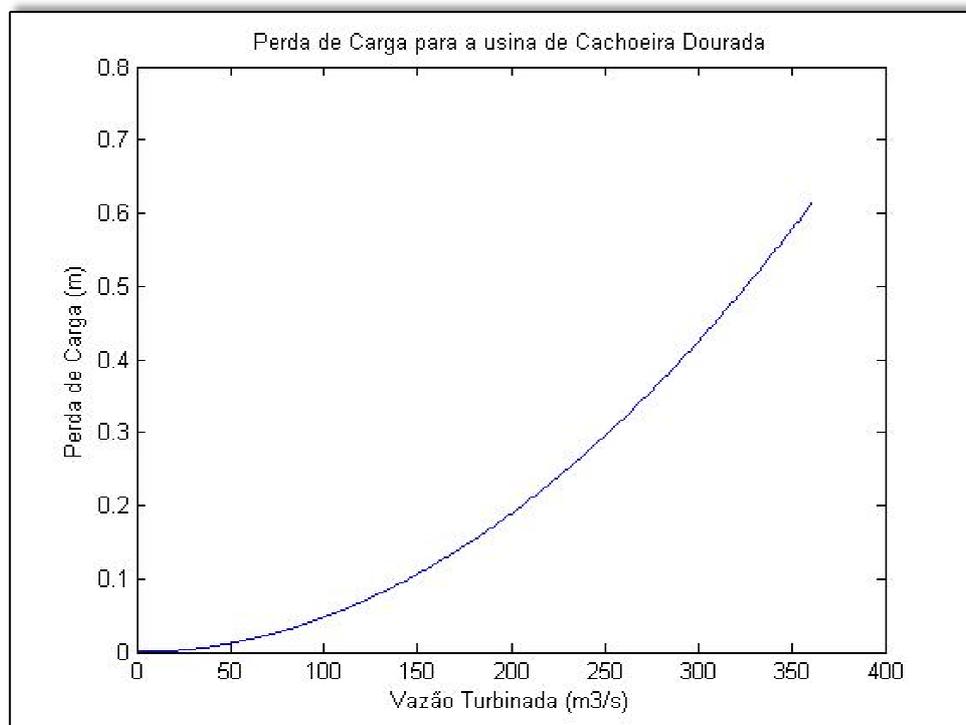
$k$  = Constante de perdas hidráulicas referentes à usina  $i$ ;

$q_u$  = Vazão no ponto de operação atual [ $m^3/s$ ];

$$q_{u_{ref}} = \text{Vazão no ponto de referência [m}^3/\text{s]}.$$

As perdas hidráulicas estão associadas com a fricção da água na parede da tubulação, no túnel, espiral e no bico da turbina (SANTOS et al., 2008, ALLEY, 1977). Uma análise mecânica das perdas encontradas em uma usina hidrelétrica pode ser encontrada em maiores detalhes em CREAGER (1950) e WEI *et al.* (1996).

De acordo com o estudo desenvolvido por KELMAN *et al.* (2005), no Sistema Elétrico brasileiro as perdas hidráulicas correspondem 0,5 GW Médios de potência do total gerado por todos os sistemas (Sudeste, Sul, Nordeste e Norte) do Brasil. Também de acordo com BRETON *et al.* (2004), as perdas hidráulicas podem corresponder a mais do que 5% da energia gerada em um estudo realizado em cinco plantas hidrelétricas, chegando à conclusão que negligenciar este tipo de perdas pode levar a implementação de decisões sub-ótimas, operar em regiões proibidas da turbina e chegar à soluções não viáveis, ou seja, com a demanda não atendida. Estes dois estudos enfatizam a importância da adoção das perdas hidráulicas no cálculo de perda em uma usina hidrelétrica. O gráfico apresentando as perdas hidráulicas na Usina de Cachoeira Dourada é mostrado abaixo:



**Figura 2.25**– Perdas hidráulicas da usina de Cachoeira Dourada.

Como pode ser visto no gráfico anterior, com o aumento da potência de saída e da vazão turbinada, há um aumento das perdas hidráulicas devido ao maior turbinamento nos condutos forçados. Assim, para se alcançar um determinado nível de geração uma maior quantidade de volume de água terá que ser utilizado.

#### **2.6.4 – PERDAS DEVIDO À VARIAÇÃO DO RENDIMENTO DA TURBINA**

A turbina hidráulica possui uma variação expressiva de rendimento na sua faixa de operação permissível, sendo o fator chave na geração de energia em sistemas hidrelétricos (SOARES, SALMAZO, 1997), dependendo da variação dos valores de altura líquida e de vazão turbinada. Um exemplo desta variação foi apresentado na figura 2.16, relativo a uma turbina do tipo Francis.

Como já foi visto na seção referente às turbinas, mantendo-se constante a altura de queda líquida e variando-se paulatinamente a vazão turbinada desde um valor baixo, representado pelo ponto **A** até o seu valor máximo **C**, ultrapassando entre estes dois pontos pelo ponto **B**, ponto este de maior rendimento da turbina, pode-se observar que percorrendo estes três pontos a variação de rendimento da turbina é muito sensível à variação das variáveis que a controlam, no caso a altura de queda líquida e a vazão turbinada. A mesma variação de rendimento também pode ser observada se mantida constante a vazão turbinada e for verificada a variação da queda líquida.

Operar no ponto **B** é o ideal, porque este é o ponto com menor desperdício de água, pois será gerada maior quantidade de potência por unidade de vazão turbinada.

Levando-se em consideração os conceitos apresentados em ARCE (2006), este é um ponto importante no levantamento das perdas na usina estudada. Sendo esta a área de maior rendimento da usina e de maior aproveitamento hídrico, essa área será considerada o ponto referencial de vazão no cálculo de perdas na usina hidrelétrica. Ou seja, o ponto de vazão referencial  $q_{uref}$  relacionado ao ponto **B**, será utilizado como referência nos cálculos de perdas hidráulicas, na variação do canal de fuga e na variação do rendimento da turbina.

Neste caso, o cálculo das perdas na variação do rendimento da turbina é dado pela expressão:

$$P_{iutu} = (\eta_i(q_{uref}) - \eta_i(q)) \times \eta_g \times g \times q_u \times h_l \times \rho \times 10^{-6} \quad 2.29$$

$$P_{iu} = \sum_{u=1}^N P_{iutu} \quad 2.30$$

Sendo:

$P_{iutu}$  = Perdas devido à variação no rendimento da turbina na unidade  $u$  da usina  $i$  [MW];

$P_{iu}$  = Perdas devido à variação no rendimento da turbina na usina  $i$  [MW];

$\eta_i(q_{uref})$  = Rendimento da unidade geradora  $u$  no ponto de referência;

$\eta_i(q)$  = Rendimento da unidade geradora  $u$  no atual ponto de operação.

Como pode ser visto pela expressão, operando-se fora do ponto **B** a usina gerará menos potência e o valor das perdas na variação do rendimento será relativa à diferença ao ponto **B**.

### 2.6.5 – OBTENÇÃO DAS CURVAS DE PERDAS DA USINA DE CACHOEIRA DOURADA

A usina hidrelétrica de Cachoeira Dourada é uma usina à fio-d'água, ou seja, não há acumulação de água em seu reservatório, sendo obrigada a gerar energia ou verter a água que chega à sua barragem. Sendo uma usina muito antiga, com inauguração em 1958, foram realizadas uma série de melhorias e obras de aumento de capacidade da central de geração. Assim, em uma mesma usina há vários tipos de turbinas, com diferentes capacidades de geração, como pode ser visto na tabela abaixo:

**TABELA 2.2 – CARACTERÍSTICAS DA USINA DE CACHOEIRA DOURADA**

	Primeira Etapa		Segunda Etapa			Terceira Etapa			Quarta Etapa	
	Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3	Unidade 4	Unidade 5	Unidade 6	Unidade 7	Unidade 8	Unidade 9	Unidade 10
<b>Entrada em Operação</b>	1958	1959	1968	1968	1972	1976	1977	1976	1993	1994
<b>Turbinas</b>										
<b>Tipo</b>	Kaplan	Kaplan	Kaplan	Kaplan	Kaplan	Francis	Francis	Francis	Kaplan	Kaplan
<b>Disposição</b>	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical
<b>Velocidade Nominal (rpm)</b>	150	150	128,1	128,1	128,1	81,8	81,8	81,8	102,8	102,8
<b>Vazão Absorvida (m<sup>3</sup>/s)</b>	88	88	183	183	183	306	306	306	360	360
<b>Geradores</b>										
<b>Tensão Nominal (kV)</b>	11,5	11,5	13,8	13,8	13,8	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
<b>Potência Nominal (MVA)</b>	17	17	54	54	54	84	84	84	105	105

Fonte: ENDESA GERAÇÃO (2009).

Como pode ser observado na tabela acima, a usina possui 4 conjuntos de geração com as mesmas características entre si e a máquina 3, que pertencia anteriormente à etapa 2, mas passou por melhorias recentes e se distanciou um pouco das características deste grupo e forma um grupo único.

Neste ponto encontra-se a principal contribuição desta dissertação: o despacho de geração e de máquinas com conjuntos turbina-gerador com características diferentes. Diferentemente de como é observado em outros trabalhos que tratam do mesmo tema, não é possível a simples divisão igualitária da carga entre todas as máquinas, pois assim não seriam alcançados a minimização das perdas e o perfeito despacho de máquinas e geração. Isso só poderá ocorrer entre as máquinas do mesmo grupo, com as mesmas características.

Como a Usina de Cachoeira Dourada não possui um conjunto de dados robustos sobre a sua operação diária, o procedimento adotado por ARCE (1999, 2006) para o cálculo das perdas em uma usina hidrelétrica sofreu algumas alterações na aplicação nesta usina, mas sem perder o objetivo original. Além disso, diferentemente do relatado nestes dois trabalhos, que para o cálculo das perdas apenas aumenta-se o número de unidades e realiza-se o cálculo das perdas, nesta dissertação é necessário realizar o cálculo de perdas para cada tipo de conjunto gerador. O procedimento apresentado a seguir é repetido da mesma forma em todos os grupos geradores:

**PASSO 1** – A partir dos dados de entrada (potência, vazão e rendimento), obter as relações entre *potência x rendimento* e *potencia x vazão*, com seus respectivos polinômios;

**PASSO 2** – Para pontos de potência de interesse, determinar com os polinômios obtidos no passo 1, as vazões necessárias e os rendimentos obtidos;

**PASSO 3** - Entrada dos valores necessários para o cálculo de perda e rendimento: altura bruta, variável de perda hidráulica  $k$ , constante de aceleração da gravidade  $g$  e peso específico da água  $\rho$ ;

**PASSO 4** – Com as vazões determinadas, calcular as perdas hidráulicas e altura líquida de acordo com as fórmulas 2.12 e 2.11 respectivamente;

**PASSO 5** - Geração da curva de rendimento e da curva colina;

**PASSO 6** - Determinação das perdas no grupo gerador de acordo com as fórmulas 2.22, 2.25, 2.27 e 2.29, em um processo iterativo percorrendo toda a extensão de valores de rendimento, vazão e altura;

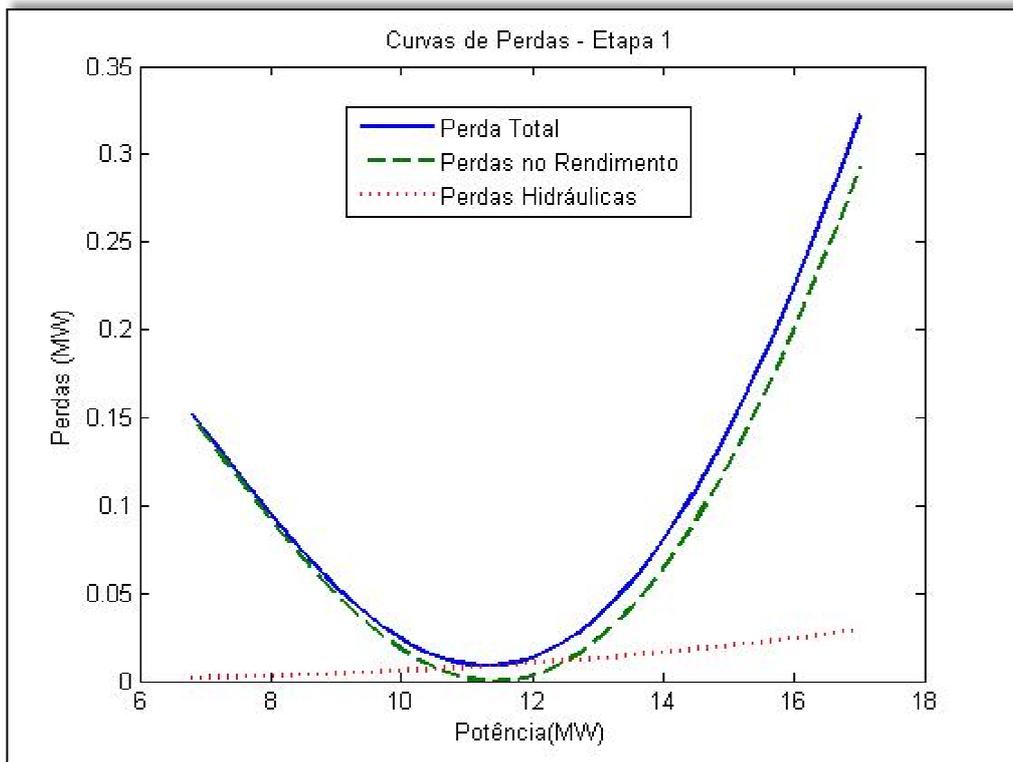
**PASSO 7** – Geração das curvas de perdas;

**PASSO 8** – Determinação do polinômio que irá representar as perdas calculadas em função de potência gerada.

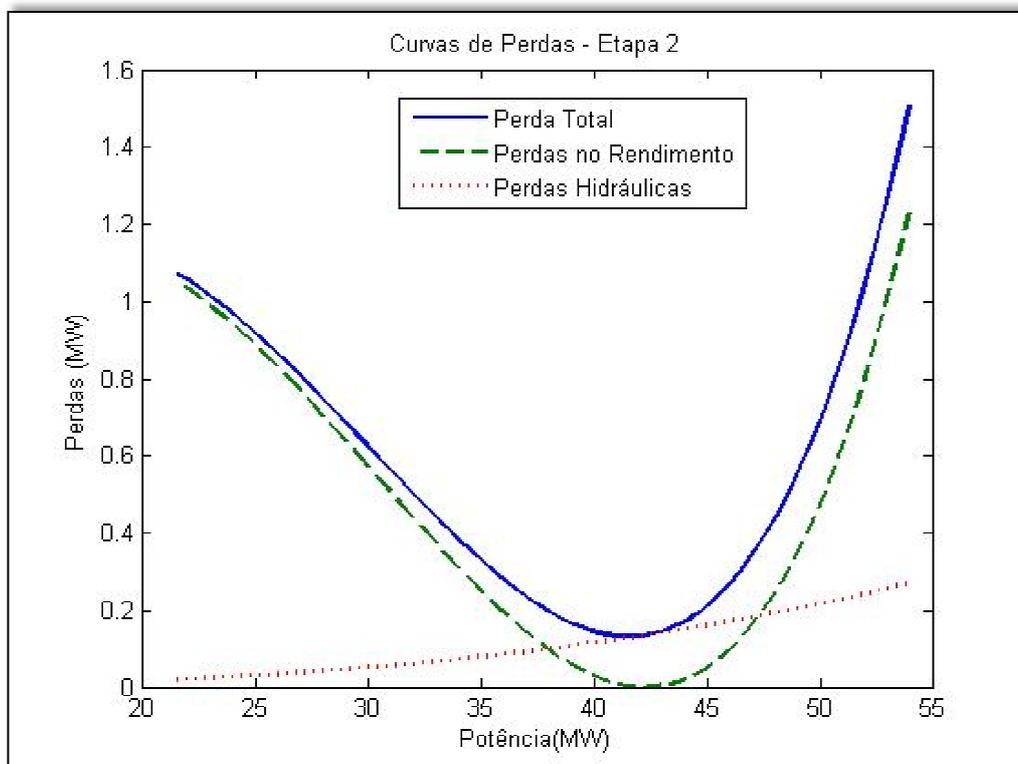
A usina de Cachoeira Dourada possui algumas especificidades que a diferenciam das outras usinas analisadas utilizando o cálculo de perdas. Por ser uma usina à fio-d'água, o seu nível de reservatório é considerado constante (altura bruta de 32 metros), não variando ao longo do dia, portanto não há perdas devido à variação do nível de reservatório.

Além disso, não foram consideradas as perdas devido à variação do canal de fuga, pois devido a informações disponibilizadas pela equipe de operação da usina, não há variação do canal de fuga durante a operação da usina no horizonte de estudo. Assim, para o cálculo das perdas foram consideradas as perdas devido à variação do rendimento e perdas hidráulicas.

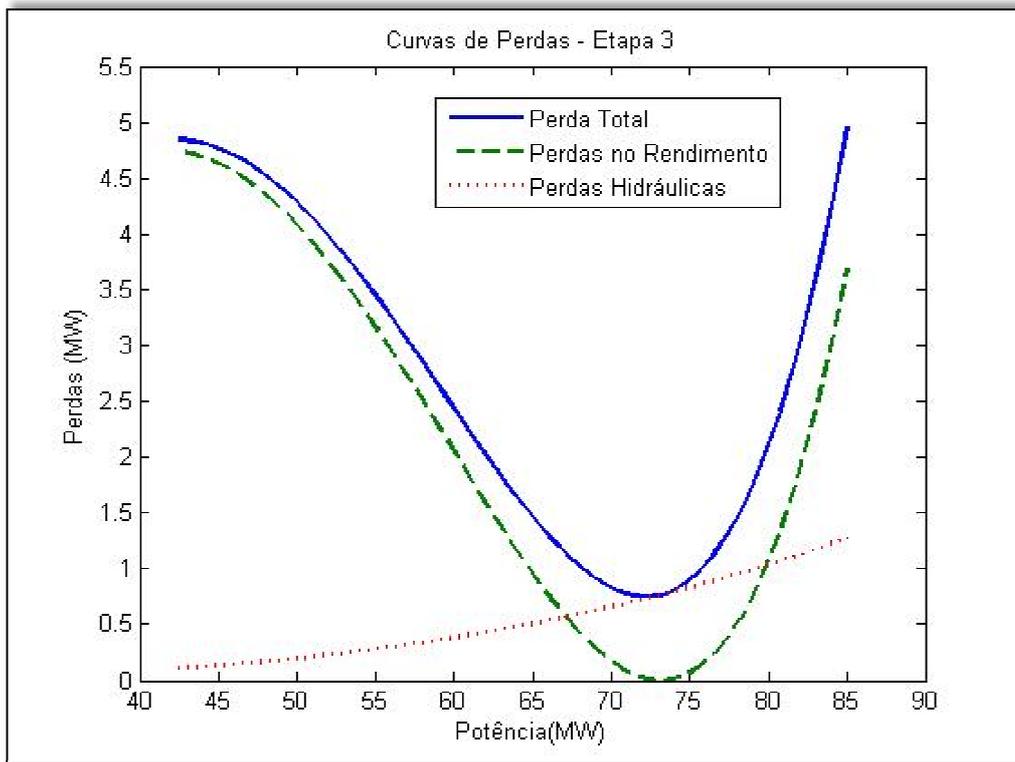
As curvas geradas de perdas pelo algoritmo proposto são apresentadas nas figuras 2.26 a 2.30:



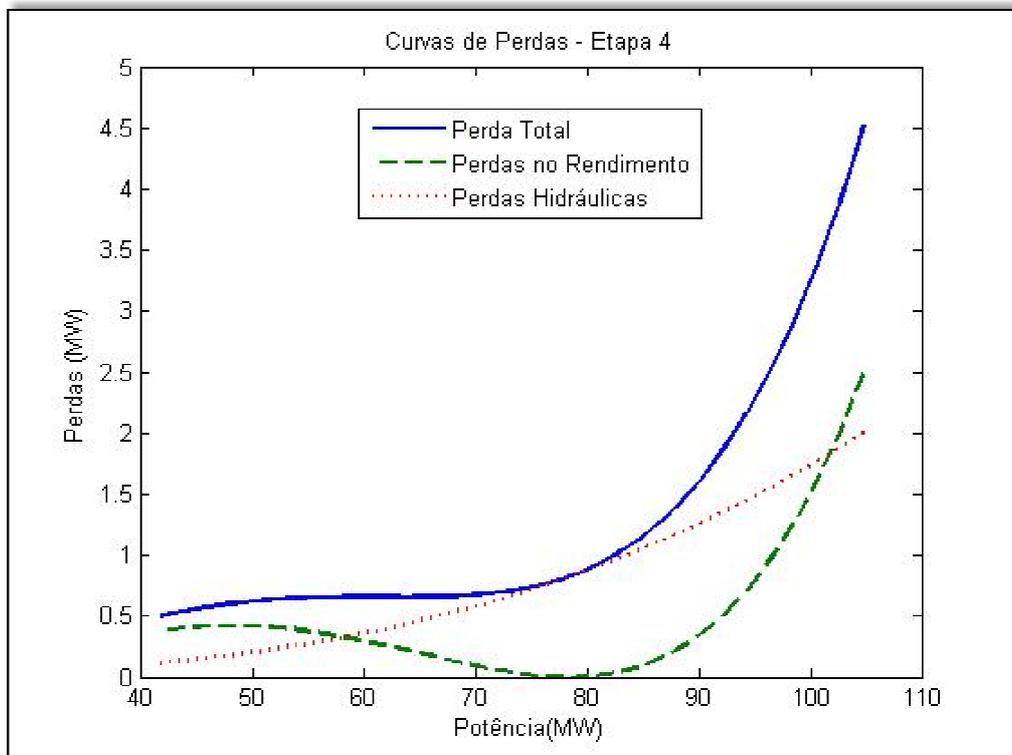
**Figura 2.26** – Curvas de Perdas da Etapa 1 - Cachoeira Dourada (FALCÃO *et al.*, 2008).



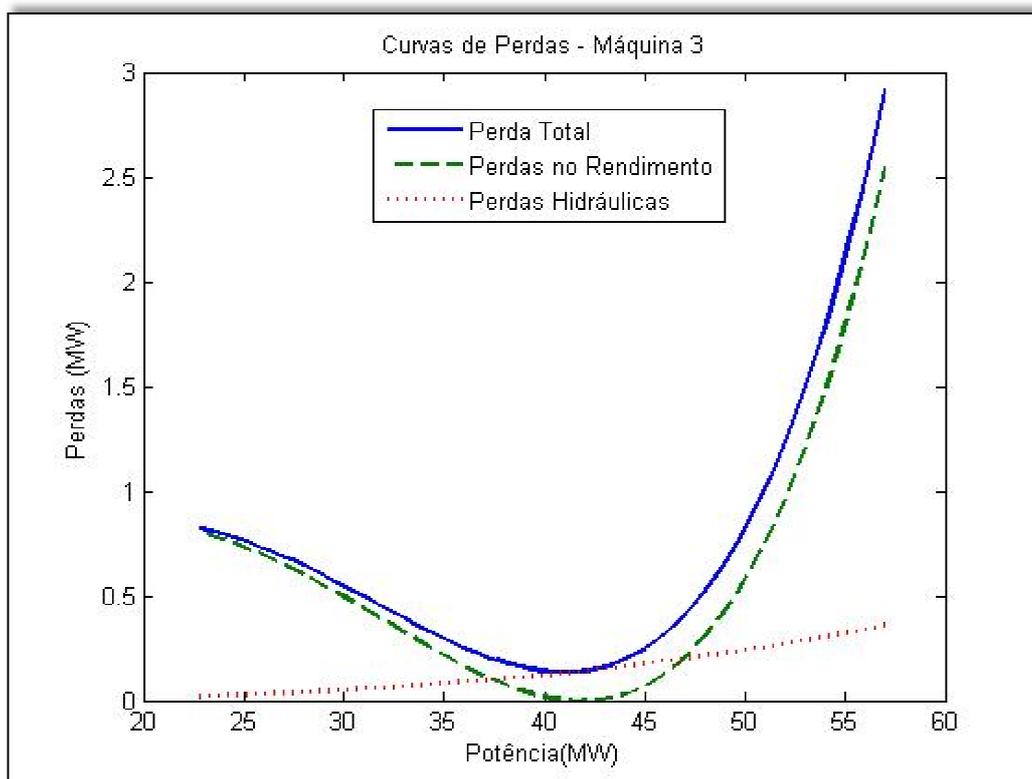
**Figura 2.27** – Curvas de Perdas da Etapa 2 - Cachoeira Dourada (FALCÃO *et al.*, 2008).



**Figura 2.28** – Curvas de Perdas da Etapa 3 - Cachoeira Dourada (FALCÃO *et al.*, 2008).



**Figura 2.29** – Curvas de Perdas da Etapa 4 - Cachoeira Dourada (FALCÃO *et al.*, 2008).



**Figura 2.30**– Curvas de Perdas da Máquina 3- Cachoeira Dourada (FALCÃO *et al.*, 2008).

Como pode ser visto nos gráficos acima, as perdas hidráulicas possuem seus menores valores em potências baixas. Já as perdas no rendimento das turbinas (que representam o principal fator em relação às perdas na usina), as menores perdas ocorrem em potências mais altas, próximas aos pontos de maior eficiência da turbina. Aqui é posto o dilema da programação da operação tendo como parâmetro as curvas de perdas: de acordo com a altura líquida e as perdas nos condutos forçados a melhor opção seria operar com baixa vazão. Entretanto, o ponto de máxima eficiência da turbina encontra-se mais próximo da vazão máxima de descarga (SANTOS, OHISHI, 2004).

Como pode ser observado pelas curvas de perdas apresentadas acima, os formatos das curvas de perdas totais não apresentam, em todos os tipos de grupos geradores, uma aparência de uma parábola, formato este apresentado em outros trabalhos que discorrem sobre este mesmo tema. Nos grupos geradores das Etapas 3 e 4, as formas das curvas diferem do padrão apresentado. Assim, para a melhor representação das curvas de perdas foram utilizados polinômios de sexto grau.

## 2.7 – CUSTOS DE PARTIDAS E PARADAS EM UMA USINA HIDRELÉTRICA

Um dos objetivos básicos do planejamento da operação, principalmente em mercados descentralizados e competitivos de energia, é a otimização dos recursos que a empresa possui, e em empresas do setor elétrico isto é um ponto muito importante devido ao não grande volume de recursos financeiros voltados ao melhoramento da operação (ONATE, RAMIREZ, 2005).

No setor de geração de energia, tanto em usinas termoeletricas quanto em usinas hidrelétricas, um dos tópicos que contribuem para o melhor manuseio dos recursos (naturais ou físicos) disponíveis em cada tipo de planta é a correta e otimizada programação de partidas e paradas das unidades geradoras que compõem a usina.

A primeira abordagem sobre este tema se deu no âmbito das usinas termoeletricas. Na construção da função objetivo do problema de minimização dos custos operativos deste tipo de usinas no *Unit Commitment* (que será abordado mais à frente), os custos de partida e parada estão explicitados como mostrado abaixo:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S \{C_s(q_{st}) + SUC_{st} + SDC_{st}\} \quad 2.31$$

Onde:

T = Número de períodos da análise;

S = Quantidade de unidades térmicas no estudo;

$C_s(q_{st})$  = Função do custo do combustível na usina termoeletrica, que possui a seguinte fórmula:

$$C_s(q_{st}) = A + B \times q_{st} + C \times q_{st}^2 \quad 2.32$$

Onde A, B e C são os coeficientes constantes que descrevem o comportamento da função.

$SUC_{st}$  = Custo de partida da unidade termoeletrica s no intervalo de tempo t;

$SDC_{st}$  = Custo de parada da unidade termoeletrica  $s$  no intervalo de tempo  $t$ .

Os custos de partida são expressos como uma função do número de horas que a unidade em questão está desligada, podendo ser uma função exponencial se a unidade está “fria” ou linear se a unidade está “quente”. Mas normalmente o custo de partida é delimitado por um custo fixo, assumindo valores diferentes se a unidade está “fria” ou “quente” (BAKIRTZIS *et al.*, 1994, SENJYU *et al.*, 2002, SWARUP, YAMASHIRO 2002, GANGULY *et al.*, 2004). Já os custos de parada são definidos como uma taxa fixa monetária para cada unidade que estará desligada (\$/Unidade) (KAZARLIS *et al.*, 1996).

Uma restrição existente em unidades termoeletricas é o tempo mínimo em que a unidade deverá estar ligada ou desligada ininterruptamente. Sendo assim, uma unidade deverá estar em um estado (ligada ou desligada) por um determinado número de horas para que seja possível colocá-la em um novo estado (desligada ou ligada). Diferentes tempos mínimos de estado das unidades termoeletricas podem ser encontrados, dependendo da potência, do combustível utilizado e do tipo da usina.

Percebendo a importância dos custos de partida e parada em unidades termoeletricas, NILSSON, SJELVGREN (1997a) em um trabalho pioneiro realizam uma pesquisa entre as maiores empresas geradoras de energia elétrica por meio de hidrelétricas para averiguar a importância destes custos nestes tipos de usinas.

As conclusões encontradas em relação aos principais custos associados à partida em uma usina hidrelétrica são listadas abaixo:

- Custos de perda de água durante a manutenção: Foi concluído que o aumento de partidas de máquinas hidráulicas diminui o tempo de vida dos enrolamentos das máquinas e devido a esta diminuição um maior número de manutenções terão que ser realizadas, e durante a manutenção a unidade não irá operar em seu modo natural atuando fora de seu ponto de projeto, com um conseqüente menor rendimento de suas unidades e um resultante desperdício de água.
- Custo de manutenção nos enrolamentos e equipamentos mecânicos: Como já foi relatado, o aumento de partidas irá diminuir a vida útil dos enrolamentos. Em 1997, ano

da pesquisa, este custo era US\$ 125 por partida. O mesmo ocorre com os equipamentos mecânicos, devido ao aumento de saídas forçadas devido ao mau funcionamento.

– Custo do mau funcionamento do equipamento de controle: Este custo é originado em razão dos custos de envio de equipes de trabalhadores à planta para reparar o equipamento (gastos de diária, deslocamento, etc.) e os custos relativos ao tempo que a unidade estará indisponível, já que neste momento não será possível gerar energia. De acordo com a pesquisa, a probabilidade média de mau funcionamento na partida é de cerca de 20%, podendo ser aumentada de acordo com a idade do equipamento ou até mesmo diminuída com investimentos em equipamentos mais confiáveis.

– Custo do desperdício de água durante a partida: O custo do desperdício de água ocorre porque devido à dinâmica das máquinas hidráulicas a sua partida é feita em três etapas: aceleração da velocidade zero até 90% da velocidade nominal; aceleração do ponto de 90% da velocidade nominal até a velocidade nominal e a respectiva conexão com a rede e a terceira etapa, correspondente ao aumento do fluxo na turbina até chegar ao ponto de operação (ponto de maior rendimento da turbina). Para que isso ocorra haverá desperdício de cerca de 11 vezes a vazão turbinada máxima durante o percurso destas três fases.

De acordo com a pesquisa realizada, não havia na época uma uniformização no tratamento de custos de partida nas usinas hidrelétricas no âmbito do planejamento da operação, mas chegou-se à média de US\$ 3/MW o custo estimado de partida nas empresas pesquisadas. No Brasil ainda não foi feita uma pesquisa deste porte no parque gerador e mesmo no meio acadêmico este assunto ainda não foi muito explorado.

Também em 1997 os mesmos autores formularam um modelo que incluiu os custos de partida na programação da operação. Para tal, foi incluída na função objetivo uma parcela relativa ao custo mencionado juntamente com o custo de intercâmbio de energia e o valor total da água armazenada no reservatório no final do período de planejamento. Para a solução do problema foi utilizada Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica, com resultados que mostram considerável diminuição de partidas (cerca de 43%) e pequeno aumento do valor da função objetivo em comparação com a implementação sem levar em consideração os custos de partida.

Em BAKKEN, BJORKVOLL (2002), foi proposto um modelo para o cálculo dos custos de partidas em uma usina hidrelétrica. Estes custos podem ser representados de duas formas: diretamente proporcional ao número de partidas ou em relação ao aumento do número de horas em operação da unidade, concluindo-se que os custos de partida aumentam com o número de horas em operação e que cada partida irá diminuir o tempo de vida restante da unidade.

# CAPÍTULO 3

## FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

### 3.1 - INTRODUÇÃO

Neste capítulo será apresentada a formulação do problema a ser tratado pelo algoritmo proposto por esta dissertação. Primeiramente será caracterizado o *Unit Commitment* e sua importância para o planejamento do curto prazo, bem como as características que diferenciam o tratamento do *Unit Commitment* em usinas hidroelétricas das outras fontes de geração de energia.

Após isso será apresentada a formulação matemática do problema a ser tratado na dissertação. Serão explicados detalhadamente cada componente da representação matemática do problema, bem como as restrições impostas.

### 3.2 – O UNIT COMMITMENT

A demanda total por energia elétrica varia segundo o pelo ciclo de atividades da população ao longo do dia. Para acompanhar tal demanda seria mais simples (e menos trabalhoso) deixar todas as máquinas das usinas do sistema, sejam elas de qualquer matriz, gerando energia na sua máxima capacidade e cobrir esta demanda em todo o período, obviamente com “sobras” de geração em boa parte do dia. Mas isso não seria do ponto de vista econômico e ambiental a escolha mais correta, pois os investimentos em energia elétrica, e principalmente em sistemas hidroelétricos, são altos e os recursos necessários para sua operação são limitados e demandam em grande quantidade. Assim, uma nova pergunta surge: Quantas unidades seriam necessárias e suficientes e quais seus níveis de geração para alcançar a demanda de energia durante todo o dia, sem desperdício de geração e minimizando o custo da operação?

Gerando-se a energia requerida com o menor número de máquinas possível, fatalmente a operação estará localizada próximo do pico de eficiência de todas as

máquinas ativas. Como relatado em WOOD *et al.* (1997) e SOUSA *et al.* (2007) em relação às usinas hidrelétricas, uma unidade gerando energia em seu maior ponto de eficiência irá utilizar menos água do que duas unidades compartilhando a geração desta mesma demanda. Logo, o objetivo do *Unit Commitment* é proporcionar a geração de energia em todos os intervalos de tempo no ponto mais próximo de máxima eficiência nas unidades geradoras, alcançando por conseguinte o objetivo de utilizar menos recursos naturais e maximizando os ganhos da empresa geradora. Uma boa análise da relação *Unit Commitment* e ganhos econômicos de uma empresa geradora pode ser visto em RICHTER (2001).

Uma diferença importante encontrada na programação da operação de energia, muitas vezes ignorada ou confundida, é a diferença entre o despacho econômico (“*economic dispatch*”) e o *Unit Commitment*. O problema a se tratado pelo despacho econômico assume que há  $n$  unidades já conectadas ao sistema (prontas para gerar). Assim, o objetivo principal é encontrar a política de operação ótima para estas  $n$  unidades, determinando seus níveis de geração, maximizando o lucro (ou minimizando as perdas) na geração de energia.

Por outro lado, o *Unit Commitment* é mais complexo. Neste caso, é assumido que existem  $N$  unidades disponíveis (aptas a gerarem energia) e há uma demanda de energia a ser suprida. Assim, o objetivo principal do *Unit Commitment* é determinar qual a melhor combinação de máquinas em cada intervalo de tempo, dado todo o conjunto de  $N$  máquinas disponíveis ( $n \subset N$ ), que irá satisfazer a demanda prevista com o objetivo de proporcionar um custo de operação mínimo, além de se determinar o nível de geração de cada uma delas, realizando assim o despacho de máquinas e geração.

Desta forma o problema de *Unit Commitment* em seu procedimento de solução, possui o problema de despacho econômico como um subproblema, sendo assim muito mais complexo. No *Unit Commitment* cada uma das possíveis combinações de máquinas tem que ser testada em cada intervalo de tempo para que o mínimo custo de operação seja alcançado e as restrições impostas sejam respeitadas. Estas restrições em conjunto com o objetivo apresentado formam o paradigma do *Unit Commitment*: suprir a demanda e ao mesmo tempo maximizar a segurança da operação (com a adequação da reserva operativa) e minimizar o custo, despachando as unidades geradoras mais econômicas (YAMIN, 2004).

Dentre as características encontradas na resolução do *Unit Commitment*, principalmente em relação às usinas hidrelétricas, que a dificultam estão:

- **INTEIRO MISTO** – Possui variáveis inteiras, na determinação de quantas e quais unidades serão despachadas em cada intervalo de tempo; e variáveis contínuas, na determinação dos níveis de geração de cada conjunto de máquinas;
- **NÃO LINEAR** – As curvas de produção de energia em usinas hidrelétricas e as curvas de perdas nas turbinas e geradores (no caso particular desta dissertação), que vão guiar a resolução do problema, possuem natureza não linear;
- **COMBINATÓRIO** – Para se chegar à melhor solução do problema terão que ser testadas todas as combinações possíveis para chegar àquela que minimize o custo (menores perdas) atendo às restrições impostas. O número máximo de combinações será gerado pela fórmula  $(2^N - 1)^M$ , sendo  $N$  o número máquinas e  $M$  o número de intervalos. Na hipótese de existência de 5 máquinas com características diferentes e 24 intervalos de tempo, seriam testadas  $6,2 \times 10^{35}$  possíveis combinações;
- **GRANDE PORTE** - Pois possui uma grande quantidade de possíveis soluções factíveis para se alcançar o objetivo, demandando tempo computacional considerável.

O estudo e aplicação do *Unit Commitment* começaram a ser tratados por volta dos anos 40. No início, métodos de lista prioritária de custos eram largamente utilizados. Estes métodos não possuíam um tratamento teórico forte e dependiam da intuição e da experiência dos operadores para o alcance da solução global ótima. Embora estes métodos fossem rápidos e precisassem de pouca memória computacional, eles raramente encontravam a solução global ótima (SENJYU, 2002).

Muitos métodos foram utilizados na tentativa de resolver o problema do *Unit Commitment* ao longo dos últimos 60 anos, com técnicas mais eficazes na resolução do problema em menor tempo e chegando a soluções globais ótimas em maior número de vezes.

Em relação ao Brasil, o sistema gerador de energia elétrica passou nos últimos anos por uma reestruturação com conseqüente desregulamentação do setor, passando para a possibilidade de acesso livre à rede de energia, alterando-se assim de um modelo

monopolista para um ambiente competitivo. Isso posto, grande parte das empresas componentes do setor elétrico brasileiro passaram a ter maior interesse na eficiência de suas unidades devido ao aumento da energia produzida e a busca de preços de energia gerada mais baixos para aumentar a competitividade da empresa (SOUSA *et al.*, 2007). O tratamento do *Unit Commitment* nas usinas brasileiras é um tema relativamente novo, com várias empresas ao longo dos últimos anos buscando uma modelagem mais real de suas unidades com a ajuda do meio acadêmico para o alcance de pontos de eficiência mais próximos do ótimo global.

Uma vez que a perfeita otimização do *Unit Commitment* pode reduzir em quantidade significativa os custos de produção, este é um importante ponto de otimização no planejamento da operação diária em sistemas de energia. De acordo com SENJYU (2002) os benefícios do *Unit Commitment* pode aproximadamente alcançar 1-2,5% de minimização de custos da produção, enquanto que os benefícios da utilização somente do despacho econômico alcançam somente 0,5-1,5%, tendo como base estudo realizado em plantas termoeletricas.

### **3.3 - O TRATAMENTO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS NO UNIT COMMITMENT**

A programação da operação diária de usinas hidrelétricas inicia-se com a aplicação da política de médio prazo para determinar a quantidade de água que terá que ser utilizada dos reservatórios para alcançar a energia pré-determinada diária, perfazendo assim metas de volume dos reservatórios ao final do período de estudo. Esta alocação de energia é realizada utilizando-se uma série de restrições como vazão e demanda programada realizando-se assim um link entre a programação de médio e curto prazo (WOOD *et al.*, 1997). Níveis de reservatório, vazão e meta de geração que são estabelecidos no planejamento de longo e médio prazo afetam os custos de uma empresa geradora, sendo necessário seguir uma perfeita prática da operação (SANTOS *et al.*, 2008).

O principal aspecto que diferencia o *Unit Commitment* de sistemas puramente hidrelétricos é a sua grande quantidade de restrições, além das mesmas serem fortemente não lineares. Além disso, grande parte dos aproveitamentos hidroelétricos de

geração de energia possui outros objetivos, tais como o controle de cheias, irrigação, recreação e controle ambiental, dificultando assim a sua programação. Outro ponto que aumenta a complexidade do problema é o acoplamento espacial e temporal observado entre usinas hidrelétricas situadas na mesma bacia hidrográfica, necessitando em muitos casos da modelagem do tempo de deslocamento de água entre os empreendimentos hidrelétricos.

Pela proximidade da programação da operação com o tempo real é importante que todas estas restrições sejam modeladas da melhor forma possível para assegurar a melhor operação hidráulica, diminuindo os riscos operacionais.

### 3.4 – FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

O objetivo da dissertação é realizar o despacho de máquinas e geração, o *Unit Commitment*, no âmbito da programação da operação, de uma usina hidrelétrica individualizada, definindo quais máquinas estarão ativas em cada intervalo de tempo e o nível de geração de cada uma delas, de acordo com as curvas de perdas dos conjuntos geradores atendendo a uma meta de geração diária determinado pelos estudos de longo, médio e curto prazo.

Historicamente, o primeiro estudo apresentado para a realização do despacho de máquinas e geração utilizando as curvas de perdas como função de desempenho foi realizado por SOARES, SALMAZO (1997). Neste trabalho, que serviu de base para uma série de estudos posteriores sobre o tema, executou-se o despacho de geração e de máquinas para três usinas componentes do sistema da COPEL. Neste artigo, também foram calculadas as perdas no sistema de transmissão.

Mais adiante foi proposto por ARCE (1999), uma técnica para execução do despacho de geração para a usina de Itaipu, composta por 18 conjuntos geradores considerados idênticos. Sua formulação matemática é mostrada abaixo:

$$\text{Min } \sum_{t=1}^T \{C_{i,p/p} \times |n^t - n^{t-1}| + C_{perdas} \times P_{nt}(d_t)\} \quad 3.1$$

Sujeito a:

$$n_i^t \in \mathbb{N} \quad \forall_{t,i} \quad 3.2$$

$$n_t^{min}(d_t) \leq n_i^t \leq n_t^{max}(d_t) \quad \forall_{t,i} \quad 3.3$$

Onde:

$n_i^t$ : Número de máquinas despachadas no intervalo de tempo  $t$  na usina  $i$ ;

$n_t^{min}$  e  $n_t^{max}$ : Número mínimo e máximo de máquinas capazes de atender à geração programada  $d_t$ ;

$P_{n^t}(d_t)$ : Função de perdas com  $n_i^t$  máquinas gerando  $d_t$  [MW];

$C_{i,p/p}$  e  $C_{perdas}$ : Custo unitário de partida/parada em [\$] e Custo associado às perdas na geração de energia [\$/MW];

$d^t$ : Demanda de energia a ser gerada pela usina em cada intervalo de tempo [MW];

$N$ : Conjunto de números naturais;

$T$ : Número de intervalos de tempo a serem analisados.

Neste caso com máquinas iguais possuindo as mesmas curvas de perdas, não são necessários cálculos sofisticados para se determinar o quanto que cada máquina irá gerar nos intervalos de tempo, pois o despacho ótimo será realizado com a divisão igualitária de potência entre as máquinas ativas, porque a derivada da curva de rendimento em relação à potência de geração é decrescente com o aumento de rendimento e crescente com a diminuição deste, o que implica em redução de rendimento do conjunto gerador quando se busca outra condição de operação que não seja a divisão igualitária de potência (RIBAS, 2002). Com esta configuração, o principal trabalho é determinar em cada intervalo de tempo qual o número de máquinas ativas será necessário para gerar a potência requerida, com mínimas perdas.

Com o surgimento de novas técnicas de otimização, o problema proposto foi maximizado. Agora é analisado um conjunto de usinas, também compostas por máquinas idênticas. Este trabalho foi realizado por ARCE (2006) e sua formulação é mostrada abaixo:

$$\text{Min } \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{usinas}} \{C_{i,p/p} \times |n_i^t - n_i^{t-1}| + C_{perdas} \times f_i(n_i^t, P_i^t)\} \quad 3.4$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^{N_{usinas}} P_{ji}^t = d^t \quad \forall_{t,i} \quad 3.5$$

$$\sum_{t=1}^T P_i^t = T \times m_i \quad \forall_i \quad 3.6$$

$$P_i^{min}(n_i^t) \leq P_i^t \leq P_i^{max}(n_i^t) \quad \forall_{t,i} \quad 3.7$$

$$n_i^{min}(P_i^t) \leq n_i^t \leq n_i^{max}(P_i^t) \quad \forall_{t,i} \quad 3.8$$

$$n_i^t \in \mathbb{N} \quad \forall_{t,i} \quad 3.9$$

Onde:

*Nusinas*: Número total de usinas hidrelétricas;

$C_{i,p/p}$  e  $C_{perdas}$ : Custo unitário de partida/parada em [\$] e Custo associado às perdas na geração de energia [\$/MW];

$n_i^t$ : Número de unidades geradoras ativas na usina  $i$  no intervalo de tempo  $t$ ;

$P_i^t$ : Potência gerada pela usina  $i$  durante o intervalo de tempo  $t$  [MW];

$f_j(\cdot)$ : Função de perdas associado à usina  $i$  [MW];

$m_i$ : Meta energética da usina hidrelétrica  $i$  analisada [MWMédio];

$P_i^{min}$ : Potência mínima relacionada à usina  $i$  [MW];

$P_i^{max}$ : Potência máxima relacionada à usina  $i$  [MW].

O objetivo principal é o mesmo da formulação anterior, só que neste momento possuímos uma meta energética por usina e o conjunto de usinas analisado deverá suprir uma demanda pré-estabelecida. Neste caso, é determinada a quantidade de energia que cada usina irá gerar para após isso dividir a carga entre suas máquinas.

Nestes dois casos apresentados ocorreu uma simplificação importante sobre o tema proposto: a consideração de máquinas idênticas. Em algumas usinas este conceito pode ser utilizado, principalmente naquelas construídas mais recentemente e que

possuem conjuntos geradores iguais. Mas em muitos outros casos isso não pode ser feito. Em usinas mais antigas, onde foram realizadas modernizações e alteração de sua potência total com a inclusão de novos conjuntos geradores, a consideração de máquinas diferentes é importante para a perfeita representação da usina e despacho de geração de forma ótima. Neste caso a divisão igualitária de potência não seria possível, pois algumas unidades poderiam ter capacidade máxima menor que a divisão proposta. Assim, os níveis de geração de cada uma das máquinas serão determinados em função de suas curvas de perdas. Logo, respeitando os limites operacionais das máquinas, conjuntos geradores com menores níveis de perdas gerarão mais energia. A formulação matemática para esta configuração é mostrada a seguir:

$$\text{Min } \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{Nmaq} \{C_{perdas} \times f_j(maq_j^t, P_j^t)\} \quad 3.10$$

Onde:

$Nmaq$ : Número total de máquinas da usina;

$j$ : Índice das máquinas, de 1 a  $Nmaq$ , onde cada número representa uma das máquinas da usina;

$C_{perdas}$ : Custo associado às perdas na geração de energia [\$/MW];

$P_j^t$ : Potência gerada pela máquina  $j$  durante o intervalo de tempo  $t$  [MW];

$maq_j^t$ : Máquina ativa  $j$  da usina  $i$ , gerando energia no intervalo de tempo  $t$ ;

$f_j(maq_j^t, P_j^t)$ : Função de perdas associado à máquina  $j$ , no nível de geração  $P_j^t$  no intervalo  $t$ . Cada máquina da usina terá uma função de perdas diferente de outra com características diferentes [MW];

Como visto, a programação da operação possui uma série de restrições energéticas e operacionais. São elas:

$$\sum_{j=1}^{Nmaq} P_j^t = d^t \quad \forall_{t,j} \quad 3.11$$

$$\sum_{t=1}^T P_j^t = T \times m_i \quad \forall_{t,j} \quad 3.12$$

$$P_j^{min} \leq P_j^t \leq P_j^{max} \quad \forall_{t,j} \quad 3.13$$

$$N_{maq} \in \mathbb{N} \quad \forall_{t,j} \quad 3.14$$

Onde:

$d^t$ : Demanda de energia a ser gerada pela usina nos intervalos de tempo [MW];

$m_i$ : Meta energética da usina hidrelétrica  $i$  analisada [MWMédio];

$P_j^{min}$ : Potência mínima relacionada à máquina  $j$  da usina  $i$  [MW];

$P_j^{max}$ : Potência máxima relacionada à máquina  $j$  da usina  $i$  [MW].

A equação **3.10** estabelece a função objetivo do problema, ou seja, o objetivo da programação da operação é minimizar os custos associados às perdas em todos os intervalos de tempo levando em consideração as funções de perdas de cada uma das máquinas da usina.

A equação **3.11** determina que a soma das potências geradas em cada uma das máquinas da usina tem de ser igual a demanda  $d^t$  naquele intervalo de tempo  $t$ .

A equação **3.12** determina que a soma da geração da usina durante todo o intervalo de tempo  $T$  terá que ser igual a meta de geração  $m_i$  estabelecida.

A equação **3.13** define que em cada intervalo de tempo a geração de cada máquina  $j$  da usina  $i$  deve estar situada entre seus limites operacionais mínimo e máximo evitando-se problemas como a cavitação.

A formulação do problema da programação diária da operação de uma usina hidrelétrica apresenta nas equações **3.10 – 3.14** uma função objetivo não linear com variáveis inteiras e contínuas, caracterizando um problema de natureza combinatória e de grande porte, sendo necessário a utilização de técnicas especiais para a determinação da solução ótima. No próximo capítulo serão apresentadas as técnicas utilizadas para solução deste problema: o Algoritmo Genético e a Programação Não Linear.

# CAPÍTULO 4

## ALGORITMOS GENÉTICOS E PROGRAMAÇÃO NÃO LINEAR

### 4.1 – INTRODUÇÃO

Como visto no Capítulo 3, o problema da programação diária da operação de uma usina hidrelétrica envolve uma série de características que inviabilizam a sua resolução em pouco tempo atingindo soluções ótimas por métodos convencionais. Para isso, foi formulada uma técnica híbrida composta por Algoritmos Genéticos e Programação Não Linear para a determinação da solução ótima do problema.

Neste capítulo serão apresentados estes dois métodos. Primeiramente os conceitos que fundamentaram a teoria dos Algoritmos Genéticos serão mostrados, bem como suas principais características, mecanismos e parâmetros. Em seguida, serão apresentados os conceitos da Programação Não Linear e o mecanismo de funcionamento do comando *fmincon*.

### 4.2 – TEORIA EVOLUTIVA

Charles Robert Darwin, um naturalista britânico nascido em 1809, tinha um particular interesse no estudo sobre a história natural durante o seu curso universitário (cursou Medicina e Teologia). Como resultado deste interesse, foi convidado pelo capitão do barco HMS Beagle para uma expedição de dois anos pela costa da América do Sul.

A expedição do Beagle acabou durando quase cinco anos e a partir das informações obtidas nas observações de espécies que habitavam os locais visitados, principalmente a ilha de Galápagos, construiu sua principal teoria, A Teoria da Seleção Natural, lançada ao mundo no livro “*A Origem das Espécies*”, em 1859. Ela definiu a

seleção natural como “o princípio no qual cada pequena característica, se benéfica, é preservada” (CHARLES DARWIN, 2009, PORTAL: EVOLUÇÃO, 2009).

O conceito principal da seleção natural consiste que as características hereditárias mais favoráveis tornam-se mais comuns nas gerações posteriores de uma população que se reproduz numa relação sexuada e que características hereditárias desfavoráveis tornam-se mais escassas, tendendo a desaparecer. A seleção natural age no fenótipo do indivíduo, ou seja, nas características observáveis de um organismo. Assim, aqueles que possuem um conjunto de fenótipos favoráveis tendem a sobreviver e a reproduzir mais do que aqueles com fenótipos desfavoráveis. Se estes fenótipos podem ser representados por meios genéticos, o genótipo associado a este indivíduo, ou seja, o conjunto de genes maternos e paternos de um indivíduo terá sua frequência aumentada na geração seguinte.

Com o passar das gerações, todo esse processo pode resultar em adaptações nas características do indivíduo com o intuito de se perpetuar nas próximas gerações e se adaptar ao meio em que vive. Assim, características favoráveis ao desenvolvimento de uma população são preservadas, permitindo deste modo que os indivíduos que possuem estas características possuam mais descendentes do que aqueles sem estas características.

Mas ainda faltava algo que comprovasse os experimentos e observações de Darwin. E isso se deu a partir dos estudos de Gregor Johann Mendel, um monge austríaco, conhecido hoje como o pai da Genética, que a partir de estudos de cruzamentos entre feijões, ervilhas e abelhas formula em 1865 as leis da hereditariedade, conhecidas hoje como as Leis de Mendel. Basicamente elas definem que a hereditariedade é um conjunto de processos biológicos e químicos que asseguram que cada ser vivo receba e transmita suas informações genéticas a partir dos seus genes, através da reprodução sexuada (MENDEL, 2009, PRIMEIRA LEI DE MENDEL, 2009).

O gene é uma seqüência específica de ácidos nucleicos e que corresponde a uma informação: um código distinto para produzir uma determinada proteína ou controlar uma característica qualquer de um ser vivo. Um conjunto de genes forma um cromossomo. Logo, os cromossomos são os responsáveis por armazenar toda a informação que as células necessitam para seu crescimento, desenvolvimento e

reprodução. Estão localizados no núcleo celular e são constituídos por DNA, que são formados pelos genes.

A partir da teoria elaborada por Darwin e Mendel, programadores elaboraram um algoritmo de otimização que tomasse como modelo a teoria da evolução para resolver problemas até então insanáveis por técnicas utilizadas. Na próxima seção será apresentada esta técnica, chamada de Algoritmos Genéticos.

#### **4.2.1 – ALGORITMOS EVOLUCIONÁRIOS E ALGORITMOS GENÉTICOS**

Os Algoritmos Evolucionários usam modelos computacionais probabilísticos para copiar os processos de evolução, observados por Darwin em suas pesquisas, para resolver problemas encontrando soluções ótimas ou subótimas. Em todos os modelos computacionais desenvolvidos, os Algoritmos Evolucionários simulam a evolução das espécies através dos métodos de seleção, reprodução e mutação nos indivíduos, fazendo com que o desempenho médio da população no problema proposto melhore com o passar das gerações.

O Algoritmo Genético é o mais conhecido tipo de Algoritmo Evolucionário. Foi desenvolvido na sua forma atual por HOLLAND (1992), cientista e psicólogo da Universidade de Michigan, em seu trabalho de 1975 (que possui revisão em 1992) que é conhecido como o ponto de partida das aplicações e implementações em Algoritmos Genéticos (BÄCK, 1996).

Os Algoritmos Genéticos (AG) são técnicas heurísticas de otimização global, ou seja, são algoritmos com nenhuma garantia da qualidade da solução encontrada, mas tendendo a encontrar uma solução ótima ou subótima. No Algoritmo Genético são criados uma população de indivíduos (possíveis soluções) e os mesmos são submetidos aos operadores genéticos de seleção, cruzamento (“*crossover*”) e mutação. Os operadores genéticos, a partir da análise da qualidade de cada indivíduo da população, a chamada função avaliação, geram um processo de evolução natural como proposto por Darwin. Se os operadores são equalizados em boa proporção, devem gerar uma nova

população de indivíduos, que substituirão os da geração anterior, com melhores resultados da função avaliação, caracterizando assim uma evolução dos indivíduos.

Uma diferença dos Algoritmos Genéticos em relação às outras técnicas de otimização é que essas começam com um candidato único de resultado e realiza uma procura iterativa para a solução ótima, aplicando heurísticas estáticas. Já os Algoritmos Genéticos usam uma população de candidatos para encontrar a solução global, percorrendo as diversas áreas do espaço de busca. Assim, os Algoritmos Genéticos são comumente aplicados para resolver problemas de otimização combinatória, que envolve uma grande quantidade de possíveis soluções, sendo usado em detrimento de técnicas enumerativas. Além disso, os Algoritmos Genéticos utilizam uma representação do problema a ser tratado, sendo uma diferença dos outros métodos de busca estocástica (FALCÃO, SILVA, 2008).

Dentre as vantagens encontradas em Algoritmos Genéticos em relação a outros métodos de busca enumerativos e outros métodos evolucionários, estão (LINDEN, 2008):

- Característica paralela; pois mantém uma população de potenciais soluções que são avaliadas simultaneamente, sendo indicados para a solução de problemas com espaço de busca muito grande;
- Característica pseudo-aleatória e probabilística (com a utilização de operadores genéticos), não utilizando apenas informação local, tendendo a não chegar a respostas de máximo local;
- Não são totalmente aleatórios, pois utilizam a informação dos indivíduos da população atual para gerar indivíduos provavelmente mais aptos da próxima geração. Utilizam a seleção para alcançar áreas potencialmente promissoras e o cruzamento para combiná-las de forma a gerar soluções de melhor qualidade;
- Não utilizam derivadas no seu algoritmo básico e não são afetados por função descontínua. Logo, são indicados para a resolução de problemas com alta complexidade numérica;

- Os operadores genéticos possuem natureza estocástica, com certa probabilidade de ocorrer, diferente de outras técnicas, que possuem natureza determinística (SOARES, 1997).

O problema do despacho de máquinas e geração, o *Unit Commitment*, como já foi visto anteriormente, necessita de um grande número de combinações de resultados possíveis para encontrar a melhor resposta global. Em problemas deste tipo, o número de soluções possíveis cresce exponencialmente com o tamanho do problema. Assim, a utilização de técnicas de otimização tradicionais (como a busca exaustiva) para o encontro de soluções ótimas torna-se impraticável do ponto de vista computacional e de tempo. Nas últimas décadas, técnicas de procura heurísticas estão sendo utilizadas com bons resultados e tempos de computação menores.

De forma geral, o Algoritmo Genético possui o seguinte código:

```
DEFINIR
    Função de Avaliação
    Tamanho da População
    Características dos Indivíduos
    Probabilidade dos Operadores Genéticos
INICIALIZAR POPULAÇÃO
ENQUANTO Não Alcançar Critério de Convergência FAÇA
    Avalie População
    Selecione Pais
    Execute Operadores Genéticos de Cruzamento e Mutação
FIM ENQUANTO
```

Antes de apresentar cada etapa do algoritmo mostrado acima, é importante especificar quais são as terminologias empregadas na genética e que são utilizadas nos Algoritmos Genéticos, etapa essa que será mostrada a seguir.

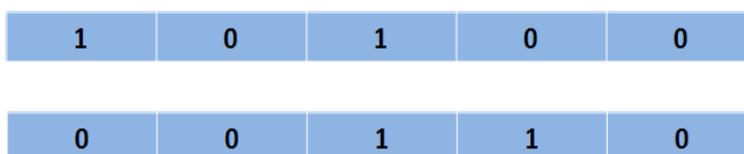
#### **4.2.2 – TERMINOLOGIA EMPREGADA**

Como pode ser visto, a teoria dos Algoritmos Genéticos são inspirados na teoria da evolução das espécies. Logo, é importante para o desenvolvimento dos aspectos do

Algoritmo Genético proposto na dissertação, determinar uma analogia básica dos termos da biologia e os termos que serão utilizados na teoria dos Algoritmos Genéticos.

No campo dos Algoritmos Genéticos os termos cromossomo e indivíduo são correspondentes. Assim, nos Algoritmos Genéticos é gerada uma população de cromossomos, ou seja, indivíduos que comporão uma geração. Como foi visto na teoria de evolução, um cromossomo é composto por um conjunto de genes que podem ter um determinado valor entre vários possíveis.

Por exemplo, em uma codificação binária, um determinado gene pode obter uma informação 0 ou 1. Estes valores são chamados na biologia como alelos. Isto fica melhor exemplificado na figura 4.1 abaixo:



1	0	1	0	0
0	0	1	1	0

*Figura 4.1* – Dois exemplos de cromossomos.

Nessa figura, há dois cromossomos, cada um deles com cinco genes. Cada gene pode possuir 2 valores distintos de alelos, 0 ou 1.

Genótipo é a estrutura do cromossomo e no escopo de Algoritmos Genéticos pode ser identificada com o termo estrutura. Já fenótipo significa a interação do conteúdo genético com o ambiente, esta interação dos indivíduos da população com o ambiente se dá através do conjunto de parâmetros do algoritmo.

### **4.2.3 – FUNÇÃO ADEQUABILIDADE**

A função objetivo é o modo utilizado pelo Algoritmo Genético para determinar o potencial de qualidade de um indivíduo da população para a solução do problema proposto. Ela é de suma importância para o bom desenvolvimento do Algoritmo Genético pois é a única ligação do algoritmo com o problema real analisado.

Logo, a função objetivo deve embutir em sua formulação os objetivos a serem alcançados no problema e deve ser capaz de avaliar duas soluções subótimas e determinar qual delas é uma melhor solução (LINDEN, 2008). Assim, uma criteriosa

escolha para a função objetivo é o primeiro passo para o Algoritmo Genético chegar a soluções globais ótimas, sendo o ponto principal no desenvolvimento do problema (SOARES, 1997).

A função adequabilidade, que muitas vezes é confundida com função objetivo, tem diferente função. Ela transforma a mensuração da performance na alocação de oportunidades de reprodução. Depois de decodificar os cromossomos, cada gene recebe um valor de *fitness*, que será o principal fator na análise do indivíduo, determinando se o mesmo terá participação na próxima geração (FALCÃO, SILVA, 2008). Um exemplo clássico da diferença da função objetivo e adequabilidade, é que os Algoritmos Genéticos são definidos em termos de maximização e muitas vezes o objetivo é minimizar. Logo, a função adequabilidade do problema será o inverso do valor encontrado na função objetivo.

#### **4.2.4 – CODIFICAÇÃO**

A função principal da representação cromossomial é traduzir da maneira mais fidedigna possível a informação do problema real a ser tratado para o posterior processamento do Algoritmo Genético.

A primeira representação adotada para Algoritmos Genéticos foi a representação binária, proposta por HOLLAND (1992). Esta representação tem sido a mais utilizada pelos desenvolvedores por causa de sua praticidade e funcionalidade, mas não há a “melhor” representação e sim a “melhor” para um problema específico. A representação binária não é adequada para problemas que requeiram uma grande precisão na sua resposta, pois assim o cromossomo necessário seria muito grande. Logo, quanto maior é o comprimento do cromossomo, maior será o domínio de otimização e mais precisa será a solução, necessitando de um balanceamento por parte do formulador do programa para o objetivo final (SOARES, 1997). Já existem outros tipos de representação largamente utilizados, e com resultados mais eficientes (FALCÃO, SILVA, 2008), como a inteira e híbrida, realizando uma conjunção das representações binária e numérica.

#### 4.2.5 – POPULAÇÃO

A população de indivíduos em um Algoritmo Genético é gerada normalmente de forma aleatória (em alguns casos de forma direcionada). Gerando-se de forma aleatória, o Algoritmo Genético tende a teoricamente cobrir todo o espaço de busca, sendo mais fácil encontrar a solução ótima global do problema. Um bom método para avaliar a diversidade da população é com a análise dos valores médios da função fitness ( $f_{med}$ ) e do valor máximo ( $f_{max}$ ) encontrado em um indivíduo na população. Se  $f_{med}$  encontra-se próximo de  $f_{max}$ , há pouca diversidade no material genético na população, o que poderá inibir a procura de novos pontos no espaço de busca. Esta proximidade poderá ocorrer no fim do processo, já com muitas gerações ocorridas.

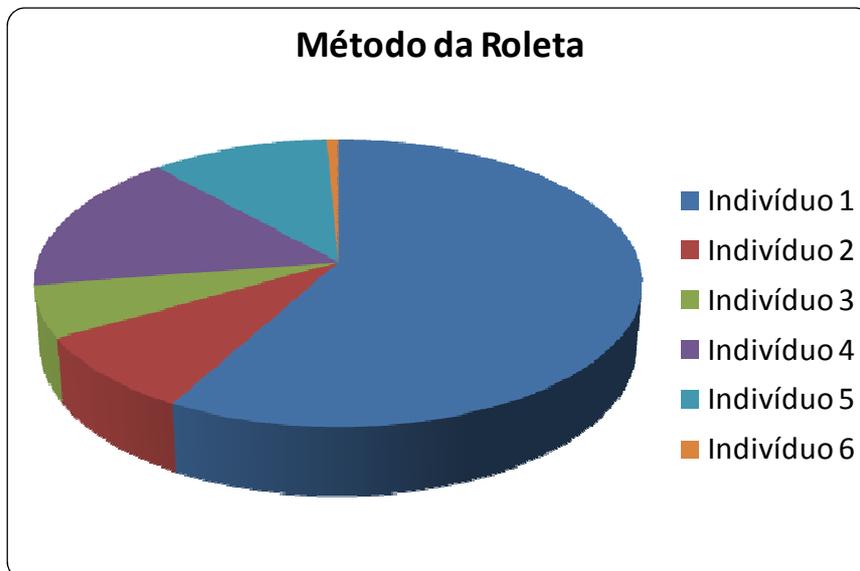
Não há um número padrão de indivíduos que compõem uma população em uma geração, mas como dito em LINDEN (2008), há uma fixação pelo número 100. O número de indivíduos de uma população influencia diretamente na qualidade da resposta (poucos indivíduos tenderão a cobrir um espaço de busca pequeno se o indivíduo possuir muitos genes) e no tempo de processamento (números elevados de indivíduos com muitos genes levarão a um tempo de processamento alto). Um prévio conhecimento do problema a se analisado proporcionará o direcionamento dos indivíduos gerados para regiões onde soluções promissoras são encontradas.

#### 4.2.6 – SELEÇÃO

O procedimento de seleção de indivíduos para que os mesmos atuem como “pais” simula o mecanismo natural (como mostrado por Darwin) que é realizado nas espécies da natureza, sendo o principal responsável pela determinação das características de convergência do Algoritmo Genético (FALCÃO, SILVA, 2008). Logo, aqueles mais capazes, ou seja, aqueles que tiverem um valor de função adequabilidade de maior qualidade terão maior probabilidade de reproduzir do que aqueles que tiverem baixa qualidade da função adequabilidade. Isso não quer dizer que indivíduos com baixíssima qualidade não terão representantes na próxima geração, mas isso ocorreria com menor frequência. O relatado anteriormente é importante, pois indivíduos com baixa qualidade podem possuir certas características em seus cromossomos não presentes em outros indivíduos e que podem levar à uma solução

ótima global. Além disso, se apenas os indivíduos com ótima avaliação fossem selecionados para uma posterior avaliação, ter-se-ia uma perda de diversidade genética na população e uma conseqüente convergência genética prematura.

O método mais simples de seleção é o método da roleta, proposta originalmente por GOLDBERG (1989). Primeiramente os indivíduos são avaliados e recebem um valor de avaliação. Após isso, são somados todos os valores de avaliação dos indivíduos que compõem a população para que seja possível determinar a porcentagem da roleta (e seu correspondente grau) que cada indivíduo irá tomar. Feito isso, a roleta é rodada o número de vezes necessário para compor a próxima geração. Um exemplo de roleta é mostrado abaixo:



*Figura 4.2* – Método da Roleta.

Já é possível verificar no exemplo acima que indivíduos com um alto grau de avaliação (*Indivíduo 1*) irão ocupar uma grande parte do roleta e tenderão a ser muito mais selecionados que os outros indivíduos da população, bem como participantes da população com baixo grau de avaliação (*Indivíduo 6*) muito raramente participarão da próxima geração. Na próxima seção será apresentado o método de seleção utilizado no programa desenvolvido: o método de torneio.

#### 4.2.6.1 – MÉTODO DO TORNEIO

O método do torneio consiste em selecionar um conjunto de indivíduos da população, fazendo com que os mesmos compitam entre si, e vencendo a disputa (sendo um dos possíveis participantes no processo de cruzamento e mutação) aquele que possuir a melhor avaliação. Não existe um valor padrão de componentes no torneio, sendo o número mínimo 2, pois abaixo disso não haveria competição.

Um ponto importante a respeito do número de participantes do torneio é a probabilidade do indivíduo com pior avaliação ser selecionado. Se, em hipótese, o torneio for de 3 indivíduos, este pior indivíduo só seria selecionado se o mesmo for selecionado três vezes, evento muito difícil de ocorrer. Logo, o melhor número de participantes de torneio para concorrer seria 2. Assim, quanto maior o número de participantes do torneio, maior será a perda de diversidade na futura geração (LINDEN, 2008).

No método de torneio não há prevalência de participação em um torneio para aqueles de maior avaliação, pois o sorteio de participantes se dá de forma aleatória. Para que a melhor solução encontrada no momento não se perca devido à não seleção mesmo no torneio, é de grande importância a adoção da técnica de elitismo (que será mostrada na seção 4.2.9).

#### 4.2.6.2 - OUTROS MÉTODOS DE SELEÇÃO

Além dos métodos da roleta e torneio, existem outros utilizados pelos desenvolvedores de Algoritmos Genéticos. São eles:

- **PROPORCIONAL** – Seleciona indivíduos baseados no seu *fitness*, relacionados ao *fitness* dos outros indivíduos da população. Logo, um indivíduo com maior *fitness* terá maior probabilidade de seleção;
- **RANKING** – Seleciona indivíduos baseados em um prévio ordenamento da população em relação ao seu *fitness*. Neste caso, a probabilidade de seleção é linearmente relacionada com a posição na classificação dos indivíduos;

- **TRUNCADA** – Neste método, somente um subconjunto de melhores indivíduos (normalmente entre 10 a 50%) são escolhidos para possivelmente serem selecionados para a próxima geração;
- **STOCHASTIC UNIVERSAL SAMPLING (SUS)** - É um tipo de roleta onde a “roda“ é girada apenas uma vez e todos os indivíduos localizados adjacientemente ao marcador serão selecionados (COLEY, 1999).

#### 4.2.7 – ESCALONAMENTO DA POPULAÇÃO

Os métodos de escalonamento são utilizados para evitar o problema de convergência prematura. Isso ocorre quando nas gerações iniciais, onde existe um grande número de indivíduos com baixo desempenho (baixo *fitness*), há a ocorrência de superindivíduos que levam a população a um máximo local e conseqüentemente à convergência prematura. O escalonamento normalmente é utilizado em métodos de seleção que utilizam o valor de avaliação dos indivíduos, pois a probabilidade da escolha de indivíduos para reprodução é definida pelo desempenho relativo do indivíduo pelo desempenho de toda a população. No programa formulado foi utilizado o escalonamento linear, mas há outros, como o sigma truncado (SOARES, 1997, DJALMA, SILVA, 2008).

##### 4.2.7.1 – ESCALONAMENTO LINEAR

O escalonamento linear é regido pela seguinte fórmula:

$$f' = a \times f + b \quad 4.1$$

Onde  $a$  e  $b$  são escolhidos de modo que a reta percorra os pontos ( $f_{ave}'$  e  $f_{ave}$ ) e ( $f_{max}'$ ,  $f_{max}$ ), sendo  $f_{med}$  e  $f_{max}$  os valores médio e máximo da população. A figura 4.3 exemplifica o escalonamento:

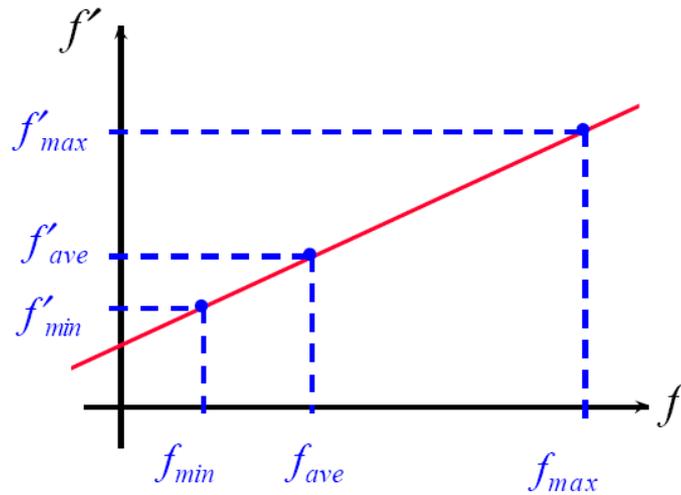


Figura 4.3– Estrutura do escalonamento linear (FALCÃO, 2008).

O primeiro ponto tem a finalidade de garantir que os elementos medianos consigam manter uma cópia para a próxima geração. Assim, para garantir a cópia, faz-se  $f_{ave} = f'_{ave}$ . O segundo ponto ( $f_{max}$ ) tem a função de restringir o número máximo de cópias para o melhor indivíduo. O mesmo é calculado de acordo com a fórmula abaixo, onde  $C$  é uma constante normalmente entre 1,2 e 2,0:

$$f'_{max} = C \times f'_{ave} \quad 4.2$$

O escalonamento linear só irá encontrar dificuldade em uma população formada por muitos indivíduos com alto *fitness* e muitos indivíduos com baixo *fitness*.

#### 4.2.8 – OPERADORES GENÉTICOS

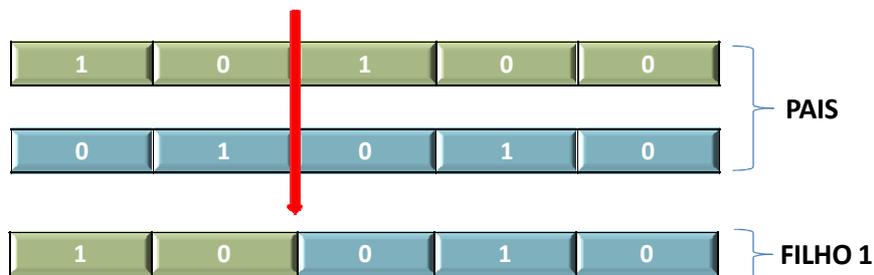
Os operadores genéticos em Algoritmos Genéticos possuem a função de realizar aproximações em termos computacionais de fenômenos fundamentais na evolução das espécies. Os operadores genéticos são a reprodução sexuada, representada pelo operador de cruzamento, e a mutação. A seguir são apresentados estes dois operadores.

#### 4.2.8.1 – CRUZAMENTO – “CROSSOVER”

O operador genético de cruzamento proporciona a troca de informação entre dois ou mais indivíduos, sendo considerado o principal mecanismo de geração de novos pontos de procura no espaço de busca.

O cruzamento mais simples é o chamado cruzamento de um ponto. Primeiramente são selecionados dois indivíduos (que serão os pais) por uma probabilidade estabelecida previamente. A porcentagem média do operador de cruzamento fica na média de 60 a 95%, ou seja, de 60 a 95% dos indivíduos da população serão escolhidos como pais e serão combinados. Após isso é determinado o ponto de corte, que é uma posição entre dois genes de um cromossomo. Logo, se um indivíduo possui  $m$  genes, o mesmo possuirá  $m-1$  pontos de cortes possíveis. Determinado o ponto de corte, os dois indivíduos são separados em 2 partes, uma à esquerda e outro à direita do ponto de corte.

A geração dos dois filhos a partir dos dois pais é realizada após esta etapa: o primeiro filho é composto da parte da esquerda do primeiro pai com a parte da direita do segundo pai. Do mesmo modo, o segundo filho é composto pela parte da direita do primeiro pai e da parte da esquerda do segundo pai. Um exemplo é mostrado abaixo:



*Figura 4.4* – Cruzamento de 1 ponto.

Para melhorar o desempenho do operador de cruzamento foi desenvolvido o cruzamento de 2 pontos, sendo o funcionamento similar ao cruzamento de um ponto, com a diferença que são realizados dois pontos de corte entre os genes dos indivíduos. Assim, o primeiro filho será composto pela parte do primeiro pai fora dos pontos de corte escolhidos e parte do segundo pai entre os pontos de corte. O segundo filho será composto pelas partes restantes dos pais. Pode-se realizar cruzamento de mais de dois pontos, que teriam maior capacidade de exploração, mas também podem ser mais perturbadores, dificultando a convergência do Algoritmo Genético (LINDEN, 2008).

Outro tipo de cruzamento que será utilizado na dissertação é o cruzamento uniforme. Ele se diferencia dos dois outros tipos de cruzamento, pois diferentemente destes, é realizada uma troca de genes ao invés de segmentos de bits. O início do funcionamento é o mesmo dos outros operadores de cruzamento, ou seja, são escolhidos dois pais de acordo com uma probabilidade previamente escolhida. A seguir, para cada gene é sorteado um número entre zero ou um. Se o número sorteado for um, o primeiro filho recebe o gene do primeiro pai e o segundo filho o gene do segundo pai. Já se o valor escolhido for zero, o primeiro filho recebe o gene do segundo pai e o segundo filho recebe o gene do primeiro pai. Este procedimento ocorre em todos os genes.

Há diversos estudos relatando a superioridade do cruzamento uniforme sobre os demais, pois o mesmo não leva em consideração a ordenação dos genes e sim um prévio sorteio em todas as posições. Apesar disso, para cada tipo de problema a ser analisado, testes terão que ser feitos para se descobrir qual o tipo de cruzamento que se adapta para o problema em questão.

#### 4.2.8.2 – MUTAÇÃO

A principal função do operador de mutação é criar diversidade genética na população, alterando os valores dos genes de forma aleatória, inserindo novas características na população e restaurando material genético perdido nos processos de seleção, cruzamento e também na própria mutação. O princípio de funcionamento é bastante simples: primeiro é determinada uma probabilidade de mutação, normalmente baixa, na ordem de 0,01-0,5%. Em MICHALEWICZ (1996) é definida uma taxa de mutação que segue a fórmula  $1/L$ , sendo  $L$  o comprimento do cromossomo. Já em BÄCK (1996) apresenta a seguinte fórmula, representando a inter-relação entre o tamanho da população, tamanho do indivíduo e a taxa de mutação:

$$p_m = \frac{1.75}{\mu \times \sqrt{l}} \quad 4.3$$

Sendo:

$\mu$  = Tamanho da população;

$l$  = Tamanho do indivíduo.

Essa é a probabilidade de cada gene de um indivíduo sofrer alteração no seu valor. Após isso é sorteado um valor entre 0 e 1. Se o valor for menor que a probabilidade pré-estabelecida, o valor do gene é alterado. Em uma codificação binária, o valor é trocado ( $0 \rightarrow 1$ ,  $1 \rightarrow 0$ ). Este processo é repetido em todos os genes que compõem os filhos gerados. A probabilidade de mutação deverá ser baixa, pois se o valor for alto o Algoritmo Genético se parecerá com uma técnica chamada “*random walk*”, onde a solução é determinada de forma aleatória, pois os genes dos indivíduos serão modificados constantemente. HOLLAND (1996) e KOZA (1998) definem que o operador de mutação em Algoritmo Genético é secundário, com menor importância que o operador de cruzamento.

#### **4.2.8.3 – OPERADORES COM PROBABILIDADES VARIÁVEIS**

No início da execução do Algoritmo Genético existe muita diversidade genética, já que os indivíduos estão “espalhados” no espaço de busca. Neste caso, se faz necessário uma alta taxa de cruzamento e baixa taxa de mutação para aproveitar a diversidade existente e explorar de forma satisfatória o espaço de busca. Com o passar das gerações, com a ocorrência da convergência genética, é interessante a inversão das taxas dos operadores genéticos, ou seja, baixa taxa de cruzamento e alta taxa de mutação para inserção de diversidade genética na população, pois nesta etapa os indivíduos são muito parecidos. Já em COLEY (1999), relata que a melhor técnica é a diminuição da taxa de mutação para garantir a convergência genética.

#### **4.2.9 – ELITISMO**

É um mecanismo que proporciona ao Algoritmo Genético, com um pequeno aumento do tempo de processamento, manter o(s) melhor(es) indivíduo(s) de uma geração para a próxima sem alteração de suas características, não passando pelos processos de cruzamento e mutação.

Deste modo, o desempenho do Algoritmo Genético nunca piora, garantindo a obtenção de no mínimo desempenho igual à geração anterior, sempre enviando o melhor indivíduo para a próxima geração, tendendo a melhora do desempenho do

Algoritmo Genético ao longo das gerações, pois leva o mesmo a explorar mais fortemente áreas que possivelmente possuem a solução ótima global.

#### 4.2.10 – TÉCNICA DE REPARO

Um dos principais problemas encontrados em Algoritmos Genéticos é que cromossomos altamente viáveis na maior parte de seus genes tornam-se inviáveis devido a 1 ou 2 genes que possuem valores fora dos padrões de resposta, possuindo um valor final da função adequabilidade baixo. Isto ocorre devido às características aleatória e probabilística do Algoritmo Genético, que podem levar com a execução dos operadores genéticos de cruzamento e mutação, a estes valores.

O conceito básico na ocorrência destes valores indesejáveis nos genes é a adoção de funções de penalização, levando todo o cromossomo longe de uma solução ótima. Uma técnica eficaz no combate a este problema é o **reparo**, onde através de uma técnica ou heurística própria à resolução do problema, transforma em uma solução viável, reparando os genes defeituosos, não perdendo assim uma valiosa informação que poderá em futuras gerações chegar à solução global.

Como dito em LINDEN (2008), a técnica de reparo possui vantagens e desvantagens, tais como:

- Trabalham em um espaço de busca menor, apenas no espaço de busca viável;
- Eliminam o problema de escolher funções de penalizações adequadas a cada tipo de problema;
- Alto custo computacional, pois cada indivíduo da população é testado para verificação de inviabilidades;
- Necessário desenvolver uma técnica para promover o reparo nos cromossomos, a fim de que as restrições impostas sejam respeitadas;

E no caso do Algoritmo Genético proposto nesta dissertação:

- Utilizando a técnica de reparo, todos os indivíduos são aptos para a resolução do problema proposto.

### 4.3 – PROGRAMAÇÃO NÃO LINEAR E O *FMINCON*

Otimização é um problema matemático que consiste em encontrar mínimos e máximos de uma função com várias variáveis, contendo valores dentro de uma determinada região no espaço de busca. Em uma otimização com restrições, o objetivo principal é transformar o problema em um subproblema mais fácil de resolver, que pode ser resolvido e usado como a base de um processo iterativo. Um problema de otimização não linear é representado pela seguinte equação:

$$\begin{aligned} & \text{Min } f(x) \\ \text{Sujeito a: } & \begin{cases} h_r(x) = 0 & r = 1, \dots, w \\ g_s(x) \leq 0 & s = 1, \dots, t \\ x \in S \subset \mathbb{R}^n \end{cases} \end{aligned} \quad 4.4$$

Sendo:

$f(x)$ : Função objetivo;

$h_r(x) = 0$  : Representa as  $w$  restrições de igualdade;

$g_s(x) \leq 0$ : Representa as  $t$  restrições de desigualdade;

$S$  : Conjunto Factível.

Atualmente, o sistema mostrado acima tem sido resolvido, com grande grau de sucesso, pelas equações KKT (Karush-Kuhn-Tucker). As equações KKT são condições suficientes e necessárias de otimalidade para o problema de otimização com restrições, ou seja, para encontrar o ponto de solução global. As equações de KKT são representadas do seguinte modo, em adição ao sistema original com restrições da equação acima (4.4):

$$\nabla f(x^*) + \sum_{i=1}^k \lambda_i \cdot \nabla G_i(x^*) = 0 \quad 4.5$$

$$\lambda_i \cdot \nabla G_i(x^*) = 0, \quad i = 1, \dots, m \quad 4.6$$

$$\lambda_i \geq 0, \quad i = m + 1, \dots, t \quad 4.7$$

Sendo:

$f$ : Função objetivo do problema;

$\lambda_i$ : Estimativa dos  $m$  multiplicadores de Lagrange;

$m$ : Número de linhas da matriz;

$k$ : Iteração atual do método;

$x^*$ : Solução ótima do problema;

$G_i$ : Vetor função das restrições de igualdade.

A solução das equações KKT forma a base de grande parte dos algoritmos de Programação Não Linear, inclusive o proposto pelo comando *fmincon*, da biblioteca de otimização do Matlab®. Os métodos de Quase-Newton garantem uma convergência linear pela acumulação de informações de segunda ordem, assegurando que as equações de KKT usam o procedimento de atualização de Quase-Newton. O método descrito acima é comumente chamado de Programação Quadrática Seqüencial.

Na próxima seção será descrito brevemente o procedimento utilizado pelo comando *fmincon* do programa Matlab® (MATLAB, 2007), utilizado para resolver o problema de otimização não linear do problema proposto.

### 4.3.1 – O COMANDO *fmincon*

O comando *fmincon*, como descrito acima, utiliza o método de Programação Quadrática Seqüencial - PQS na sua formulação. O *fmincon* possui a seguinte estrutura (MATLAB, 2007):

$$\begin{array}{l} \text{Min } f(x) \\ \text{Sujeito a } \left\{ \begin{array}{l} c(x) \leq 0 \\ ceq(x) = 0 \\ A \cdot x \leq b \\ Aeq \cdot x = beq \\ lb \leq x \leq ub \end{array} \right. \end{array} \quad 4.8$$

Com  $x, b, beq, lb$  e  $ub$  representando vetores,  $A$  e  $Aeq$  representando matrizes,  $c(x)$  e  $ceq(x)$  funções que retornam vetores e  $f(x)$  sendo uma função que retorna um escalar.  $f(x)$ ,  $c(x)$  e  $ceq(x)$  podem ser funções não lineares.

A primeira etapa será mostrar adiante o funcionamento do método PQS e as fases que compõem este método, mostrando assim o funcionamento do *fmincon*.

#### 4.3.1.1 - PROGRAMAÇÃO QUADRÁTICA SEQUÊNCIAL – PQS

O método de PQS é atualmente o método mais eficiente entre os métodos de resolução de problemas de programação não linear, em termos de acuidade, e porcentagem de solução de sucesso. Baseados no trabalho de Biggs, Han e Powell, o método permite seguir de forma parecida o método de Newton para otimização com restrições assim como é realizado para otimizações sem restrições. A cada iteração uma aproximação é realizada na matriz Hessiana da função Lagrangeana utilizando um método de atualização de Quase-Newton. No caso do *fmincon*, é utilizado o método BFGS. Este método é utilizado para gerar um subproblema de Programação Quadrática, cuja solução é usada para formar uma direção de busca por um procedimento de busca linear.

Estas três etapas do método de Programação Quadrática Sequencial serão mostradas nos tópicos a seguir.

#### 4.3.1.1.1 – ATUALIZAÇÃO DA MATRIZ HESSIANA

A cada iteração, uma aproximação Quase-Newton é realizada na matriz Hessiana da função Lagrangiana,  $H$ , pelo método BFGS. A fórmula do método de BFGS é mostrada abaixo:

$$H_{k+1} = H_k + \frac{q_k q_k^T}{q_k^T s_k} - \frac{H_k^T s_k s_k^T H_k}{s_k^T H_k s_k} \quad 4.9$$

Sendo:

$H$ : Matriz Hessiana;

$$s_k = x_{k+1} - x_k; \quad 4.10$$

$$q_k = \nabla f(x_{k+1}) - \nabla f(x_k) \quad 4.11$$

Com:

$x_k$ : Solução do problema na iteração  $k$ .

O método de BFGS, descoberto independentemente por Broyden, Fletcher, Goldfarb e Shanno na década de 70, é a atualização secante mais popular para minimizações sem restrições (MARTINEZ, SANTOS, 1998). Esta fórmula de atualização conserva as matrizes simétricas e, sob certas condições, garante que as aproximações sejam definidas positivas (FERNANDES *et al.*, 1999), sendo a fórmula de atualização que melhores resultados têm dado em métodos do tipo Quase-Newton para aproximar Hessianas.

#### 4.3.1.1.2 – SOLUÇÃO DA PROGRAMAÇÃO QUADRÁTICA

A cada iteração do método de PQS um problema de Programação Quadrática é resolvido. O procedimento de solução envolve duas fases. A primeira fase envolve o cálculo do ponto viável (se o mesmo existe). A segunda fase envolve a geração de uma seqüência iterativa de pontos viáveis que convergem para a solução. Neste método um conjunto de pontos ativos é mantido como uma estimativa das

restrições ativas, ou seja, aqueles que estão nos limites das restrições no ponto de solução.

#### 4.3.1.1.3 – BUSCA LINEAR

A solução do subproblema de programação quadrática produz um vetor  $d_k$ , que é utilizado para formar uma nova iteração:

$$x_{k+1} = x_k + \alpha d_k \quad 4.12$$

Dado o iterando  $x_k$ , determina-se uma direção  $d_k$ , ao longo do qual é possível fazer diminuir o valor da função objetivo. A seguir calcula-se o comprimento do passo,  $\alpha$ , que permita uma diminuição adequada. A busca linear é utilizada para possibilitar uma resposta mais acurada da otimização não linear, possibilitando o encontro de soluções mais próximas da solução global.

# CAPÍTULO 5

## METODOLOGIA PROPOSTA

### 5.1 – INTRODUÇÃO

No capítulo 3, foi apresentado o problema do *Unit Commitment*, principalmente em relação às usinas hidrelétricas, caracterizando o despacho de máquinas e de geração de usinas hidrelétricas. Neste capítulo será apresentada a técnica de solução para resolver este problema, para usinas hidrelétricas compostas por unidades geradoras idênticas ou por unidades com características diferentes. Foi aplicada uma técnica híbrida baseada em Algoritmo Genético e Programação Não Linear para a solução do despacho de máquinas e despacho de geração no horizonte de um dia.

### 5.2 – TÉCNICA DE SOLUÇÃO

Para apresentar a metodologia proposta por esta dissertação, a expressão matemática que representa o problema do despacho de geração hidrelétrico é reproduzida como mostrada no Capítulo 3:

$$\text{Min } \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{maq}} \{C_{perdas} \times f_j(maq_j^t, P_j^t)\} \quad 5.1$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^{N_{maq}} P_j^t = d^t \quad \forall_{t,j} \quad 5.2$$

$$\sum_{t=1}^T P_j^t = T \times m_i \quad \forall_{t,j} \quad 5.3$$

$$P_j^{min} \leq P_j^t \leq P_j^{max} \quad \forall_{t,j} \quad 5.4$$

Onde:

$T$ : Número de intervalos de tempo a serem analisados;

$Nmaq$ : Número total de máquinas da usina;

$j$ : Índice das máquinas, de 1 a  $Nmaq$ , onde cada número representa uma das máquinas da usina;

$C_{perdas}$ : Custo associado às perdas na geração de energia [\$/MW];

$f_j(maq_j^t, P_j^t)$ : Função de perdas associado à máquina  $j$ , no nível de geração  $P_j^t$  no intervalo  $t$  [MW];

$d^t$ : Demanda de energia a ser gerada pela usina em cada intervalo de tempo [MW];

$m_i$ : Meta energética da usina hidrelétrica  $i$  analisada [MWMédio];

$P_j^{min}$ : Potência mínima relacionada à máquina  $j$  da usina  $i$  [MW];

$P_j^{max}$ : Potência máxima relacionada à máquina  $j$  da usina  $i$  [MW].

Este problema possui dois níveis de resolução, o despacho de máquinas e o despacho de geração:

**DESPACHO DE MÁQUINAS** – Dado um conjunto de possibilidades de arranjos de máquinas, determinar quais máquinas terão que estar ativas (gerando energia) em cada intervalo de tempo para satisfazer a demanda imposta e minimizar o custo, levando em consideração as curvas de perdas de cada conjunto gerador.

**DESPACHO DE GERAÇÃO** – Já especificado pelo despacho de máquinas quais serão os conjuntos de turbina-gerador que estarão ativos em cada intervalo de tempo, determinar quais serão os níveis de geração de cada máquina satisfazendo as restrições construtivas das mesmas e de geração, restrição imposta pelo planejamento de curto prazo, determinando assim a melhor política de operação do sistema alocando de maneira ótima a geração de energia elétrica.

A resolução da programação da geração, abrangendo o despacho de máquinas e o despacho de geração, possui algumas características que impossibilitam a sua resolução por métodos convencionais, que foram explicadas no capítulo 3. São elas: não linearidade, natureza combinatória, ser de grande porte e inteiro-misto.

Verificando a grande dificuldade computacional para a resolução do problema por métodos convencionais, foi proposta nesta dissertação uma técnica de solução híbrida formada por Algoritmo Genético e Programação Não Linear, possibilitando a resolução do despacho de máquinas e despacho de geração. Determinado um conjunto de máquinas ativas, factível com as restrições impostas em cada intervalo de tempo, o Algoritmo Genético, na sua função adequabilidade, resolve o problema do despacho de geração a partir da Programação Não Linear, que utiliza como função minimizadora as curvas de perdas das máquinas ativas em cada um dos intervalos de tempo. O valor total das perdas nos intervalos de tempo será utilizado pelo Algoritmo Genético como seu valor de *fitness*, valor este que guiará o Algoritmo Genético para a resolução do despacho de máquinas, minimizando as perdas no sistema.

Assim, na solução do problema pelo Algoritmo Genético/Programação Não Linear, serão determinadas quais máquinas estarão operando em cada um dos intervalos de tempo, o valor total das perdas no intervalo de tempo considerado (um dia) e os níveis de geração que terão que ser alcançados por cada máquina para satisfazer as restrições impostas em base horária. Esta é uma das vantagens oferecidas pela solução proposta: não há separação dos problemas a serem tratados. Tanto o despacho de máquinas quanto o despacho de geração serão tratados conjuntamente, em uma única rotina, com uma técnica de solução (Programação Não Linear), que está inserida internamente à técnica de solução principal (Algoritmo Genético), realizando os cálculos necessários à resolução do despacho de máquinas e de geração.

### **5.3 – PROCEDIMENTO ADOTADO**

O método proposto possibilita a resolução do despacho de máquinas e geração hidrelétrica para uma usina individualizada composta tanto por conjuntos geradores idênticos quanto para conjuntos geradores com características diferentes (curvas de perdas diferentes). Nas próximas seções serão detalhadas as características do programa formulado.

### 5.3.1 – FORMULAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO

Para a formulação do Algoritmo Genético, diversas etapas são necessárias para a perfeita realização do despacho de máquinas e de geração. Nos próximos tópicos estas etapas serão melhor detalhadas.

#### 5.3.1.1 – CODIFICAÇÃO

Na formulação do Algoritmo Genético, cada cromossomo representa uma possível resposta ao problema e assim será composto por 24 genes, representando as 24 horas do dia. As informações de cada gene variarão dependendo do tipo de problema a ser enfrentado. Para uma usina composta por unidades idênticas, os cromossomos terão alelos com informações de 1 até o número total de máquinas que compõem a usina.

Já para usinas compostas por unidades diferentes, os cromossomos terão alelos com informações de 1 até o número total de combinações possíveis de máquinas. A combinação 1 corresponderá àquela combinação com menor potência possível a ser gerada. A última combinação (o maior número que um cromossomo pode possuir) corresponderá à combinação com a maior potência possível a ser gerada, logicamente a potência total da usina, perfazendo assim um ordenamento das combinações de máquinas pela potência.

Nas figuras 5.1a e 5.1b é possível ver exemplos de cromossomos para uma usina com máquinas iguais e para uma usina com máquinas diferentes. No primeiro caso, o número máximo de máquinas da usina é 18. No segundo caso, o número total de combinações de máquinas possíveis é de 64.

4	5	6	16	10	1	2	5	18	11	13	4	3	9	10	16	16	12	17	17	18	2	7	6
---	---	---	----	----	---	---	---	----	----	----	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	---	---	---

Figura 5.1a - Cromossomo típico para usina com máquinas iguais.

31	2	33	39	42	44	49	50	51	55	55	55	59	60	61	63	62	64	64	59	50	40	35	33
----	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Figura 5.1b - Cromossomo típico para usina com máquinas diferentes.

### 5.3.2.2 – CURVA DE GERAÇÃO

O principal dado de entrada para a resolução do problema pelo Algoritmo Genético é a determinação da curva de geração horária da usina. A partir da curva de geração é possível determinar o número mínimo de máquinas ativas e o número mínimo da ordenação de combinação de máquinas capaz de gerar as potências especificadas em cada intervalo.

### 5.3.2.3 - TÉCNICA DE REPARO

Uma técnica adotada no desenvolvimento do método proposto foi o **reparo** (conceito de funcionamento apresentado na seção 4.2.10). Nesta técnica, indivíduos não aptos tornam-se aptos a partir de modificações pontuais em seus genes. A partir dos dados da curva de geração é possível determinar o número mínimo de máquinas ativas ou o número mínimo do ordenamento das combinações necessário para gerar a energia em cada um dos 24 intervalos horários para cada tipo de estudo realizado. No caso de uma usina composta por máquinas com características diferentes não necessariamente será o número mínimo de máquinas, pois uma combinação com 3 máquinas ligadas pode gerar menos que 2 máquinas ligadas.

Ao final do processo, será criado um cromossomo comparativo composto pelo número mínimo de máquinas no caso de uma usina com máquinas idênticas ou o número mínimo no ordenamento de combinações no caso de usina com máquinas com características diferentes, nas 24 horas do dia. Esse cromossomo será comparado com cada indivíduo da população para verificar a aptidão dos mesmos.

Um indivíduo não apto será um que possuir em um determinado gene um número de máquinas ou um número de combinação menor que o gene do cromossomo comparativo. Em um Algoritmo Genético padrão possivelmente esta solução, que pode ser viável nas próximas gerações, acabaria fora ou com rara possibilidade de se reproduzir nas gerações futuras. Com a utilização da técnica de reparo, será substituído o gene “ruim” pelo gene que representa o número mínimo proposto para aquele horário no cromossomo comparativo criado. O algoritmo do processo é mostrado abaixo para as duas possibilidades de construção do cromossomo comparativo:

## Algoritmo de Reparo

### Passo 1

Dados da curva de geração e do ordenamento de potência gerada pela classificação adotada anteriormente em cada caso proposto são lidos.

### Passo 2

Construção do cromossomo comparativo a partir do seguinte código:

```
Para z=1:NumIntervalos
    Para w=1:NumPotOrdenamento
        Se PotenciaOrdenamento(w) > CurvaGeração(z)
            VetorComparação(1,z)=w;
        Fim
```

Ou seja, são comparados o vetor de potência de ordenamento com o vetor da curva de geração. A variável `NumPotOrdenamento` corresponde ao número total de máquinas no caso de usinas com unidades iguais e à combinação de máquinas com maior potência total, no caso de usinas com unidades com características diferentes. O vetor `PotenciaOrdenamento` no caso de usina com máquinas idênticas será composto em cada coluna pela potência máxima, em ordem crescente, que poderá ser gerada por cada agrupamento de máquinas. Já no caso de usina composta por máquinas com características diferentes, cada coluna representará em ordem crescente a potência que poderá ser gerada por cada combinação.

Se a potência de ordenamento em uma determinada posição é maior que o valor encontrado na curva de geração, o cromossomo de comparação – `VetorComparação` - recebe como valor em seu gene a posição do vetor de ordenamento de potência (variável `w`), criando assim um cromossomo com número de posições igual ao número de intervalos a serem analisados (no caso proposto 24) que servirá como parâmetro comparativo para a técnica de reparo.

### Passo 3

Realizar o reparo nos genes indesejáveis:

```
Se Indivíduo(1,z) < VetorComparação (1,z)
```

```
Indivíduo(1,z) = VetorComparação (1,z);
```

Assim, se em um gene de um indivíduo da população, o número do ordenamento for menor que o número do ordenamento no cromossomo comparativo na mesma posição, o mesmo será substituído.

#### 5.3.2.4 – DETERMINAÇÃO DO DESPACHO DE MÁQUINAS E DESPACHO DE GERAÇÃO

Uma das contribuições promovidas pelo método proposto é a determinação do despacho de máquinas e de geração em uma única etapa, realizada de forma concomitante em cada iteração do método proposto. Isso é realizado pelo Algoritmo Genético e pela Programação Não Linear. A partir de todas as informações disponibilizadas, a rotina de Programação Não Linear realiza o despacho de geração e o Algoritmo Genético, a partir do somatório de perdas no horizonte de tempo definido, determina o despacho de máquinas.

O despacho de máquinas é realizado a partir das informações das curvas de perdas de cada conjunto de máquinas. Em cada cromossomo, a partir das informações contidas em cada gene, são calculadas as perdas nas 24 horas do dia. Por exemplo, em um determinado gene no caso de uma usina compostas por máquinas diferentes, se o mesmo possuir o alelo (informação contida em um gene) 45 e este dado informa que as máquinas 1, 2, 3, 5 e 8 estão ligadas, o Algoritmo Genético, na função adequabilidade, calculará as perdas em cada uma destas máquinas de acordo com o ponto de operação (o quanto que a máquina estará gerando) determinado pelo despacho de geração.

O despacho de geração é realizado em todos os 24 genes do cromossomo (indivíduo) que representam as 24 horas do dia, determinando assim o quanto que cada

máquina irá gerar em cada hora. A Programação Não Linear será responsável pelo despacho de geração a partir do comando *fmincon*. De maneira simplificada, o *fmincon* realiza uma aproximação do problema não linear por subproblemas de programação quadrática com restrições lineares. Após isso, é feita uma aproximação da matriz Hessiana pelo método de Quase-Newton utilizando a fórmula de BFGS. Após isso, será realizada uma otimização local pelo método de busca linear para melhorar a solução do problema.

Informados os limites máximos e mínimos de potência nas máquinas componentes da usina analisada e quais são as máquinas que estarão ligadas e desligadas nos 24 intervalos de tempo (determinadas pelas informações dos cromossomos), o *fmincon* dividirá a geração entre as máquinas ativas para que o objetivo do programa seja alcançado: a minimização das perdas na usina hidrelétrica.

Como a minimização das perdas na usina hidrelétrica é o objetivo do programa, a função (*f*) que a Programação Não Linear irá minimizar será composta pelas funções de perdas das máquinas da usina determinadas pelas informações dos genes dos cromossomos. Em cada indivíduo gerado pelo Algoritmo Genético, a Programação Não Linear realizará um processo iterativo, para que ao mesmo tempo minimize as perdas, calculando-as, e realize o cálculo do despacho de geração, tendo como funções restritivas os limites mínimo e máximo de geração de cada máquina, a meta energética e a curva de geração proposta para a usina.

O somatório de geração de todas as máquinas ligadas em cada uma das 24 horas será igual ao determinado pela curva de geração, bem como o somatório de geração em cada hora será igual à meta energética estipulada. O *fmincon* também possui como restrição as potências máxima e mínima de todas as máquinas, representando suas limitações, logo ao final das interações da Programação Não Linear, gerações de energia fora destes limites serão inexistentes.

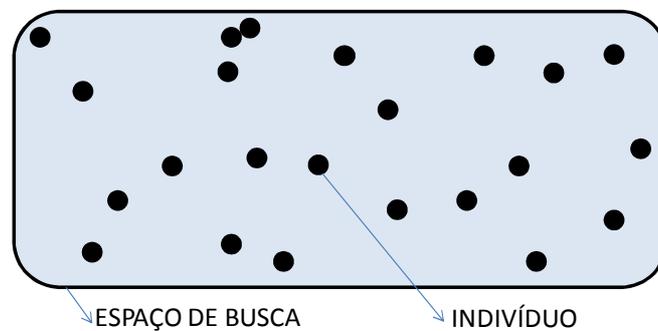
Sendo o Algoritmo Genético uma técnica de maximização, a função adequabilidade será dada pelo inverso do somatório das perdas das máquinas ativas durante o horizonte de um dia. Assim, cada indivíduo terá como sua função de avaliação, e que servirá de parâmetro para o cálculo de probabilidade para o indivíduo fazer parte da próxima geração, o total de perdas nas 24 horas realizado pelo *fmincon*.

Isso demonstra a interatividade entre o Algoritmo Genético e a Programação Não Linear no cálculo do despacho de máquinas e de geração.

A saída do Algoritmo Genético será um indivíduo composto pelas combinações de máquinas nas 24 horas que minimizam as perdas no horizonte proposto. Assim, a resposta do método proposto será o despacho de máquinas que representará o menor nível de perdas total ao longo do dia (24 intervalos de tempo), respeitando as restrições de demanda horária e meta de geração. É realizado um conjunto de interações pela rotina de Programação Não Linear a partir das informações disponibilizadas pelo Algoritmo Genético, para que se consiga chegar a um valor de mínima perda do ponto de vista global. Ou seja, dada uma curva de geração e uma meta energética para a usina, a Programação Não Linear calcula o quanto que cada máquina irá gerar em cada intervalo, minimizando e calculando suas perdas ao longo de todo o dia, caracterizando o acoplamento temporal do problema analisado.

As etapas que compõem o método proposto são apresentadas abaixo:

**Etapa 1** – Algoritmo Genético gera uma população de indivíduos aleatoriamente no espaço de busca;



**Figura 5.2** – Espaço de busca e indivíduos gerados pelo Algoritmo Genético.

**Etapa 2** – Se necessário, a técnica de reparo é utilizada nos indivíduos (cromossomos) da população, utilizando um cromossomo comparativo;



**Figura 5.3** – Processo executado pela técnica de reparo.

**Etapa 3** – Em cada gene dos indivíduos da população ocorre uma série de ações no desenvolvimento do Algoritmo Genético, ações essas que são mostradas abaixo.

**3.1** – Determinadas as máquinas ativas no intervalo de tempo, são efetuados cálculos pelo *fmincon* para a determinação do despacho de geração. O despacho de geração é realizado com o objetivo de minimizar as perdas, assim as funções de perdas nas máquinas servirão como funções a serem minimizadas pela rotina de Programação Não Linear. Logo, serão calculados conjuntamente o despacho de geração e o cálculo das perdas no ponto de operação especificado, com o objetivo de minimizá-las;

**3.2** – Depois de realizados os cálculos em todos os genes do indivíduo, é efetuado o somatório do total de perdas para o despacho de geração determinado para o indivíduo para as 24 horas do dia;

**3.3** – O inverso do somatório de perdas de cada indivíduo será sua função adequabilidade. Logo, servirá para o cálculo das ações de seleção de indivíduos que comporão a próxima geração do Algoritmo Genético. Assim, os indivíduos mais aptos serão aqueles com menores perdas totais;

**3.4** – Ações de escalonamento e os operadores genéticos de seleção, cruzamento, mutação e elitismo são desenvolvidas para que a próxima geração seja mais apta que a anterior e chegue à minimização global das perdas da usina;

**3.5** – Se o Algoritmo Genético chegou à sua última geração, o programa é terminado. Se não, uma nova geração é formada realizando-se novamente todo o processo.

O fluxograma do método desenvolvido é mostrado abaixo:

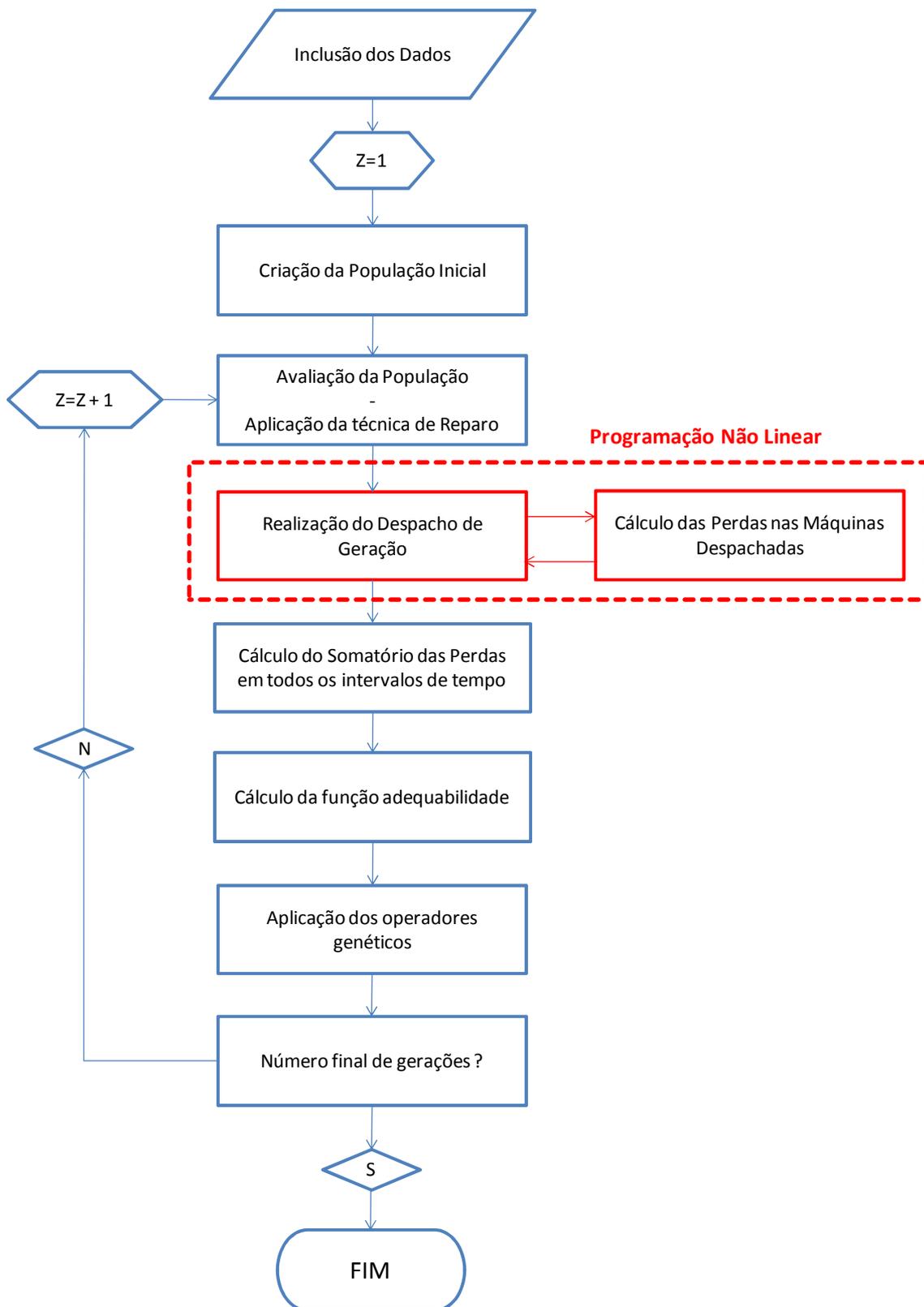


Figura 5.4– Fluxograma do método proposto.

# CAPÍTULO 6

## ESTUDO DE CASOS

### 6.1 - INTRODUÇÃO

Para analisar o método de solução proposto nesta dissertação, serão utilizadas duas configurações distintas de usinas hidrelétricas: uma usina composta por máquinas idênticas e uma usina composta por conjuntos de máquinas diferentes.

Para o primeiro caso serão utilizadas as informações disponibilizadas na dissertação realizada por ARCE (1999), que analisa a usina de Itaipu. Para resolver este problema, é empregada programação dinâmica para minimizar as perdas e partidas e parada de máquinas. A partir dos resultados referenciados nesta dissertação e os que serão apresentados adiante, será possível mostrar a eficácia do método proposto, pois ter-se-á assim uma base comparativa de dados. No segundo caso serão utilizadas como base as informações da usina hidrelétrica de Cachoeira Dourada, usina composta por dez conjuntos geradores divididos em quatro etapas de implantação.

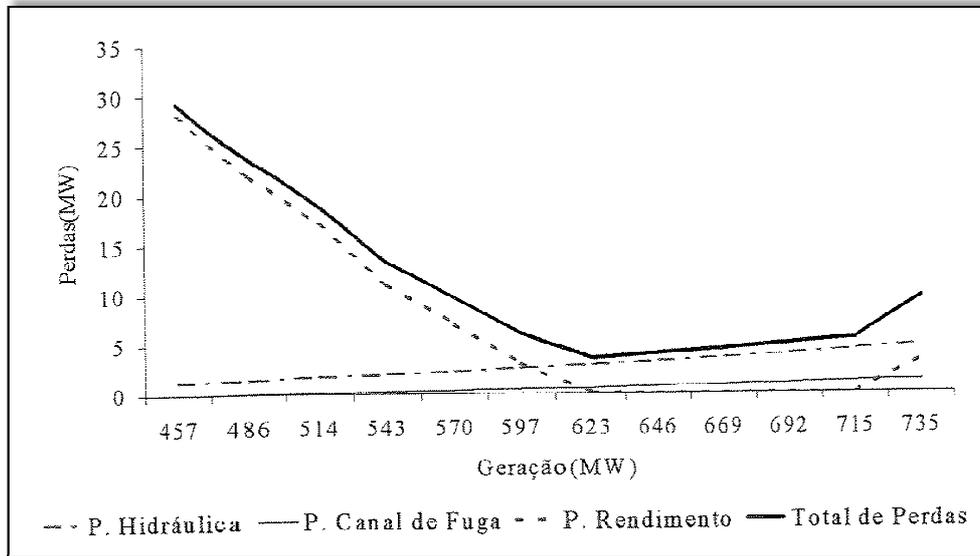
Para a realização dos testes serão utilizadas diversas configurações do Algoritmo Genético para que seja possível determinar qual delas fornecerá melhores resultados para o problema proposto.

### 6.2 – ESTUDO DE CASO 1 – USINA DE ITAIPU

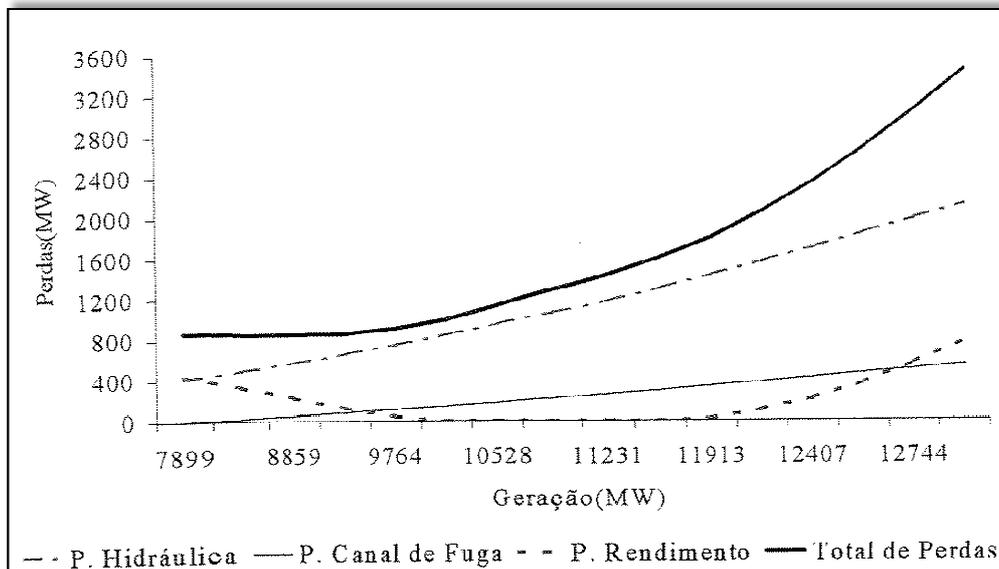
A usina de Itaipu, composta atualmente por 20 unidades geradoras capazes de gerar 14.000 MW de potência, é a maior usina hidrelétrica brasileira e a segunda maior do mundo, logo atrás da usina de Três Gargantas na China. Na época da publicação da dissertação de ARCE (1999), Itaipu possuía 18 máquinas e era capaz de gerar 12.800 MW de potência.

Na formulação proposta por ARCE (1999) levou-se em consideração que as 18 máquinas que compõem a usina são idênticas, sendo necessário somente a escolha do número total de máquinas ativas capaz de suprir a demanda em cada intervalo de tempo

e que minimiza as perdas nas 24 horas, possuindo como função minimizadora as curvas de perdas de cada conjunto de máquinas. Abaixo são apresentadas as curvas de perdas para 1 máquina e para 18 máquinas ativas. As outras curvas de perdas da usina de Itaipu podem ser encontradas em ARCE (1999).



**Figura 6.1** – Perdas na Usina de Itaipu – 1 Máquina.

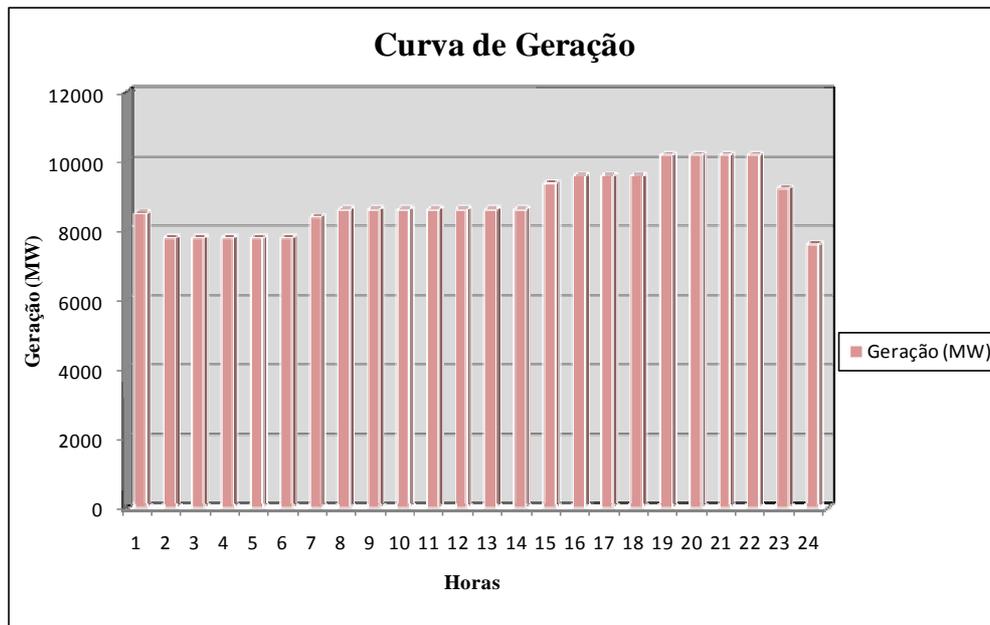


**Figura 6.2** – Perdas na Usina de Itaipu – 18 Máquinas.

A partir das 18 curvas apresentadas no trabalho, foram modeladas as curvas de perdas para utilização neste estudo. Para isso, foram escolhidos uma série de coordenadas *Geração x Perdas*, dando maior ênfase nas áreas do gráfico onde ocorrem

as menores perdas por geração. Para cada gráfico, cerca de 12 a 15 coordenadas foram plotadas.

A curva de geração programada mostrada na figura 6.3 foi utilizada como parâmetro nos testes realizados, sendo a mesma mostrada em ARCE (1999):



**Figura 6.3** – Curva de geração da usina de Itaipu.

Em todos os testes realizados o Algoritmo Genético utiliza o torneio como técnica de seleção, realizado escalonamento linear da população e a utilização do elitismo para um indivíduo. Para melhor análise dos dados, os testes serão agrupados pelos três tipos de cruzamento utilizados: cruzamento de 1 ponto, cruzamento de 2 pontos e cruzamento uniforme.

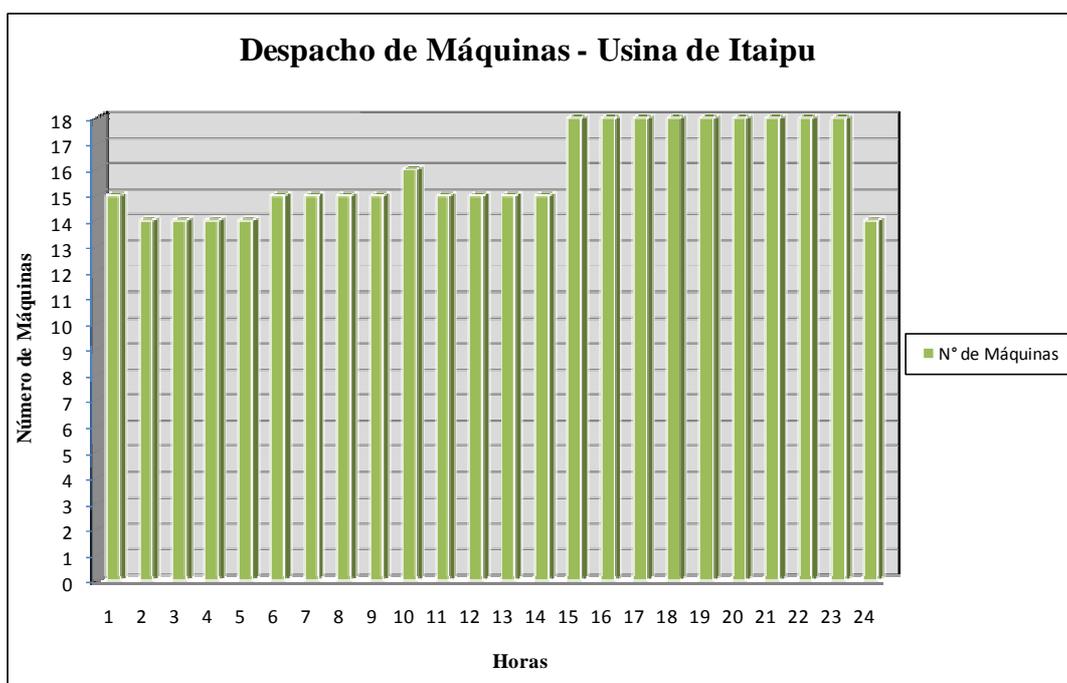
### **6.2.1 – PRIMEIRA ETAPA – CRUZAMENTO DE 1 PONTO**

A primeira configuração utilizada possui as seguintes definições, que são mostradas na tabela abaixo:

**Tabela 6.1 – Definições do Algoritmo Genético – Cruzamento de 1 ponto**

PARÂMETRO	VALORES
Gerações	100
Número de Indivíduos	200
Probabilidade de Cruzamento	90 %
Probabilidade de Mutação	1 %
Técnica de Seleção	Torneio
Escalonamento	Linear

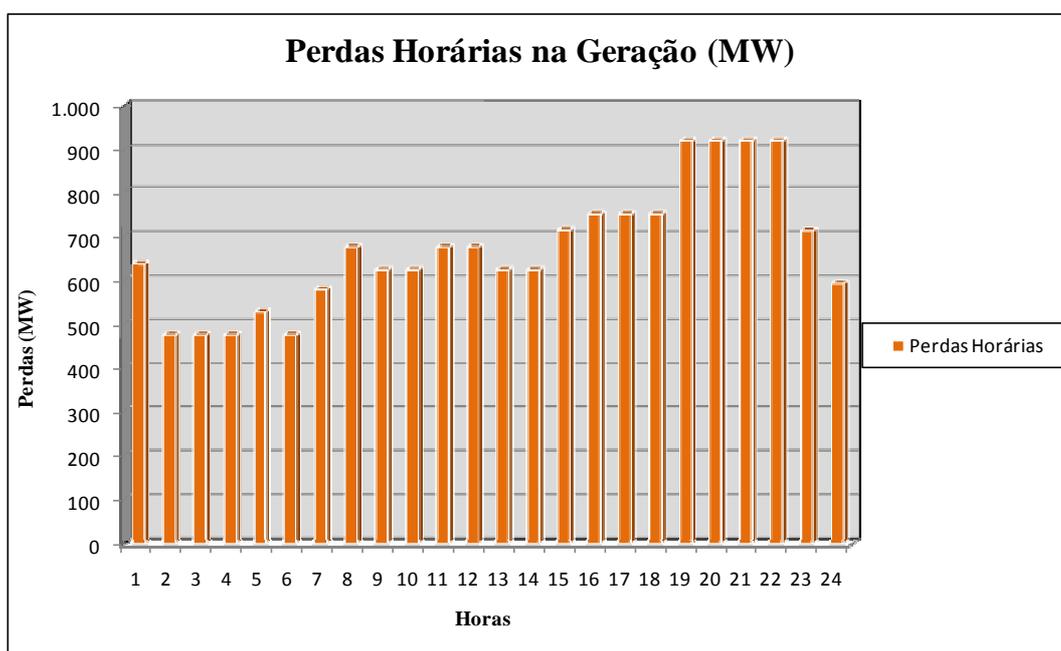
No teste realizado, as perdas totais nas 24 horas do dia foram de **15.828 MWh**, com a seguinte configuração de máquinas:



**Figura 6.4 – Despacho de máquinas para a usina de Itaipu.**

Na figura 6.5 a seguir é possível visualizar a distribuição das perdas durante todo o horizonte de tempo. Comparando-se este gráfico com a curva de carga utilizada, nota-se a semelhança entre o formato básico de ambos e é possível perceber que os períodos de maior geração são aqueles que possuem maiores perdas. Isso ocorre devido à maior quantidade de água necessária (maior vazão) para gerar a potência determinada, ocasionando em maiores perdas no canal de fuga e nos condutos forçados. Além disso,

as turbinas operam longe do seu ponto de máxima eficiência, contribuindo para o aumento das perdas no rendimento das turbinas.



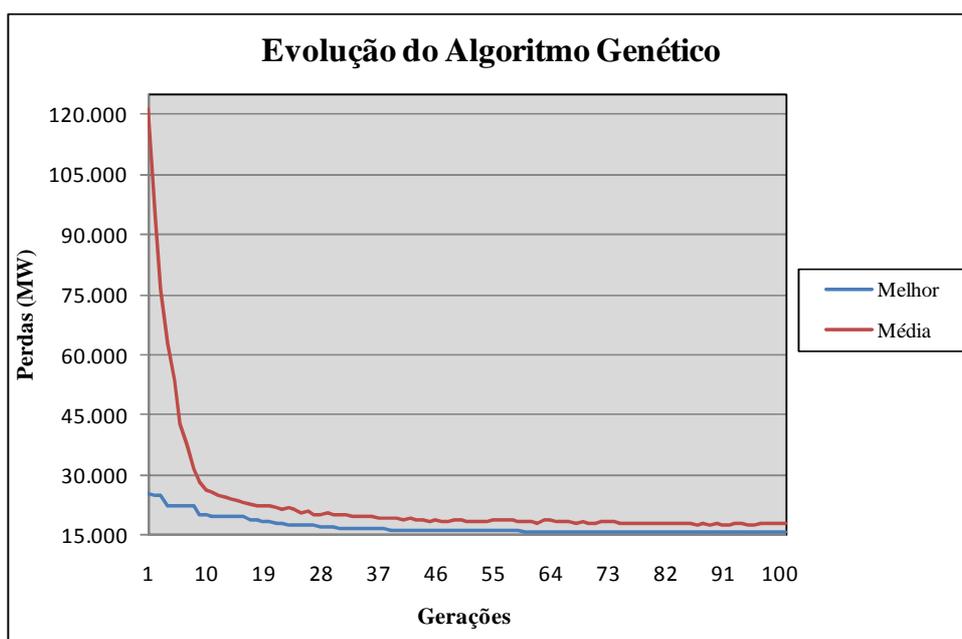
*Figura 6.5* – Distribuição das perdas horárias durante os períodos de análise.

Alterando-se a taxa de cruzamento para 80%, mantendo-se todo o restante das configurações mostradas na tabela 6.1, as perdas determinadas pela técnica proposta foram de **15.877 MWh**. Por este resultado pode-se admitir a influência da taxa de cruzamento na resolução do problema para esta configuração.

Para verificação da importância do número de gerações na resolução do problema, foram alterados os valores dos números de indivíduos e de gerações. Neste novo teste, 200 e 100 serão os números de gerações e indivíduos respectivamente. As perdas totais ao final das iterações do Algoritmo Genético foram de **15.855 MWh**, um resultado pior do que o encontrado no primeiro teste, podendo-se perceber a possível maior influência dos números de indivíduos no alcance das perdas mínimas.

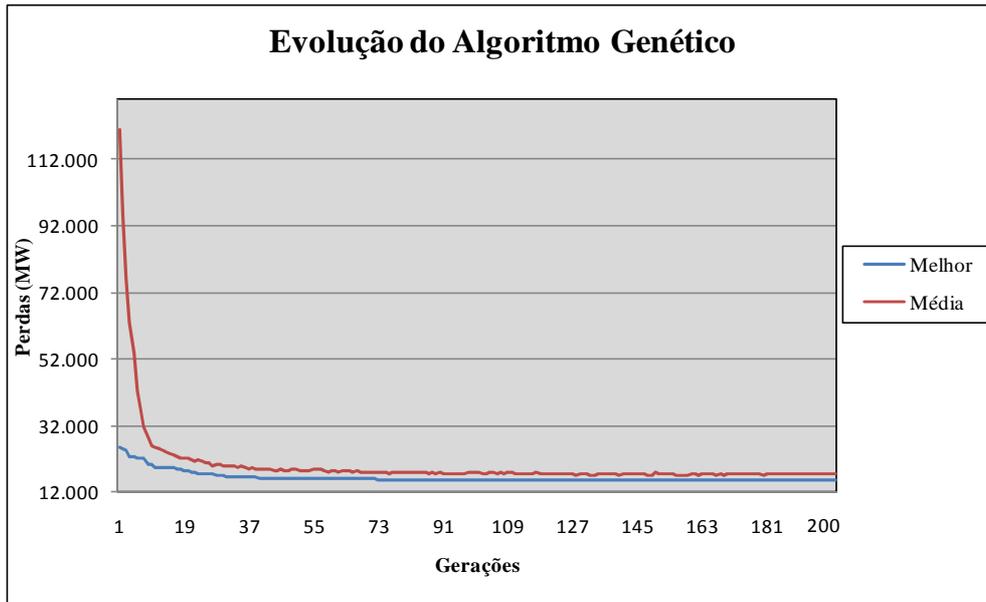
Para verificar a influência dos números de indivíduos na técnica de solução, aumentou-se para 400 o número de indivíduos da população, mantendo-se constante o restante da configuração do Algoritmo Genético da tabela 6.1. Neste caso, as perdas na usina de Itaipu foram de **15.810 MWh**. Logo, aumentando-se o número de participantes na população o algoritmo tende a encontrar soluções mais próximas do seu ótimo global.

Na figura 6.6 a seguir pode-se observar o comportamento do Algoritmo Genético ao longo das gerações para esta última configuração. É possível observar que os valores médios dos indivíduos da população são muito altos no início das gerações, mostrando a alta aleatoriedade dos indivíduos no espaço de solução. Também é importante notar que pela utilização da técnica de elitismo na técnica proposta não há piora do resultado ao longo das gerações, pois o melhor indivíduo de uma geração é mantido na próxima geração.

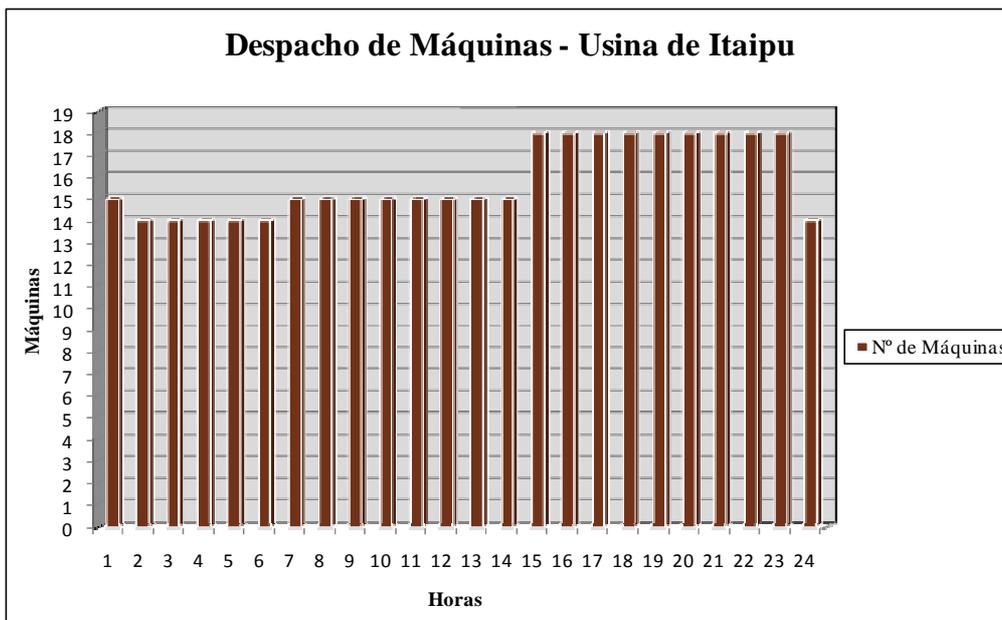


**Figura 6.6** – Evolução do Algoritmo Genético.

Em um novo teste, o número de gerações foi aumentado para 200, mantendo-se o número de indivíduos em 400. Neste teste, as perdas totais foram de **15.750 MWh**, alcançando a mínima perda entre todas as configurações do Algoritmo Genético adotadas. Assim, é possível afirmar a importância da perfeita equalização do número de gerações e participantes do Algoritmo Genético para chegar ao valor ótimo global. Além disso, é importante salientar a robustez da técnica empregada, pois a diferença entre o melhor e o pior resultado foi de **127 MWh**, ou 0,8%, sendo ambos os resultados melhores que o encontrado por ARCE (1999) em seu trabalho pioneiro, que foi de **16.080 MWh**. Na figura 6.7 é apresentado o comportamento do Algoritmo Genético para o teste realizado, mantendo-se o comportamento padrão, apenas com a diferença de valores ao longo das gerações devido à aleatoriedade do processo. Na figura 6.8 é mostrado o despacho de máquinas encontrado por esta configuração do Algoritmo Genético.



*Figura 6.7* – Evolução do Algoritmo Genético.



*Figura 6.8* – Despacho de máquinas para a usina de Itaipu.

## 6.2.2 – SEGUNDA ETAPA – CRUZAMENTO DE 2 PONTOS

A primeira configuração adotada para o Algoritmo Genético utilizando-se do cruzamento de dois pontos é a mostrada na tabela abaixo:

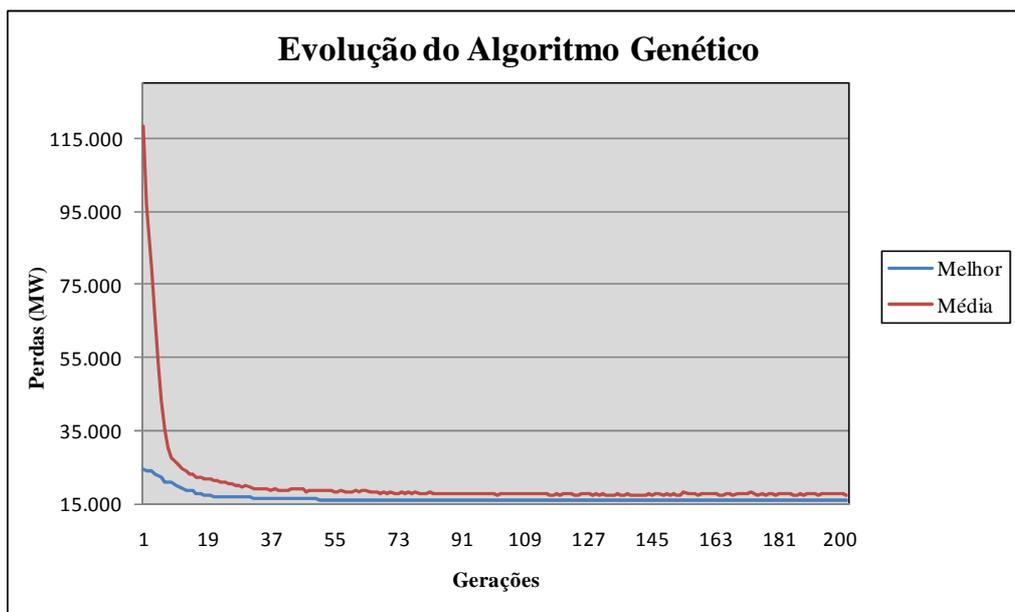
**Tabela 6.2– Definições do Algoritmo Genético – Cruzamento de 2 Pontos**

PARÂMETRO	VALORES
Gerações	100
Número de Indivíduos	200
Probabilidade de Cruzamento	90 %
Probabilidade de Mutação	1 %
Técnica de Seleção	Torneio
Escalonamento	Linear

Neste primeiro teste o resultado encontrado foi de **15.802 MWh**, melhor em 26 MWh em comparação à mesma configuração do Algoritmo Genético utilizando o cruzamento de 1 ponto.

Para verificar a importância do número de indivíduos da população nesta configuração, foi aumentado o número de indivíduos para 400. Nesta simulação o total de perdas encontrado foi de **15.803 MWh**, possuindo um resultado melhor ao encontrado pela mesma configuração do Algoritmo Genético utilizando o cruzamento de 1 ponto, que foi de **15.810 MWh**.

Seguindo a mesma proposta realizada na primeira etapa, foram especificadas 200 gerações e 400 indivíduos na população, mantendo-se o restante da configuração apresentada na tabela 6.2. Ao final da simulação a solução encontrada foi de **15.750 MWh**, o mesmo valor encontrado na primeira etapa com os mesmos parâmetros do Algoritmo Genético. A figura mostrando o comportamento do Algoritmo Genético neste teste é mostrada a seguir:



**Figura 6.9** – Evolução do Algoritmo Genético.

Pelos resultados apresentados verifica-se a leve superioridade do cruzamento de 2 pontos frente ao cruzamento de 1 ponto em número reduzido de gerações. Para valores mais elevados de gerações e indivíduos as duas técnicas se equivalem para a resolução deste problema, chegando ao mesmo valor mínimo de perdas.

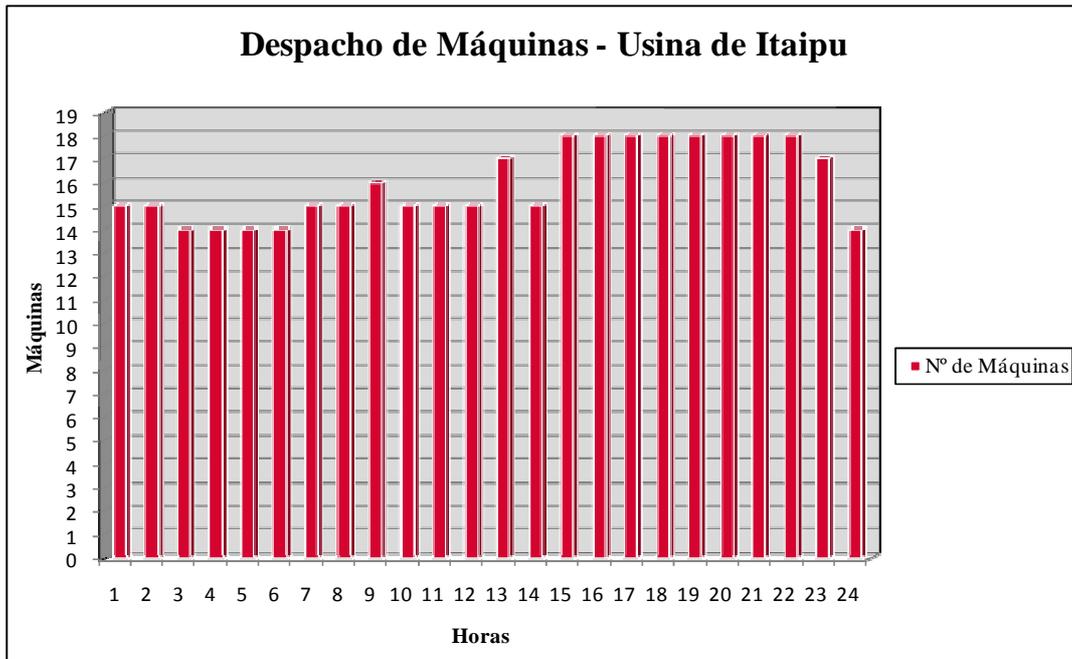
### 6.2.3 – TERCEIRA ETAPA – CRUZAMENTO UNIFORME

Para esta última etapa de testes para a usina de Itaipu, utilizando o cruzamento uniforme, será utilizada a seguinte configuração inicial:

**Tabela 6.3**– Definições do Algoritmo Genético – Cruzamento Uniforme

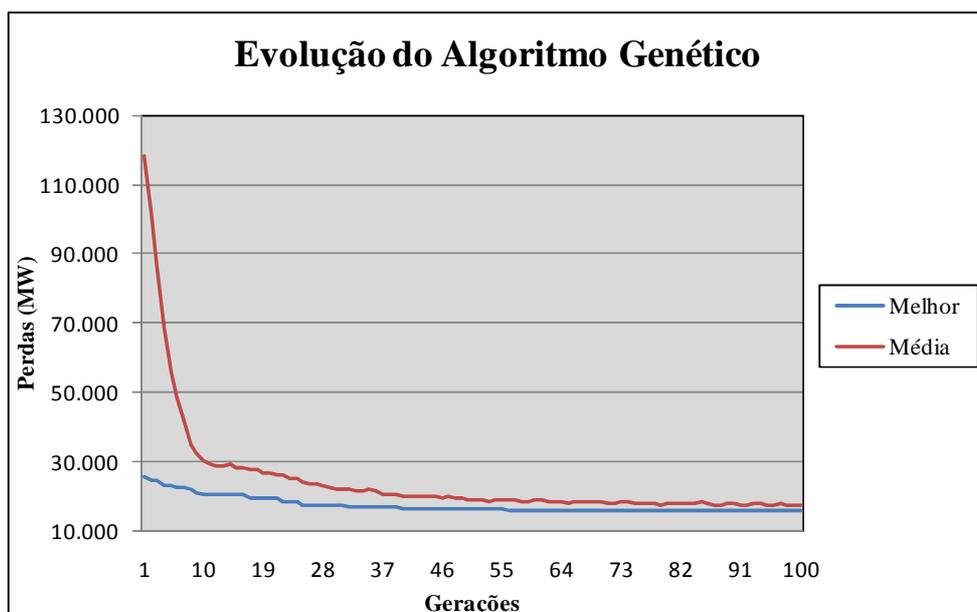
PARÂMETRO	VALORES
Gerações	100
Número de Indivíduos	200
Probabilidade de Cruzamento	90 %
Probabilidade de Mutação	1 %
Técnica de Seleção	Torneio
Escalonamento	Linear

No primeiro teste realizado, o resultado alcançado foi de **15.888 MWh**, o mais alto em comparação aos cruzamentos de 1 e 2 pontos, utilizando os mesmos parâmetros do Algoritmo Genético. Em relação ao cruzamento de 1 ponto a diferença foi de **60 MWh** e em relação ao cruzamento de 2 pontos a diferença foi de **86 MWh**. A configuração de máquinas encontrada é mostrada abaixo:



**Figura 6.10** – Despacho de máquinas para a usina de Itaipu.

Mantendo-se constante o número de gerações e alterando-se o número de indivíduos para 400, o resultado encontrado após 100 gerações foi de **15.776 MWh**, o melhor encontrado para esta configuração. Este valor encontrado pode levar à conclusão que para este tipo de problema o cruzamento uniforme necessita de mais indivíduos para chegar à um melhor valor para minimização das perdas. O comportamento do Algoritmo Genético é mostrado na figura abaixo. É possível verificar que a média dos valores entre todos os indivíduos da população demora a convergir para próximo do valor mínimo global.



**Figura 6.11** – Evolução do Algoritmo Genético.

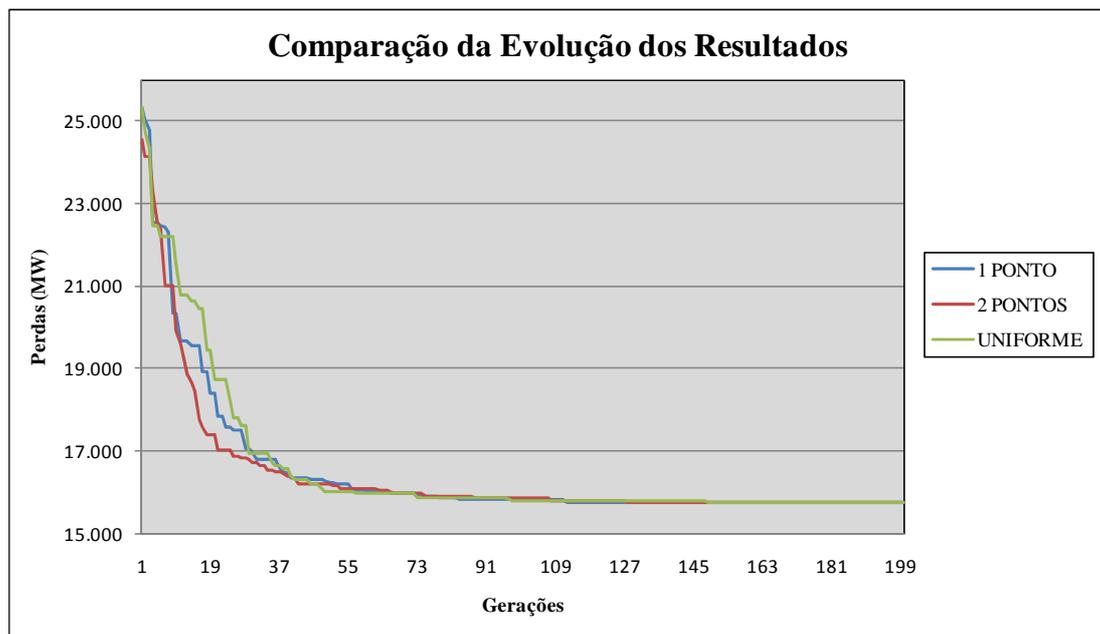
Com a configuração do Algoritmo Genético agora ajustada para 200 e 400 o número de gerações e indivíduos respectivamente, é encontrado o valor de **15.750 MWh** de perdas totais para a usina de Itaipu. Sendo este o menor valor encontrado pelas três configurações, pode-se chegar à conclusão que este é o valor ótimo global que a técnica proposta pode alcançar. Comparando-se com o valor encontrado pela técnica proposta por ARCE (1999), que foi de **16.080 MWh**, este é um valor 2,05% menor. Extrapolando-se este valor de diminuição de perdas (330 MWh) para os 365 dias do ano e aceitando-se constante a geração diária de Itaipu ao longo do ano, poderia-se ter uma diminuição de **120.450 MWh** de energia durante o período, permitindo uma economia de **R\$ 9.868.468,50** em relação ao resultado proposto por ARCE (1999), levando-se em consideração o preço médio de energia de Itaipu de R\$ 81,90.

O tempo de processamento do método proposto é balizado pelo número de gerações e número de indivíduos do Algoritmo Genético. Aumentando-se algumas destas variáveis, o tempo também irá aumentar devido ao aumento do número de cálculos que terão que ser efetuados em cada iteração.

Neste estudo de caso o tempo de computação varia desde 4 minutos, no caso do menor número de gerações e indivíduos a 16 minutos, no caso do teste realizado com o maior número de indivíduos e gerações, não ocorrendo variação significativa com a mudança de tipo de cruzamento utilizado. Os testes foram executados no programa MATLAB<sup>®</sup>.

Na figura 6.12 é mostrado o comportamento do melhor indivíduo nas três configurações que alcançaram a menor perda no sistema, de **15.750 MWh**. É possível observar que o cruzamento de dois pontos nas primeiras gerações encontra valores inferiores de perdas, comportamento oposto ao cruzamento uniforme, que dentre os três é o mais lento para chegar a valores satisfatórios. Um outro ponto a observar é que a partir da geração 70, as três configurações já se encontram em regiões próximas e a partir da geração 150 os mesmos já convergiram para o valor final.

Já na figura 6.13 é apresentado o despacho de máquinas do pior e melhor resultados obtidos com a técnica desenvolvida e o despacho de máquinas proposto por ARCE (1999). É possível observar que pequenas diferenças no arranjo de máquinas durante o período proposto podem resultar em diferenças significativas nas perdas na geração de energia, resultando em menores custos para a empresa geradora.



**Figura 6.12** - Comparação do comportamento do Algoritmo Genético nos testes realizados.

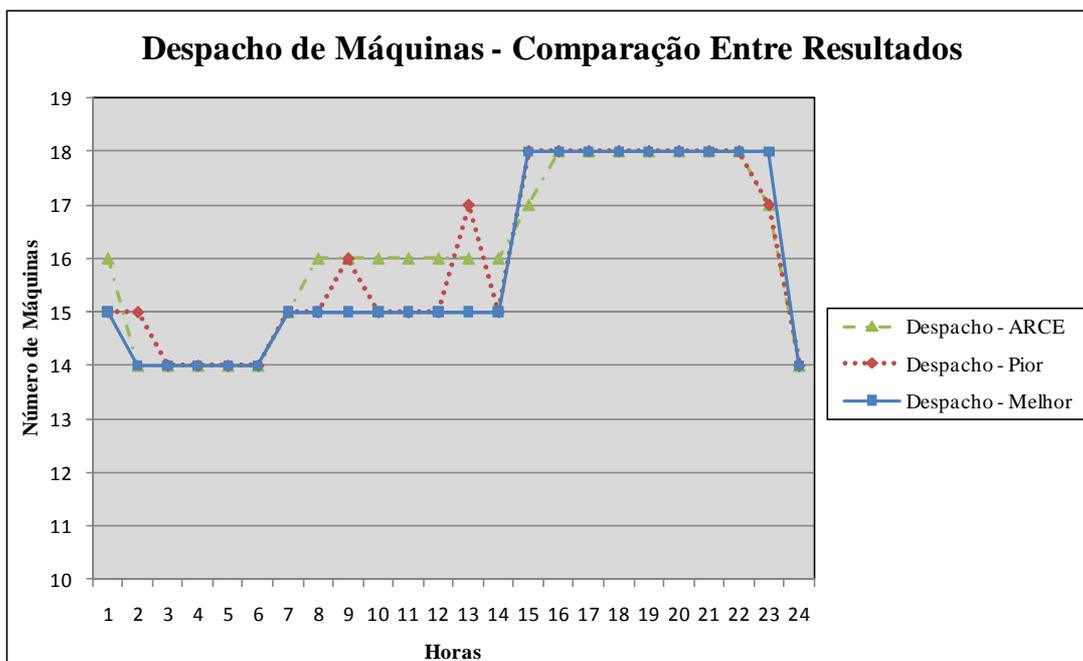


Figura 6.13 - Comparação entre despachos de máquinas.

## 6.3 – ESTUDO DE CASO 2 - USINA DE CACHOEIRA DOURADA

A usina de Cachoeira Dourada, localizada no rio Paranaíba, na bacia do rio Paraná, foi construída na divisa dos estados de Goiás e Minas Gerais. Atualmente a usina opera com dez máquinas e possui capacidade instalada de 658MW.

A primeira etapa de construção foi concluída em 1959 quando foram instaladas duas unidades geradoras de 17MW cada. A partir daí, a usina passou por diversas ampliações. A segunda etapa, finalizada no ano de 1972, ampliou a capacidade geradora para 162MW, com a instalação de três conjuntos geradores de 54MW. Na terceira etapa, concluída em 1977, mais três turbinas de 84MW foram instaladas e finalmente em 1994 a usina passou pela última ampliação, com a instalação de duas unidades de 105MW cada, totalizando os 658MW de capacidade atual (ENDESA GERAÇÃO, 2009). Uma tabela mostrando as características da usina é mostrada abaixo:

**Tabela 6.4– Características da usina de Cachoeira Dourada**

	Primeira Etapa		Segunda Etapa			Terceira Etapa			Quarta Etapa	
	Unidade 1	Unidade 2	Unidade 3	Unidade 4	Unidade 5	Unidade 6	Unidade 7	Unidade 8	Unidade 9	Unidade 10
<b>Entrada em Operação</b>	1958	1959	1968	1968	1972	1976	1977	1976	1993	1994
<b>Turbinas</b>										
<b>Tipo</b>	Kaplan	Kaplan	Kaplan	Kaplan	Kaplan	Francis	Francis	Francis	Kaplan	Kaplan
<b>Disposição</b>	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical
<b>Velocidade Nominal (rpm)</b>	150	150	128,1	128,1	128,1	81,8	81,8	81,8	102,8	102,8
<b>Vazão Absorvida (m<sup>3</sup>/s)</b>	88	88	183	183	183	306	306	306	360	360
<b>Geradores</b>										
<b>Tensão Nominal (kV)</b>	11,5	11,5	13,8	13,8	13,8	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
<b>Potência Nominal (MVA)</b>	17	17	54	54	54	84	84	84	105	105

Fonte: ENDESA GERAÇÃO (2009)

No desenvolvimento da técnica de solução a ser utilizada da determinação do despacho de geração e de máquinas da usina de Cachoeira Dourada algumas simplificações e premissas foram adotadas. No próximo tópico estas observações serão apresentadas.

### 6.3.1 – SIMPLIFICAÇÃO E PREMISSAS UTILIZADAS

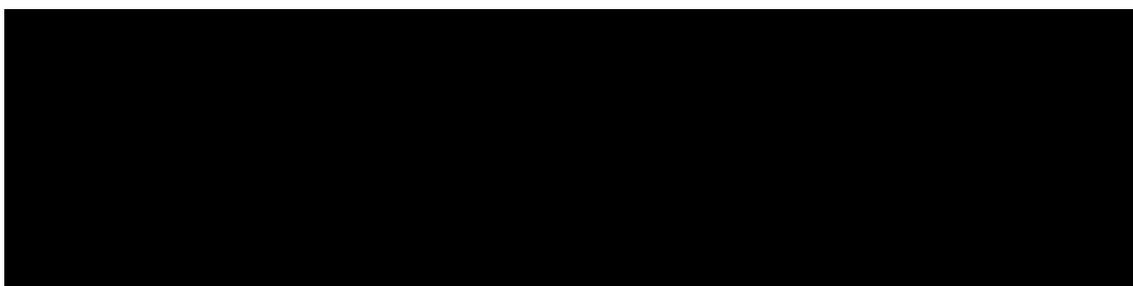
Uma simplificação adotada no desenvolvimento do método diz respeito às combinações de máquinas ligadas (gerando energia) possíveis de serem encontradas. O número de combinações é determinado pela fórmula  $2^N - 1$ , sendo  $N$  o número de máquinas. Sendo a usina composta por dez máquinas, o número total de combinações seria de 1023. Um número muito alto e que tornaria o problema intratável no limite de tempo desejado. A simplificação adotada foi agrupar em uma única combinação um conjunto de combinações que representam o mesmo número de perdas, diminuindo assim o número total de combinações possíveis de serem encontradas, diminuindo a dimensionalidade do espaço de busca do Algoritmo Genético no método proposto. Um exemplo é mostrado abaixo, representando uma possível combinação de máquinas em uma determinada hora, com 0 indicando a máquina desligada e 1, ligada:

**Tabela 6.5 – Configuração de Máquinas**

Máquina 1	Máquina 2	Máquina 3	Máquina 4	Máquina 5	Máquina 6	Máquina 7	Máquina 8	Máquina 9	Máquina 10
1	1	0	0	0	0	0	1	0	0

Na configuração da usina, as máquinas estão agrupadas em diferentes grupos (como pode ser visto na tabela 6.4) e assim possuem uma mesma curva de perdas as máquinas pertencentes ao mesmo grupo. Na combinação mostrada acima, as máquinas ligadas seriam as de número 1,2 e 8 e a contabilização do total de perdas deste despacho de máquinas seria a mesma se as máquinas 1,2,6 ou 1,2 e 7 estivessem ligadas, pois as máquinas 6,7 e 8 estão no mesmo grupo. A solução encontrada foi representar em uma única combinação estes três tipos de combinações possíveis. Isso foi possível de ser realizado pois não foi levado em consideração as perdas devido à elevação do canal de fuga. Esta decisão foi tomada após constatação que existe pouca variação do canal de fuga durante o dia. Este mesmo procedimento foi adotado em todas as combinações de máquinas da usina analisada.

Também foi observado no histórico das programações de geração da usina de Cachoeira Dourada que as máquinas 1,2 e 3 sempre estão ligadas, independentemente da geração, pois a demanda horária prevista para a usina de Cachoeira Dourada não ultrapassa o somatório da potência destas três máquinas (88MW) no histórico de geração da usina. Isto posto, nas combinações possíveis as três máquinas sempre estão ligadas. Um exemplo de diminuição do espaço de busca que estas simplificações proporcionam é apresentado na figura abaixo:



**Figura 6.14 - Possibilidades de combinações de máquinas**

No exemplo acima, com as máquinas 1,2 e 3 sempre ativas nos intervalos de tempo, a variação no arranjo ocorre nas máquinas da segunda e quarta etapa de construção. Como as perdas que podem ser calculadas com as máquinas 4 e 9 ou 4 e 10

ou 5 e 9 ou 5 e 10 ativas seriam as mesmas, todas as quatro possibilidades de arranjo de máquinas listadas foram representadas em um única combinação possível.

### 6.3.2 – CODIFICAÇÃO UTILIZADA

Na formulação do Algoritmo Genético, cada cromossomo representa uma possível resposta ao problema formulado e assim será composto por 24 genes, representando as 24 horas do dia e cada gene poderá ter informações de 1 até 64, representando as 64 combinações de máquinas possíveis.

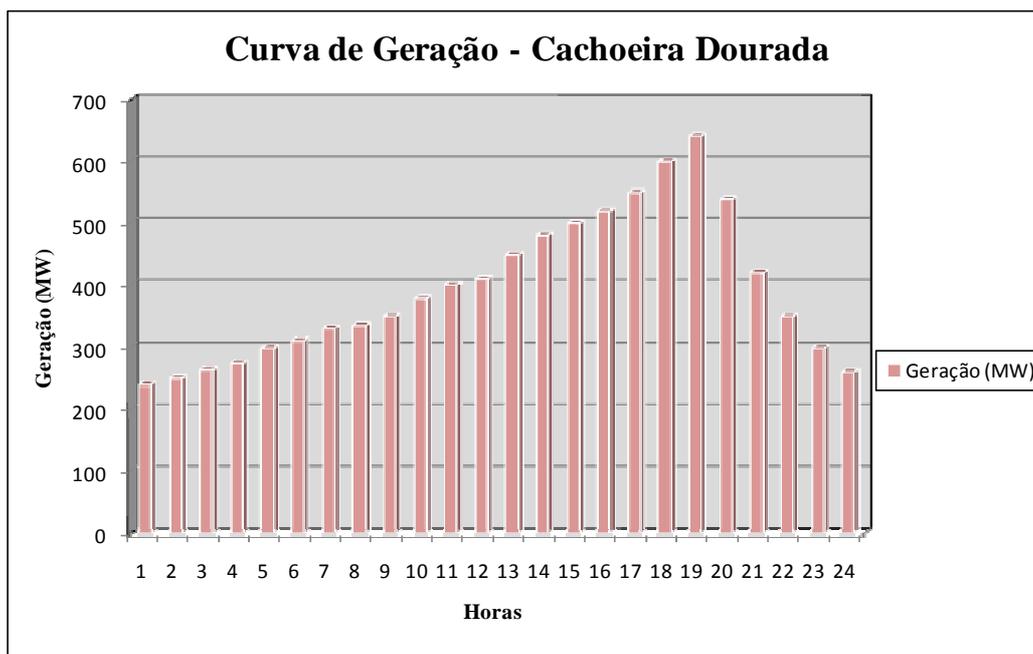
De posse das informações da usina e do quanto que cada máquina pode gerar, é possível determinar a potência máxima que pode ser gerada por cada combinação e a partir destes dados formar um ordenamento de combinações a partir do total que cada combinação poderá gerar. Assim, a **combinação 1** irá representar a menor potência possível que poderá ser gerada (17MW) e a **combinação 64** representará a maior potência possível, ou seja, de 658MW. Um exemplo de cromossomo é mostrado na figura abaixo:

31	2	33	39	42	44	49	50	51	55	55	55	59	60	61	63	62	64	64	59	50	40	35	33
----	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

*Figura 6.15* – Exemplo de cromossomo gerado pelo Algoritmo Genético.

O Algoritmo Genético utilizado faz uso da representação binária, mas possibilita a representação inteira em seus genes, realizando uma decodificação interna de suas informações para a base binária. Para a perfeita representação de números inteiros nos genes do cromossomo, um número de bits representativos em cada gene tem que ser arbitrado e o número encontrado de bits foi de 6, pois  $2^6$  representa 64, o número de combinações que o programa irá trabalhar.

Nos próximos tópicos serão apresentados os testes realizados na usina de Cachoeira Dourada e da mesma forma que foi implementado na usina de Itaipu, os testes serão divididos em 3 grupos, a partir do tipo de cruzamento utilizado. A curva de geração utilizada é exibida a seguir, bem como os valores de demanda em cada intervalo de tempo na tabela 6.5:



**Figura 6.16** – Curva de geração da usina de Cachoeira Dourada.

**Tabela 6.5** – Demanda Horária – Usina de Cachoeira Dourada

HORA	DEMANDA
1	240
2	250
3	264
4	313
5	300
6	312
7	330
8	335
9	350
10	380
11	400
12	410
13	450
14	500
15	520
16	520
17	550
18	600
19	640
20	540
21	420
22	350
23	300
24	260

### 6.3.3 – PRIMEIRA ETAPA - CRUZAMENTO DE 1 PONTO

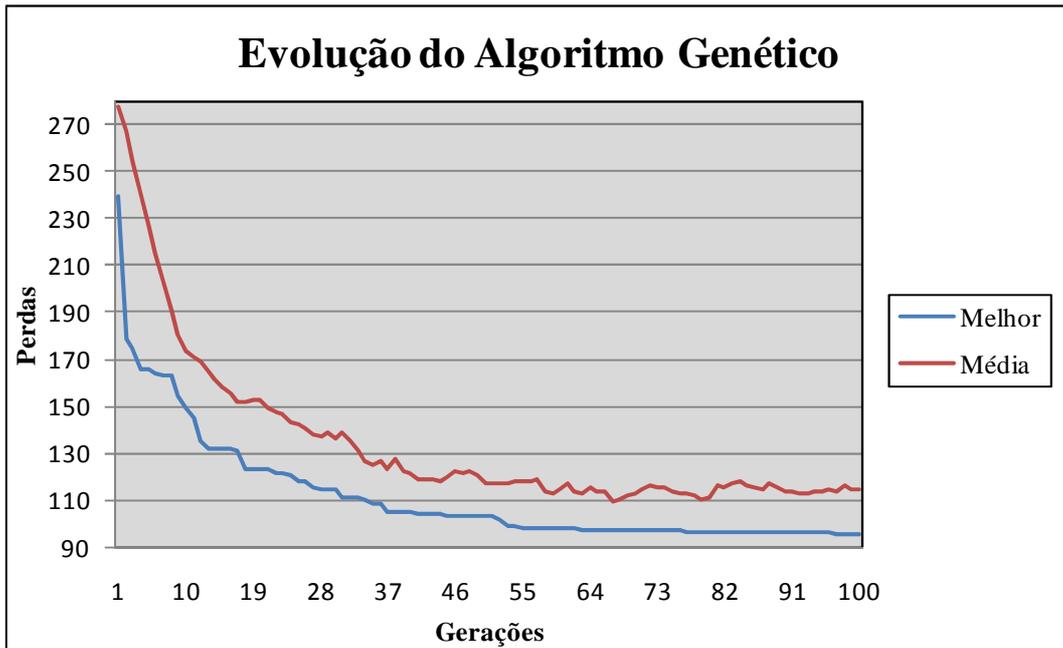
Para a realização dos testes, a seguinte configuração do Algoritmo Genético será utilizada:

**Tabela 6.6 – Definições do Algoritmo Genético – Cruzamento de 1 ponto**

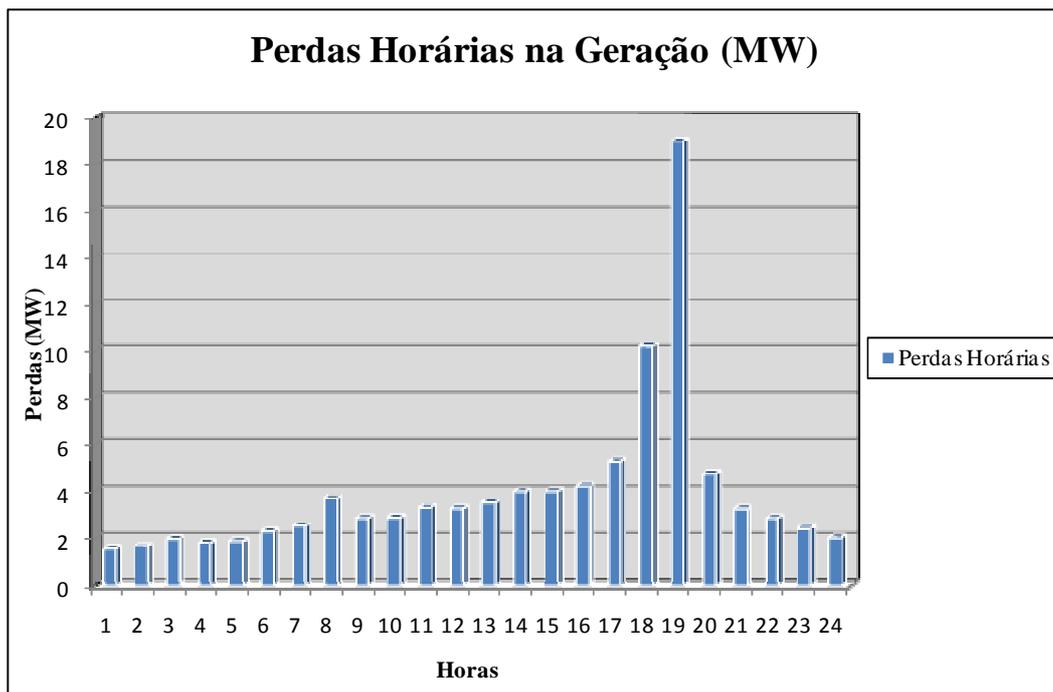
<b>PARÂMETROS</b>	<b>VALORES</b>
<b>Gerações</b>	100
<b>Número de Indivíduos</b>	50
<b>Probabilidade de Cruzamento</b>	90 %
<b>Probabilidade de Mutação</b>	1 %
<b>Técnica de Seleção</b>	Torneio
<b>Escalonamento</b>	Linear

Neste primeiro teste, o valor das perdas encontrado ao final das gerações foi de **95,41 MWh**. Na figura 6.16 é apresentada a evolução dos valores do melhor indivíduo e da média de toda a população no decorrer das gerações. Pode-se observar o comportamento destas duas variáveis, comparando-se com o resultado obtido na usina de Itaipu. No caso presente é possível perceber que o Algoritmo Genético necessita de mais gerações para chegar à melhores resultados, com pequenas melhoras ao longo das gerações.

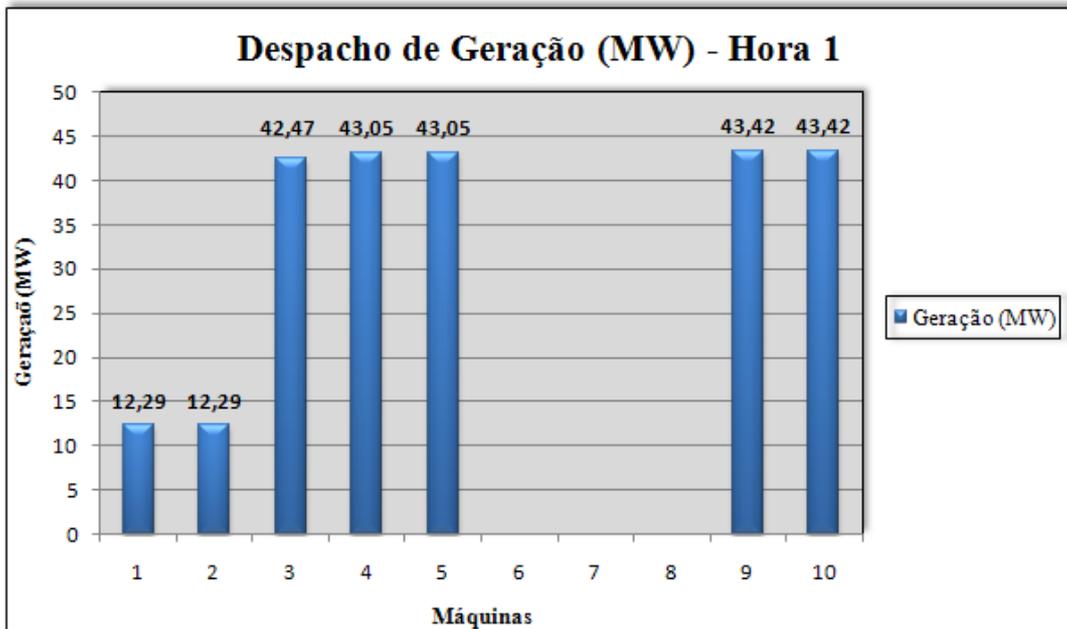
Na figura 6.17 é apresentada a divisão das perdas ao longo das 24 horas do dia. Na figura 6.18 é mostrado o despacho de geração para a hora 1, que possui o valor de demanda de 240 MW. Para verificar a eficácia do método desenvolvido, são apresentadas na figura 6.19 as curvas de perdas referentes às máquinas que participam da geração nesta hora. Nos pontos vermelhos em cada curva de perdas está marcado o ponto de geração em cada máquina, sendo possível afirmar que o método apresentado busca a geração em pontos onde ocorrem as mínimas perdas.



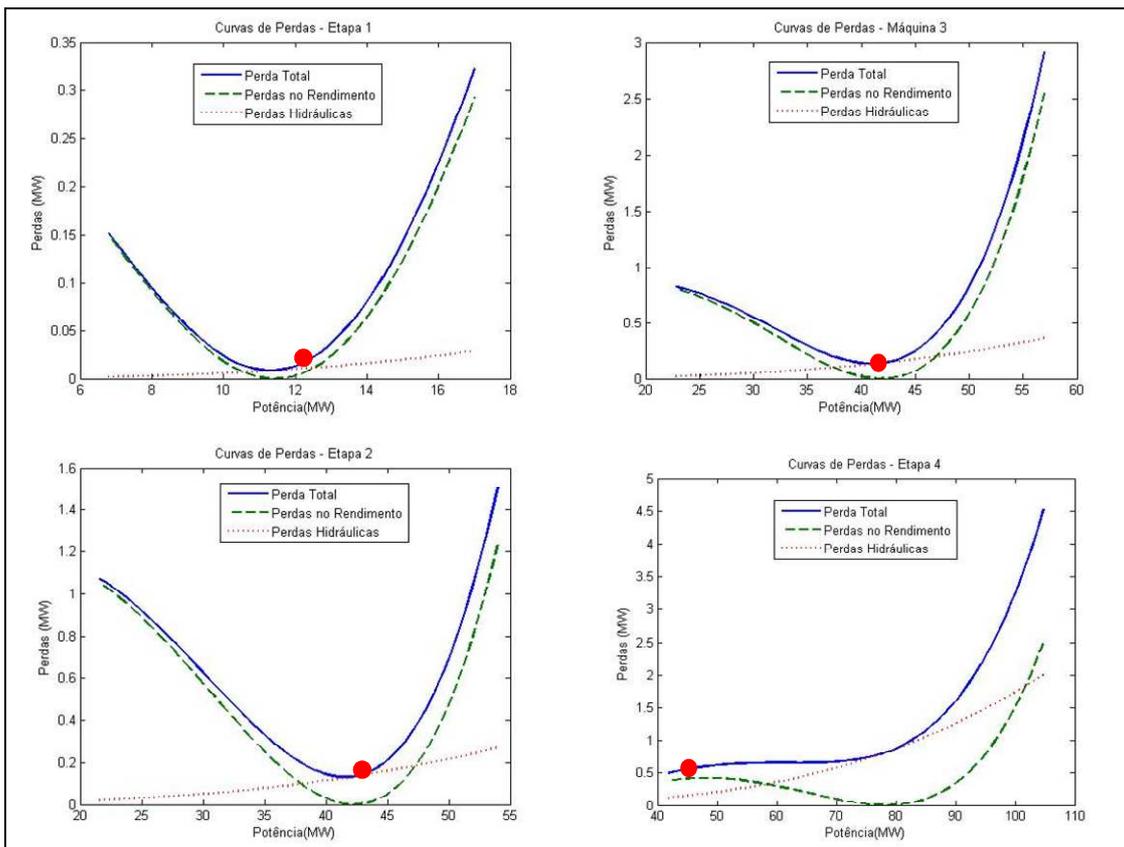
*Figura 6.17* – Evolução do Algoritmo Genético.



*Figura 6.18* – Perdas horárias para a usina de Cachoeira Dourada.



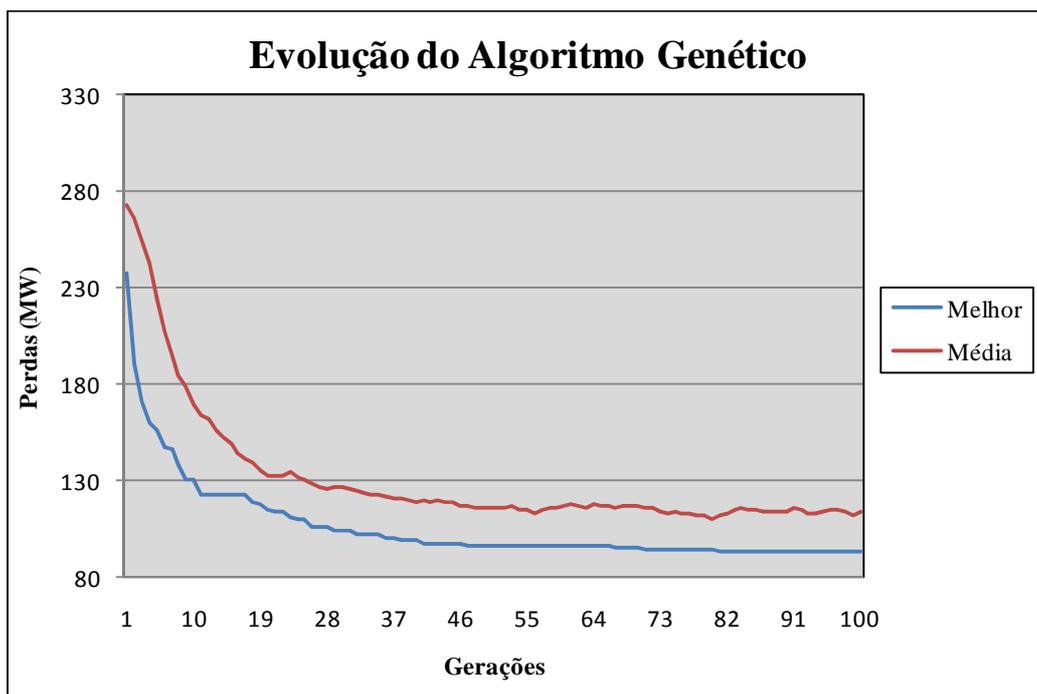
**Figura 6.19** – Despacho de geração para a *Hora 1*.



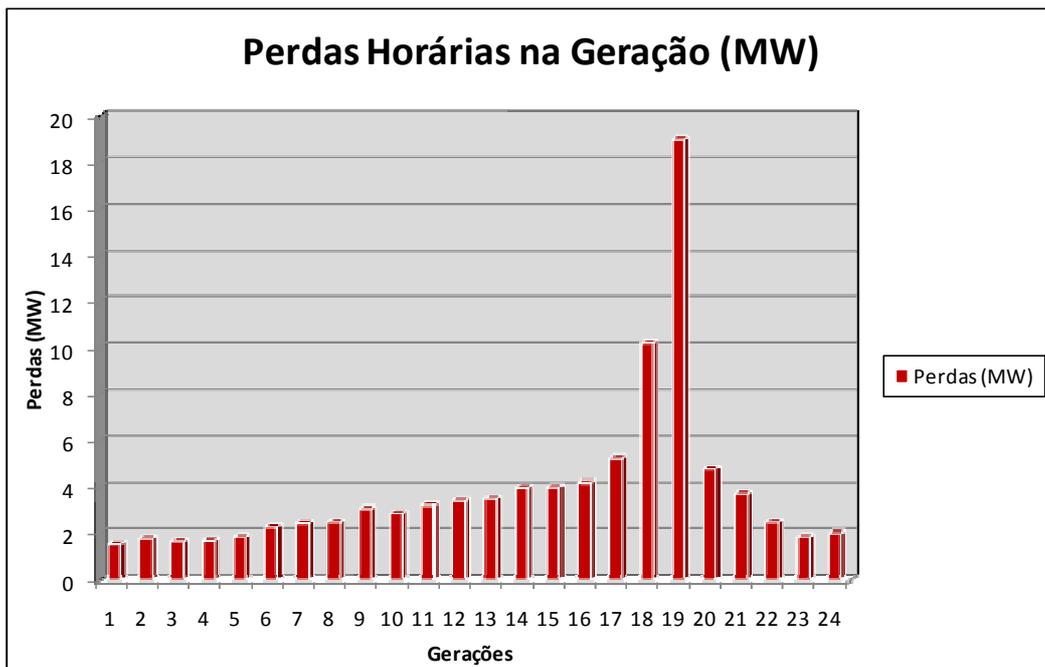
**Figura 6.20** – Despacho de geração x Perdas horárias – *Hora 1*.

No segundo teste com o cruzamento de 1 ponto o número de gerações é aumentado para 200, mantendo-se constante o restante dos valores dos outros parâmetros. Ao final das gerações o valor encontrado foi de **94,57 MWh**, menor em 0,9 MWh em relação ao teste anterior. Neste caso, aumentando-se o número de gerações o resultado não sofreu alteração significativa.

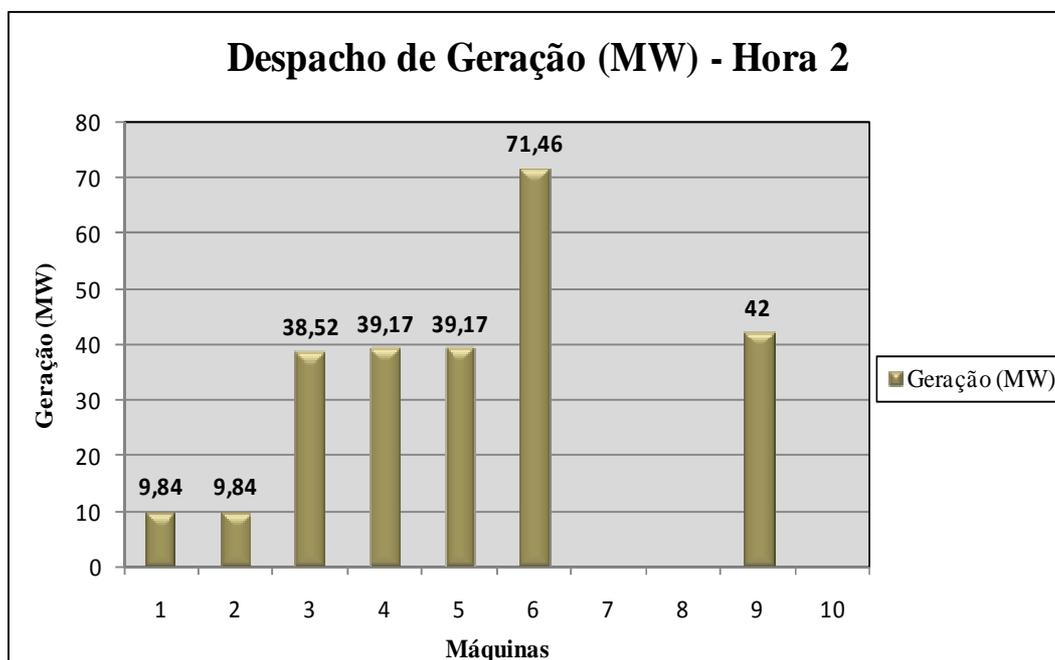
No terceiro teste realizado utilizando-se o cruzamento de 1 ponto, foram utilizadas 100 gerações e 100 indivíduos, mantendo-se constante o restante das configurações. O resultado encontrado foi de **93,82 MWh**, o menor dentre os testes realizados utilizando-se o cruzamento de 1 ponto. No figura 6.20 é apresentada a evolução do Algoritmo Genético ao longo das gerações. Já nas figuras 6.21 a 6.23 são apresentadas as perdas horárias, o despacho de geração na hora 2 e o despacho de geração na hora 19.



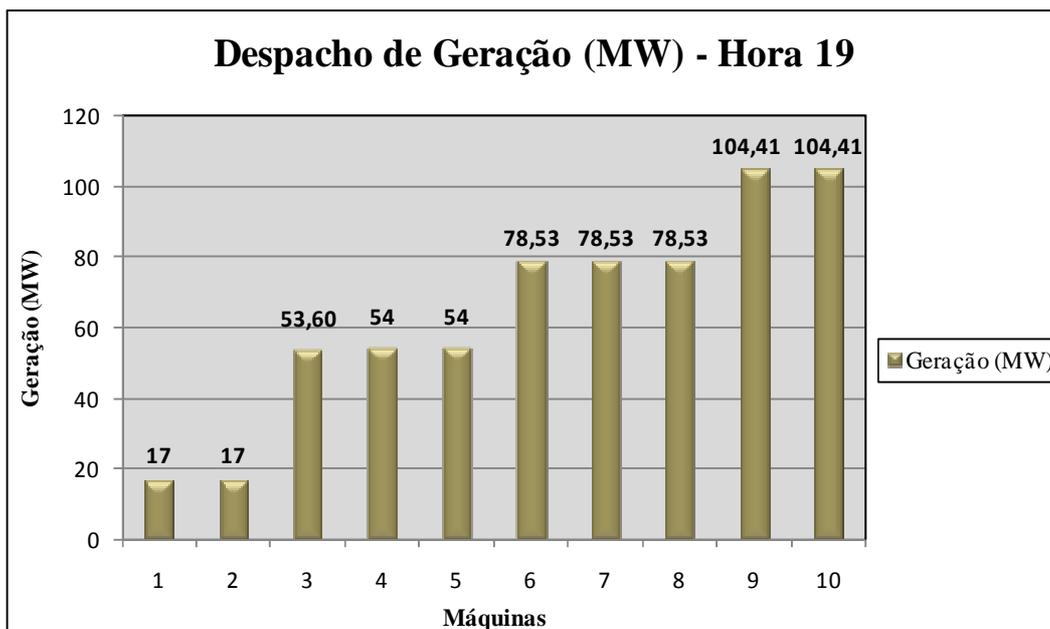
**Figura 6.21** – Evolução do Algoritmo Genético.



**Figura 6.22** – Perdas horárias para a usina de Cachoeira Dourada.

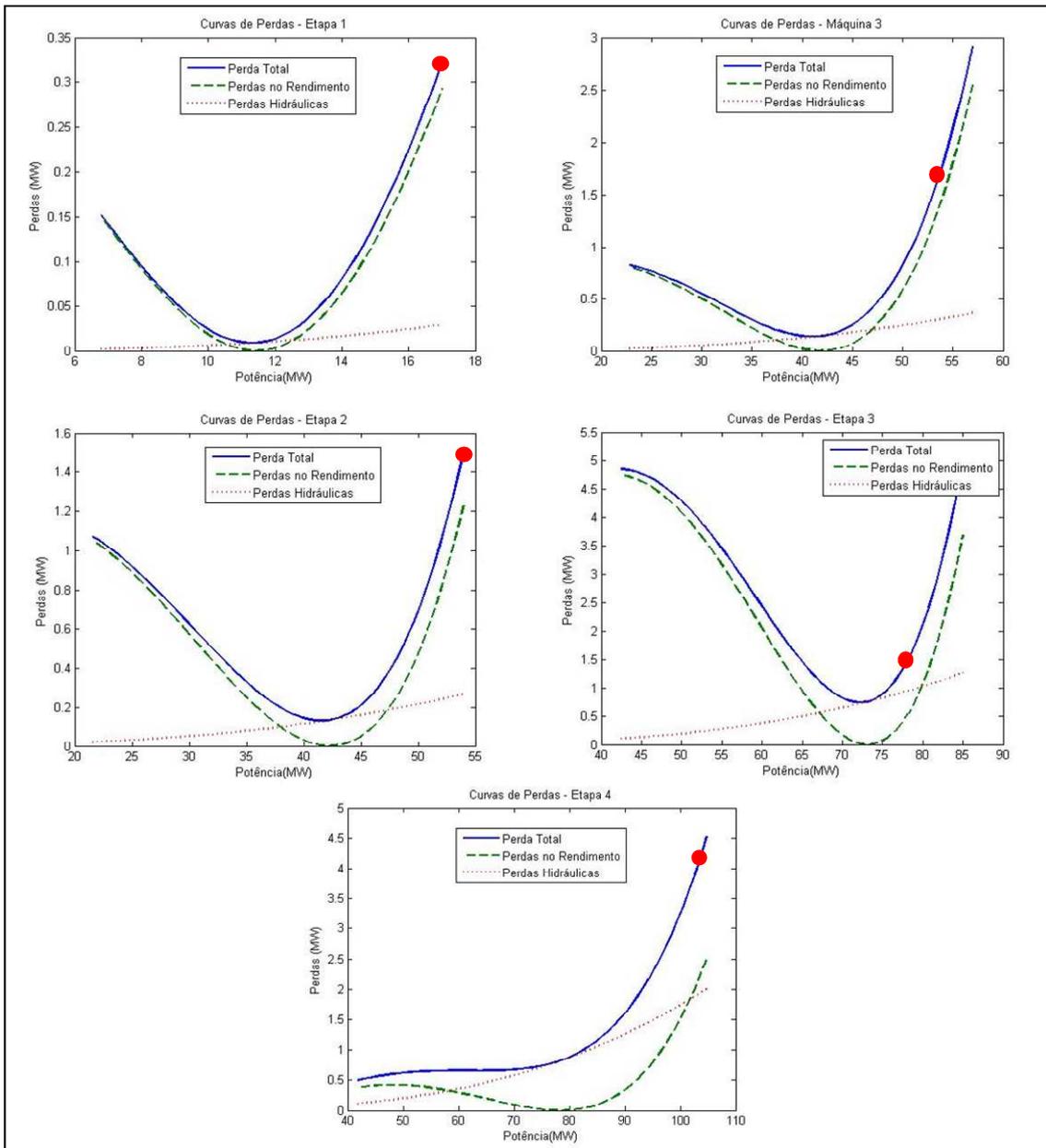


**Figura 6.23** – Despacho de geração para a Hora 2.



**Figura 6.24** – Despacho de geração para a *Hora 19*.

Em relação ao despacho de geração da Hora 19 algumas observações podem ser feitas. Como nesta hora a demanda requerida é de 640MW, quase a capacidade máxima da usina, 4 máquinas geram em todo o seu potencial (máquinas 1, 2, 4 e 5) e as máquinas 3, 9 e 10, próximo a ele. Assim, a usina não consegue gerar energia próximo do ponto de operação de mínima perda, devido à carga requerida. Isso pode ser comprovado na figura abaixo:



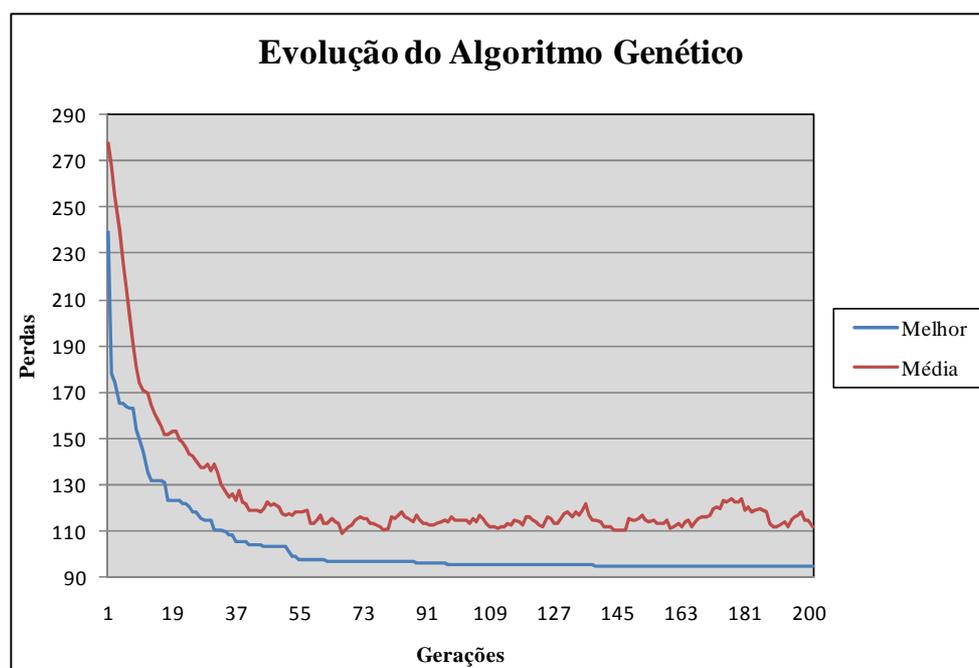
**Figura 6.25** – Despacho de geração  $\times$  Perdas horárias – Hora 19.

Para verificar a importância da perfeita adequação da taxa de cruzamento no estudo do despacho de máquinas e de geração, foi utilizada a seguinte configuração no Algoritmo Genético:

**Tabela 6.7 – Definições do Algoritmo Genético – Cruzamento de 1 ponto**

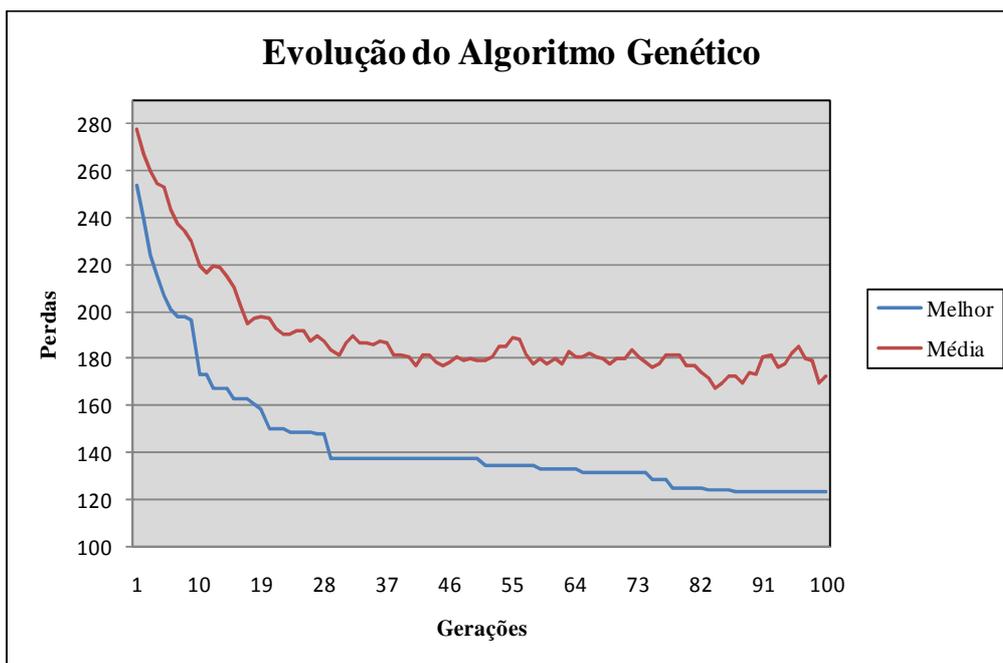
PARÂMETROS	VALORES
Gerações	100
Número de Indivíduos	50
Probabilidade de Cruzamento	80 %
Probabilidade de Mutação	1 %
Técnica de Seleção	Torneio
Escalonamento	Linear

Para esta configuração o resultado encontrado foi de **98,59 MWh**, um resultado pior que os anteriormente encontrados. Modificando o número de gerações para 200, o resultado encontrado foi de **94,58 MWh**, menor em 0,1 MWh ao encontrado para a taxa de cruzamento de 90%, mostrando que diminuindo a taxa de cruzamento é necessário uma maior quantidade de gerações para alcançar resultados mais promissores. A figura 6.25 mostra a evolução do valor de perdas do melhor indivíduo e da média de valores de toda a população ao longo das gerações. Nele é possível notar o comportamento mais errático dos valores da média da população devido à mudança do valor da taxa de cruzamento.



**Figura 6.26– Evolução do Algoritmo Genético.**

No último teste realizado com o cruzamento de 1 ponto, a taxa de mutação foi alterada para 3%, mantendo-se constante o restante da configuração apresentada na tabela 6.7. O resultado encontrado foi de **123,66 MWh**, mostrando a forte influência da taxa de mutação no encontro de soluções ótimas neste tipo de problema. Na figura abaixo verifica-se o distanciamento do valor médio da população em relação ao melhor indivíduo devido ao aumento da taxa de mutação, com a conseqüente impossibilidade de convergência dos valores destas duas variáveis.



*Figura 6.27* – Evolução do Algoritmo Genético.

### 6.3.4 – SEGUNDA ETAPA - CRUZAMENTO DE 2 PONTOS

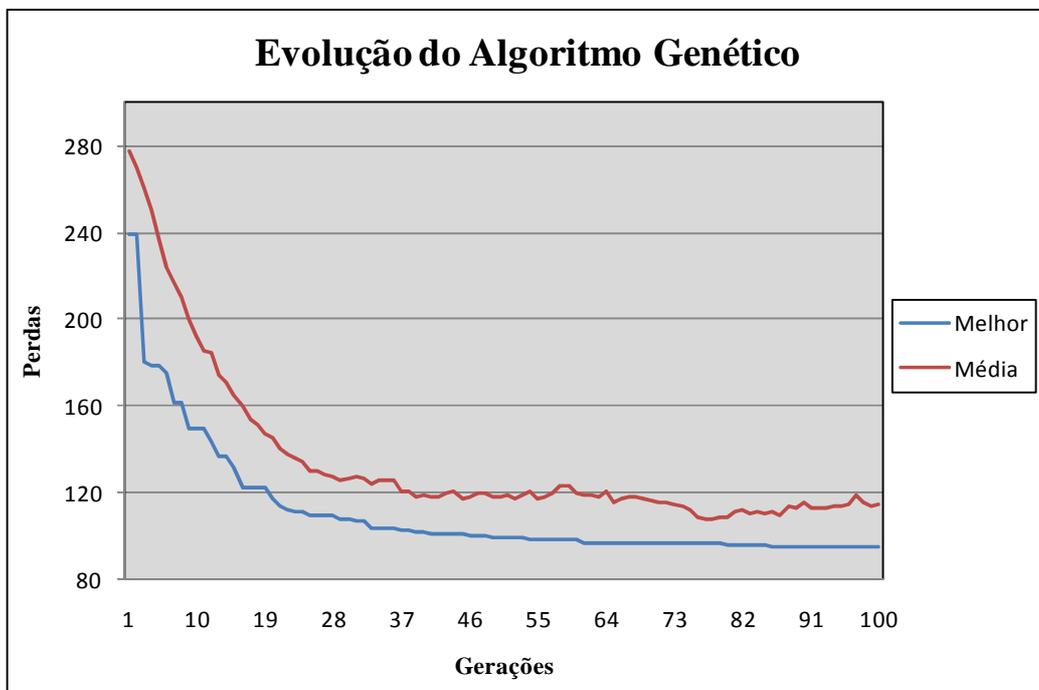
Para a realização dos testes utilizando o cruzamento de dois pontos a seguinte configuração do Algoritmo Genético será utilizada:

*Tabela 6.8* – Definições do Algoritmo Genético – Cruzamento de 2 pontos

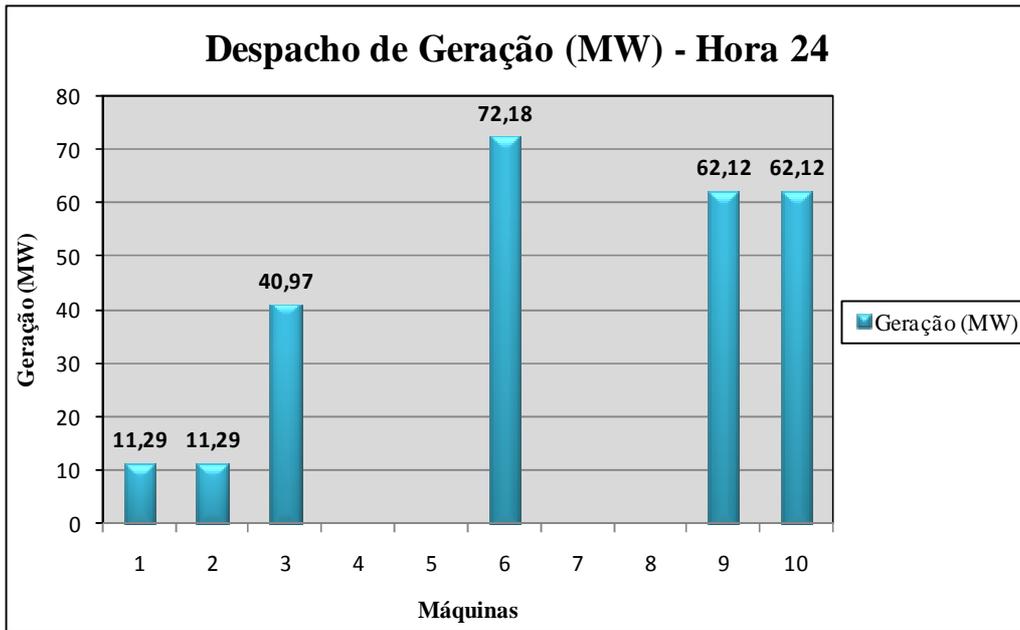
PARÂMETROS	VALORES
Gerações	100
Número de Indivíduos	50
Probabilidade de Cruzamento	90 %
Probabilidade de Mutação	1 %
Técnica de Seleção	Torneio
Escalonamento	Linear

No primeiro teste, ao final das gerações, as perdas totais durante as 24 horas na usina de Cachoeira Dourada foi de **95,23 MWh**, valor próximo do encontrado por esta mesma configuração utilizando-se do cruzamento de 1 ponto. Na figura 6.27 abaixo é apresentada a evolução dos valores do melhor indivíduo e da média da população. Já nas figuras 6.28 e 6.29 é apresentado o despacho de geração da hora 24 e o ponto de operação das máquinas participantes do despacho na curva de perdas nesta mesma hora.

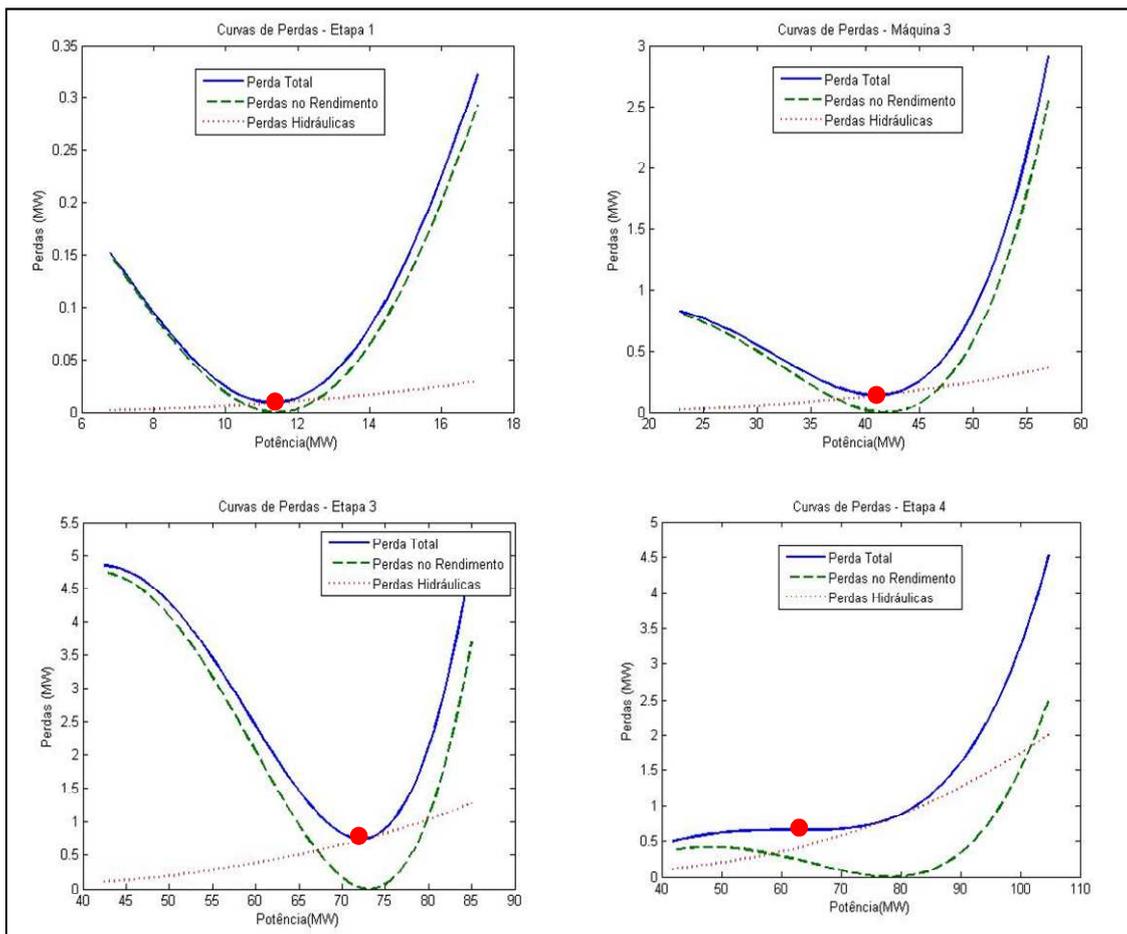
Neste último teste a técnica utilizada realizou o despacho de geração e de máquinas utilizando 6 máquinas entre 10 possíveis e nas máquinas utilizadas as perdas ficaram próximas do menor valor possível de ser alcançado.



*Figura 6.28* – Evolução do Algoritmo Genético.



**Figura 6.29** – Despacho de geração para a hora 24.

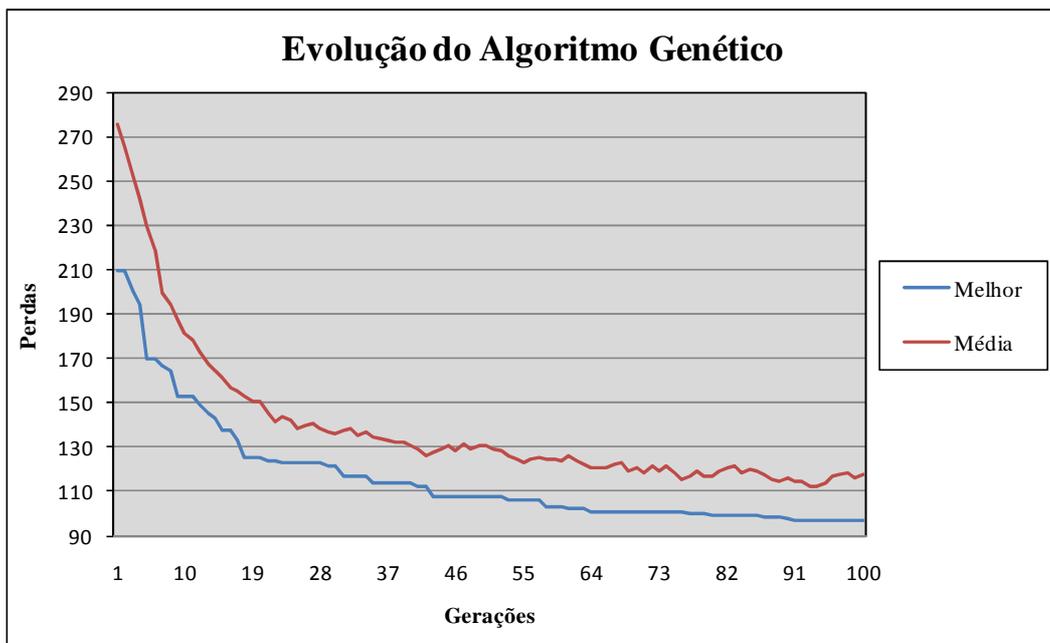


**Figura 6.30** – Despacho de geração x Perdas horárias – Hora 24.

No segundo teste desta configuração o número de gerações foi aumentado para 200, mantendo os mesmos valores do restante da configuração. O resultado encontrado foi de **94,58 MW**, mesmo resultado do cruzamento de 1 ponto utilizando-se dos mesmos valores dos parâmetros do Algoritmo Genético, verificando-se assim uma igualdade entre as duas técnicas de cruzamento na resolução deste tipo de problema.

No terceiro teste realizado, foram utilizados 100 indivíduos e 100 gerações, chegando-se ao valor de **98,51 MWh**, resultado pior que os anteriormente obtidos pelo cruzamento de 2 pontos, revelando assim uma inabilidade desta técnica de cruzamento utilizando estes valores de parâmetros no encontro de valores próximos do mínimo global.

Seguindo o mesmo procedimento adotado no cruzamento de 1 ponto, foi mantida a configuração da tabela 6.8, alterando o valor do cruzamento para 80%. O valor obtido ao final das gerações foi de **97,26 MWh**, valor superior ao encontrado com a taxa de mutação de 90%, ratificando assim a importância de manter as taxas de cruzamento em valores altos para a resolução deste tipo de problema. Na figura abaixo a evolução do Algoritmo Genético durante as gerações neste último teste é mostrada, sendo possível visualizar a demora desta configuração de chegar à valores menores de perdas.



**Figura 6.31** – Evolução do Algoritmo Genético.

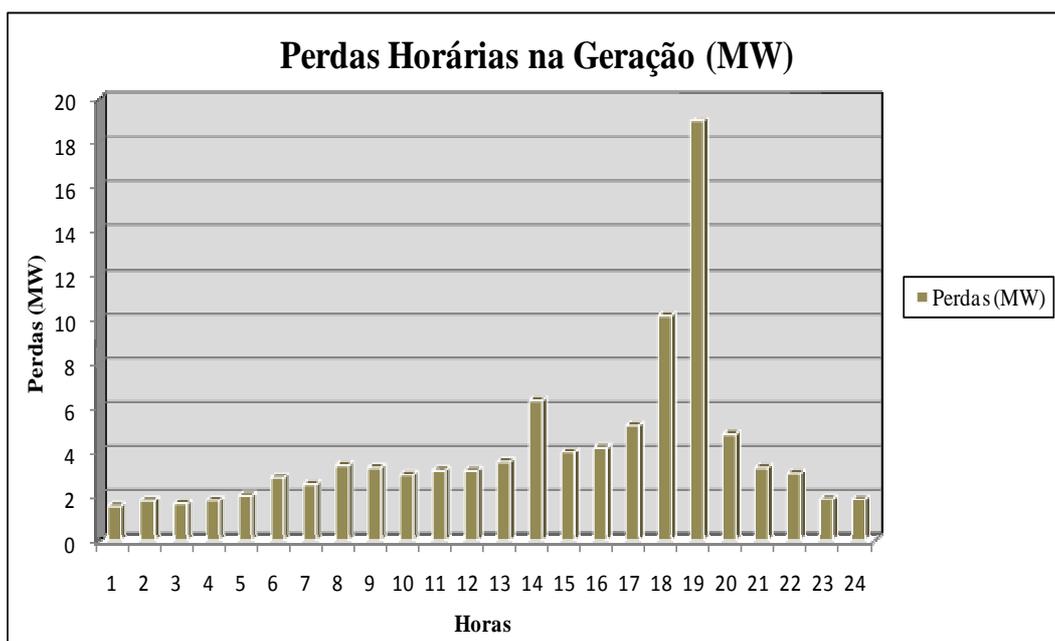
### 6.3.5 – TERCEIRA ETAPA - CRUZAMENTO UNIFORME

A última etapa de testes será realizada utilizando o cruzamento uniforme, fazendo uso da seguinte configuração do Algoritmo Genético:

**Tabela 6.9 – Definições do Algoritmo Genético – Cruzamento Uniforme**

PARÂMETROS	VALORES
Gerações	100
Número de Indivíduos	50
Probabilidade de Cruzamento	90 %
Probabilidade de Mutação	1 %
Técnica de Seleção	Torneio
Escalonamento	Linear

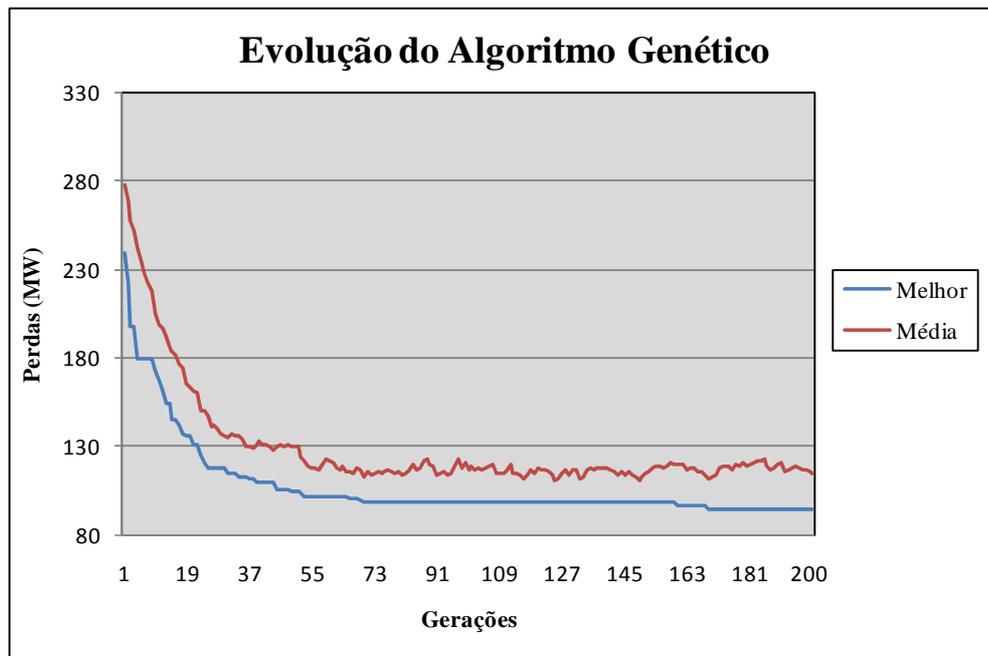
No primeiro teste realizado o resultado encontrado ao final das gerações foi de **98,36 MWh**, um resultado com maior perda do que o anteriormente encontrado com esta definição de parâmetros do Algoritmo Genético utilizando cruzamento de 1 e 2 pontos. Este resultado confirma o observado nos testes realizados na usina de Itaipu, com a necessidade de maior número de gerações no cruzamento uniforme para obter resultados próximos ao ótimo global. As perdas horárias nas 24 horas do dia são apresentadas na figura 6.31 abaixo.



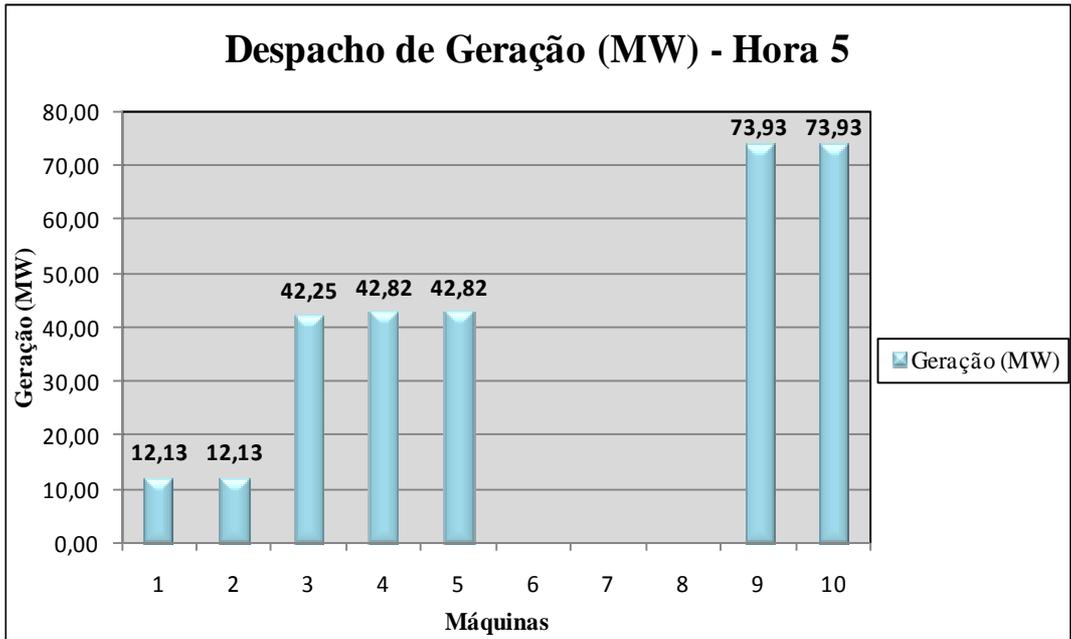
**Figura 6.32 – Perdas horárias para a usina de Cachoeira Dourada.**

No segundo teste realizado utilizando o cruzamento uniforme, com o aumento do número de gerações para 200, as perdas horárias foram de **94,76 MWh**, diminuindo em **3,6 MWh** o resultado encontrado anteriormente. Comparado com os resultados obtidos pelos cruzamentos de 1 e 2 pontos, o mesmo é maior em **0,19 MWh** verificando-se assim a equivalência dos três métodos no alcance da mínima perda na geração de energia elétrica. Na figura 6.32 é mostrada a evolução do Algoritmo Genético ao longo das gerações e nas figuras 6.33 e 6.34 são apresentados o despacho de geração para as horas 5 e 20.

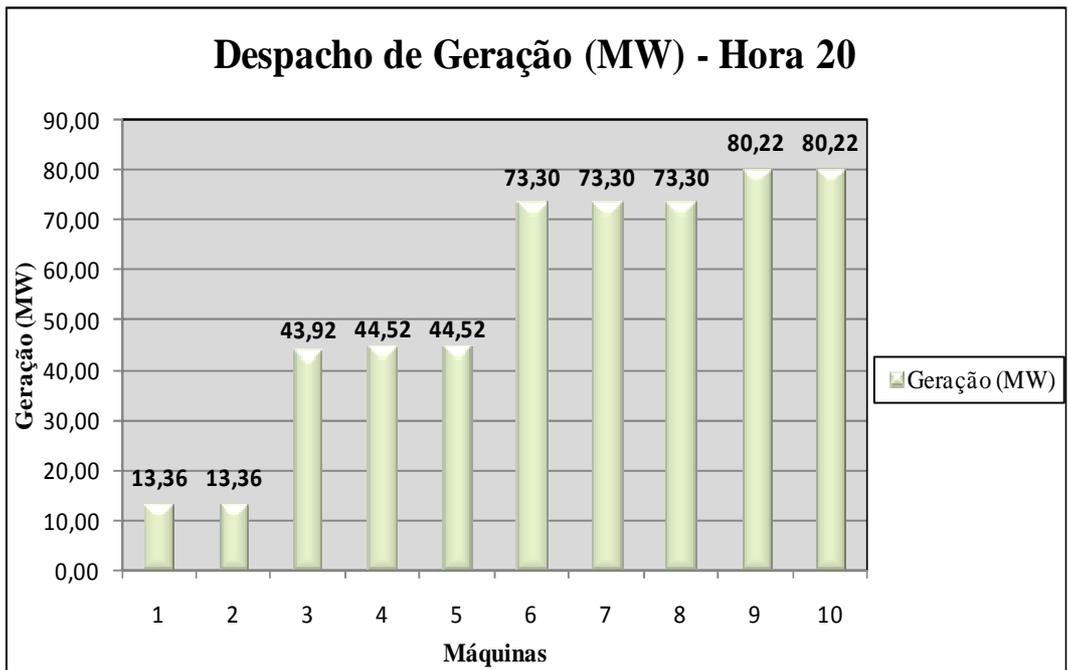
Em relação ao despacho de geração da Hora 20, na figura 6.35 é apresentado o ponto de operação das máquinas participantes na geração na curva de perdas. Neste caso é possível observar que em todas as máquinas despachadas a técnica de minimização de perdas utilizada permitiu o despacho de geração em pontos próximos de mínima perda. Em relação aos gráficos 6.33 e 6.34 é possível observar que a técnica proposta divide igualmente a geração entre as máquinas que possuem as mesmas curvas de perdas, conforme já estabelecido por ARCE (2006), SALMAZO (1997), SOARES, SALMAZO (1997) e RIBAS (2002), disposição esta que minimiza as perdas no sistema de geração.



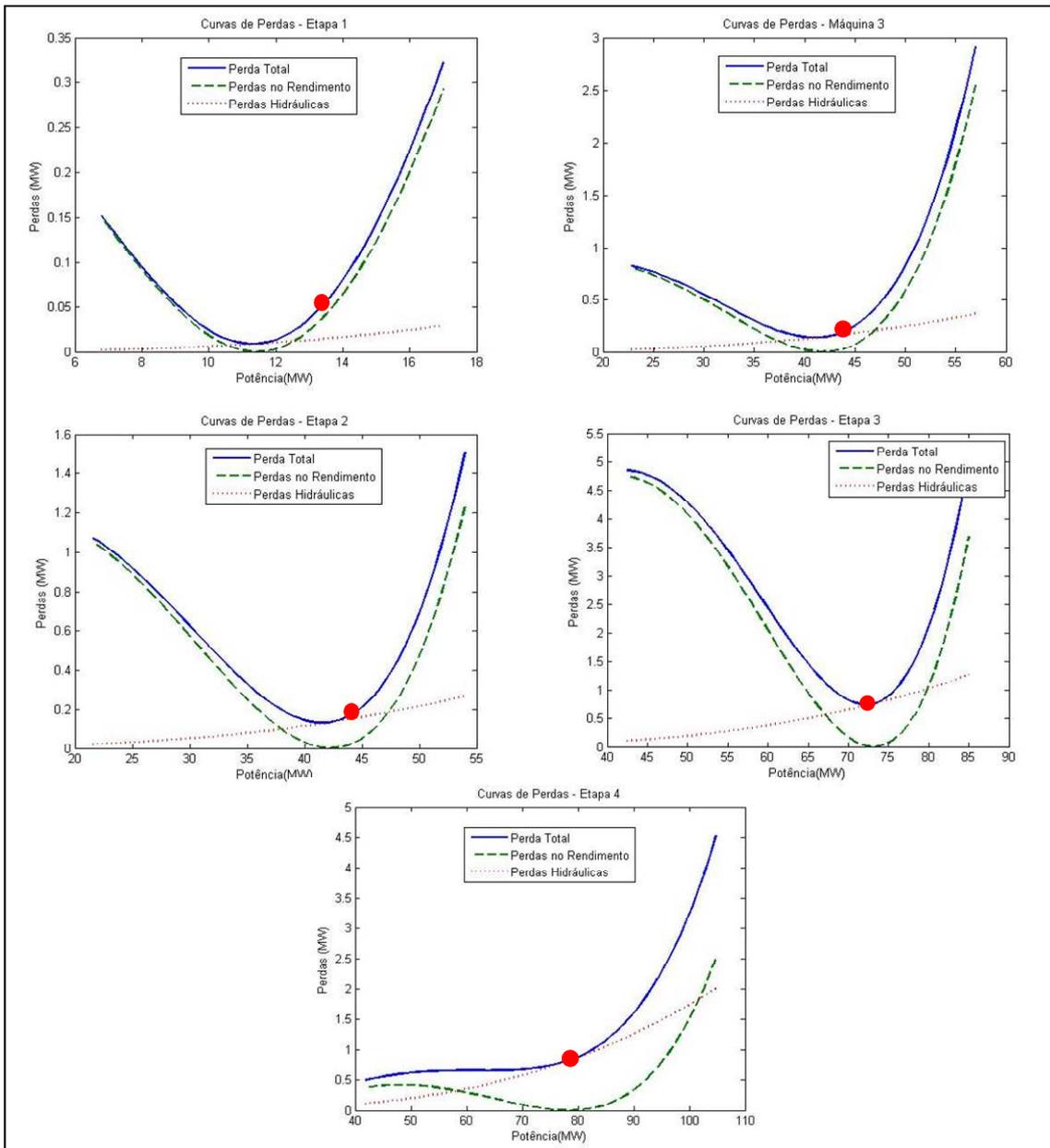
*Figura 6.33* – Evolução do Algoritmo Genético.



*Figura 6.34* – Despacho de geração para a *Hora 5*.

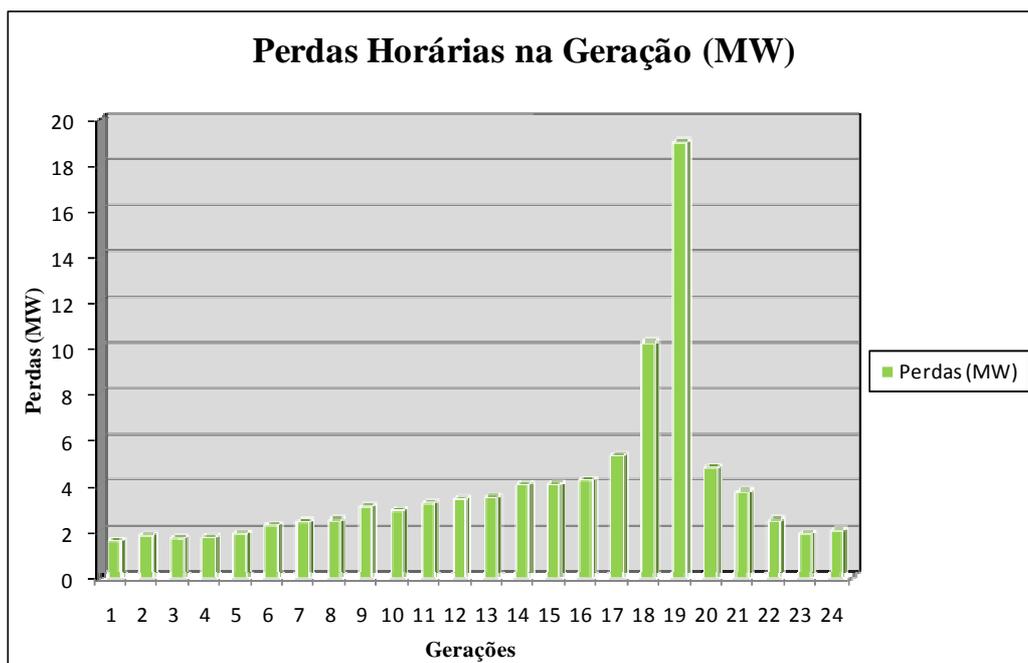


*Figura 6.35* – Despacho de geração para a *Hora 20*.



**Figura 6.36** – Despacho de geração  $x$  Perdas horárias – Hora 20.

No terceiro teste realizado utilizando o cruzamento uniforme, o número de indivíduos e de gerações foi ajustado para 100, mantendo-se constante os outros valores dos parâmetros do Algoritmo Genético. Ao final das gerações o resultado encontrado foi de **100,96 MWh**, resultado inferior aos encontrados anteriormente e que segue o comportamento apurado no cruzamento de 2 pontos: a dificuldade de encontrar soluções ótimas com estes parâmetros neste tipo de cruzamento. Na figura 6.36 são apresentadas as perdas horárias na usina de Cachoeira Dourada nas 24 horas do dia.



*Figura 6.37* – Perdas horárias para a usina de Cachoeira Dourada.

Utilizando o cruzamento uniforme, alterando-se a taxa de mutação para 80%, mantendo o restante da configuração do Algoritmo Genético apresentada na tabela 6.9 o resultado encontrado foi de **97,42 MWh**, valor próximo do alcançado por esta mesma configuração nos dois outros tipo de cruzamentos e com resultado pior do alcançado pela taxa de cruzamento ajustada para 90%, revelando a maior eficácia da taxa de cruzamento de 90% para a resolução do problema.

Neste estudo de caso, do mesmo modo observado anteriormente, o aumento do tempo de processamento é proporcional ao aumento de gerações e indivíduos. O tempo de processamento mínimo foi de 58 minutos encontrado para 100 gerações e 50 indivíduos. O maior tempo foi de 131 minutos, com 100 para gerações e indivíduos. Do mesmo modo do primeiro estudo de caso, os testes foram realizados no programa MATLAB®.

O aumento do tempo de processamento deste estudo de caso em comparação ao anterior ocorre devido ao maior número de possibilidades de escolhas (combinação de máquinas) pelo Algoritmo Genético e pela necessidade de diferenciar os conjuntos geradores no cálculo do despacho de geração, pois neste caso as curvas de perdas são diferentes para cada conjunto de máquinas.

Na tabela abaixo é apresentado o despacho de geração para todas as máquinas ao longo das 24 horas do dia, no teste realizado utilizando cruzamento uniforme. Por meio desta tabela também pode ser observado o despacho de máquinas, pois é possível verificar o comportamento de cada conjunto gerador (se o mesmo está ligado ou desligado) ao longo do horizonte de estudo.

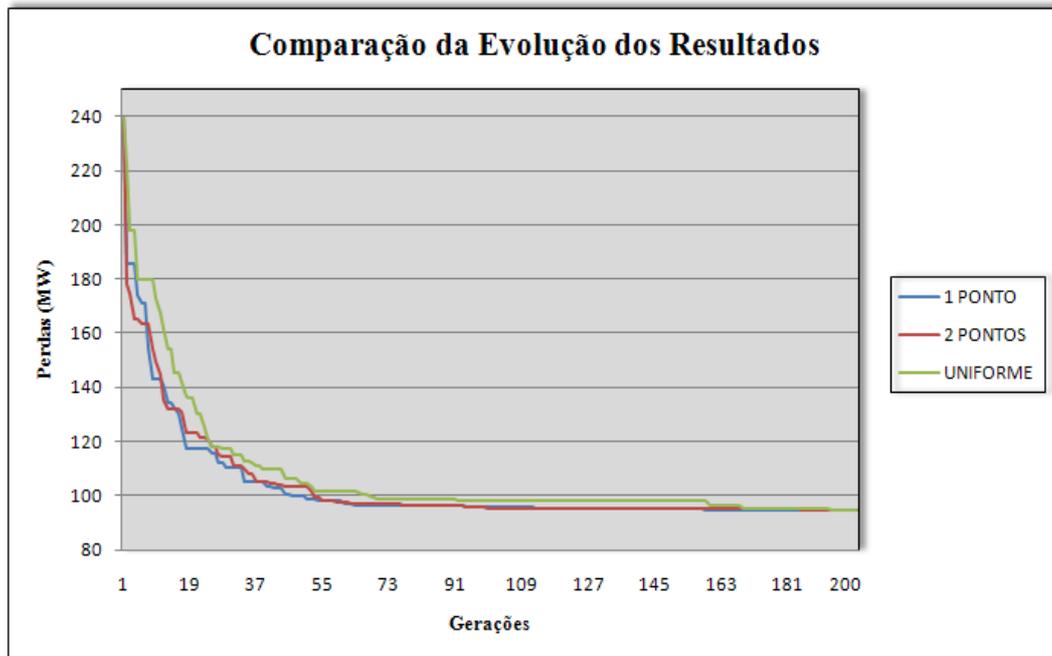
**Tabela 6.10 – Despacho de Máquinas e Geração – Usina de Cachoeira Dourada**

HORA	Máquina 1	Máquina 2	Máquina 3	Máquina 4	Máquina 5	Máquina 6	Máquina 7	Máquina 8	Máquina 9	Máquina 10
1	13,37	13,37	43,91	44,54	44,54	-	-	-	80,26	-
2	14,50	14,50	45,16	45,87	45,87	-	-	-	84,10	-
3	11,73	11,73	41,67	42,22	42,22	72,42	-	-	42,00	-
4	11,31	11,31	41,02	41,58	41,58	-	38,00	-	64,10	64,10
5	12,23	12,23	42,35	42,98	42,98	72,69	-	-	74,56	-
6	12,81	12,81	43,19	43,80	43,80	-	-	-	77,79	77,79
7	10,91	10,91	40,36	40,93	40,93	71,98	71,98	-	42,00	-
8	11,36	11,36	41,09	41,65	41,65	72,22	-	-	57,84	57,84
9	11,34	11,34	41,05	41,60	41,60	72,21	72,21	-	58,66	-
10	12,80	12,80	43,20	43,75	43,75	73,00	73,00	-	77,71	-
11	10,68	10,68	39,97	40,55	40,55	71,86	71,86	71,86	-	42,00
12	12,86	12,86	43,26	43,87	-	73,03	73,03	73,03	78,05	-
13	12,37	12,37	42,61	43,15	43,15	-	72,76	72,76	75,42	75,42
14	12,40	12,40	42,61	20,00	43,18	72,77	72,77	72,78	75,55	75,55
15	13,70	13,70	44,32	20,00	44,91	73,47	73,47	73,47	81,48	81,48
16	12,24	12,24	42,39	42,96	42,96	72,69	72,69	72,69	74,58	74,58
17	14,06	14,06	44,73	45,36	45,36	73,65	73,65	73,65	82,74	82,74
18	17,00	17,00	49,16	50,20	50,20	75,90	75,90	75,90	94,37	94,37
19	17,00	17,00	53,60	54,00	54,00	78,53	78,53	78,53	104,41	104,41
20	13,36	13,36	43,92	44,52	44,52	73,30	73,30	73,30	80,22	80,22
21	13,21	13,21	43,71	44,32	-	73,21	73,21	-	79,57	79,57
22	11,34	11,34	41,05	41,60	41,60	72,21	72,21	-	58,66	-
23	12,23	12,23	42,35	42,98	42,98	72,69	-	-	74,56	-
24	11,18	11,18	40,80	41,36	41,36	72,12	-	-	42,00	-

Do mesmo modo do efetuado no estudo da usina de Itaipu, será mostrado o comportamento do melhor indivíduo nos melhores resultados nos três tipos de cruzamento. Apesar de não possuírem o mesmo resultado, todos eles se encontram na mesma faixa de valores, distantes entre si de pouco mais de 1 MW de perda total final. O cruzamento uniforme continua com o mesmo comportamento do estudo de caso anterior, ou seja, necessita de mais gerações para chegar a valores menores de perdas. A única mudança é em relação ao cruzamento de 1 e 2 pontos. No atual estudo de caso estes dois tipos de cruzamento possuem comportamentos similares ao longo das gerações, diferentemente do visualizado no estudo de caso da usina de Itaipu, onde o cruzamento de 2 pontos possui resultados mais expressivos em menor número de gerações.

Neste estudo de caso não é possível realizar a comparação entre despachos, do mesmo modo apresentado na figura 6.13 no primeiro estudo de caso. Isso ocorre porque um menor número de máquinas despachadas pode possuir um valor total de perdas superior que um número maior de máquinas ativas, porque o que determina neste estudo

de caso as perdas totais é a combinação de máquinas em cada intervalo de tempo e não o total de máquinas despachadas. Isto posto, esta comparação poderia dar uma ideia irreal do melhor despacho a ser realizado.



**Figura 6.38** - Comparação do comportamento do Algoritmo Genético nos testes realizados.

# CAPÍTULO 7

## CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho abordou o problema do despacho de máquinas e geração no âmbito da programação da operação para usinas hidrelétricas individualizadas. Foram desenvolvidos dois modelos para análise: uma hidrelétrica composta por conjuntos de máquinas iguais, exemplificada pela usina de Itaipu, e uma usina composta por conjunto de máquinas de características diferentes, exemplificada pela usina de Cachoeira Dourada.

Na primeira etapa do trabalho foi abordada a teoria para o desenvolvimento da técnica proposta. No capítulo 2 foi apresentada a teoria de sistemas de geração de energia, dando principal ênfase às usinas hidrelétricas, juntamente com o conceito dos tipos de perdas encontradas em um sistema de geração hidrelétrico e custos de partida e parada. No capítulo 3 foi descrita a formulação matemática do problema a ser tratado. No capítulo 4 foram detalhadas as duas técnicas que compuseram o método proposto: Algoritmos Genéticos e Programação Não Linear.

A segunda etapa foi exposta no capítulo 5, onde a técnica de solução implementada para resolução do problema do despacho de máquinas e de geração para os dois tipos de usinas analisadas foi apresentada.

Na terceira e última etapa, foram apresentados no capítulo 6 os resultados obtidos a partir da execução do método proposto. Foi possível observar o comportamento da técnica utilizada ao longo do processo de execução do Algoritmo Genético, bem como que a técnica realiza o despacho de geração minimizando as perdas no sistema de geração respeitando as restrições impostas.

A partir dos estudos realizados pode-se chegar às seguintes conclusões:

- As perdas no sistema de geração representam uma parte significativa na geração de energia elétrica e sua minimização deve ser enfrentada como um objetivo claro no planejamento de curto prazo;

- Como pode ser observado nos estudos de casos, a interatividade entre as técnicas utilizadas é importante para o alcance de mínimas perdas e diminuição do tempo total de processamento do método;
- Com a criação do cromossomo comparativo na técnica de reparo, a população sempre será composta por indivíduos factíveis, com combinações de máquinas dentro das restrições de demanda e metas de geração impostas à usina em todos os intervalos de tempo, sendo assim um ponto importante no alcance de mínimas perdas pelo método proposto;
- A técnica encontrada de representar em uma única informação (alelo) nos genes dos indivíduos uma combinação de máquinas com um mesmo conjunto de funções de perdas tornou-se um método que possibilitou diminuir o espaço de busca do problema analisado no estudo de caso relativo à usina de Cachoeira Dourada, sem prejuízo na qualidade dos resultados encontrados, além da conseqüente diminuição do tempo de processamento;
- O método proposto, envolvendo a utilização das técnicas de Algoritmo Genético e Programação Não Linear, alcançou melhores resultados no primeiro estudo de caso em comparação com a Programação Dinâmica, proposto por ARCE (1999). Como na utilização dos três tipos de cruzamento o resultado de mínimas perdas foi o mesmo, de 15.750 MWh, pode-se chegar a conclusão que este é o menor valor de perdas que pode ser encontrado nesta configuração;
- A minimização de perdas para usinas compostas por conjuntos geradores diferentes é um assunto novo e pouco atacado pela comunidade acadêmica, necessitando de maiores estudos em diferentes tipos de usinas hidrelétricas;
- Como pode ser observado nos resultados do segundo estudo de caso, o método proposto consegue realizar o despacho de máquinas e geração muito próximo do ponto de mínimas perdas nos 24 intervalos de tempo. Isto não ocorre em intervalos onde a demanda prevista é próxima da potência total da usina, não sendo possível gerar energia com mínimas perdas devido ao aumento das perdas hidráulicas e operação em baixas taxas de rendimento nestes pontos de operação;

- A partir da análise das curvas de perdas da usina Cachoeira Dourada, pode-se perceber a diferença do formato das curvas de perda entre conjuntos geradores de uma mesma usina, comprovando a necessidade desta diferenciação no estudo do despacho de máquinas e geração, principalmente nas usinas mais antigas e nas que passaram por modificações ao longo do tempo.

## **7.1 – TRABALHOS FUTUROS**

A partir dos dados analisados, podem-se propor os seguintes trabalhos futuros:

- Inclusão dos custos de partida e parada de máquinas, devido à sua grande importância na vida útil de turbinas e geradores e ao alto custo de cada partida/parada. Um trabalho complementar deve ser efetuado para determinar o custo médio de cada partida/parada nas usinas a serem analisadas;
- Implementação do estudo para um conjunto de usinas situadas em um mesmo rio/bacia, com a representação real dos conjuntos geradores.

# CAPÍTULO 8

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALLEY, W.T., 1977, “Hydroelectric Plant Capability Curves”. In: **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on Power System**, Volume 96, Issue 3, Part 1, pp. 999 – 1003, May.

ANDRITZ, 2009, **Hydro**, Disponível em: <<http://www.andritz.com/>>. Acesso em: 03 Jan. 2010.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2002, **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, Brasília, 2002.

ANG, EDWIN I. B., NEGRI, JEAN C., BARILARRI SERGIO N. et al., 2003, “Cavitação em Turbinas Hidráulicas do Tipo Francis e Kaplan no Brasil”. **XV SNTPEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil, Outubro.

ARCE, A. S. E., 1999, **Um Modelo de Otimização do Despacho de Máquinas em Usinas Hidrelétricas**, Dissertação de M.Sc., Unicamp, Campinas, SP, Brasil.

ARCE, A. S. E., 2006, **Despacho ótimo de unidade geradoras em sistemas hidrelétricos via heurística baseada em relaxação lagrangeana e programação dinâmica**, Tese de D.Sc., Unicamp, Campinas, SP, Brasil.

ARMY, DEPARTMENT OF THE ARMY, CORPS OF ENGINEERS, **Engineering and Designing Hydropower**, 1985, N. 1110-2-1701. Washington, D.C., USA.

BÄCK, THOMAS, 1996, **Evolutionary Algorithms in Theory and Practice**, 1 ed. New York, Oxford University Press

BAKIRTZIS, A.; PETRIDIS, V.; KAZARLIS, S., 1994, “Genetic Algorithm Solution To The Economic Dispatch Problem”. In: **IEE Proceedings- Generation, Transmission and Distribution**, Volume 141, Issue 4, pp. 377 – 382, July.

BAKKEN, B.H., BJORKVOLL, T., 2002, “Hydropower Unit Start-Up Costs”. In: **Power Engineering Society IEEE**, Volume 3, pp. 1522 - 1527 , July.

BRETON, M., HACHEM, S., HAMMADIA, A., 2004 – “Accounting For Losses In The Optimization Of Production Of Hydroplants”. In: **Energy Conversion, IEEE Transaction on Power System**, Volume 19, Issue 2, pp. 346 – 351, June.

CALAINHO, JOSÉ A. L., GONÇALVES, C., HORTA, C. A. et al., 1999, “Determinação do Rendimento Médio Ponderado de Turbinas de Usinas Hidrelétricas”. **XVII SNTPEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Uberlândia, Minas Gerais, Brasil, Outubro.

CHARLES DARWIN, 2009, In: **WIKIPÉDIA, a Enciclopédia Livre**, Flórida: Wikimedia Foundation. Disponível em: [http://pt.wikipedia.org/w/index.php?title=Charles\\_Darwin&oldid=18108127](http://pt.wikipedia.org/w/index.php?title=Charles_Darwin&oldid=18108127)>. Acesso em: 11 Jul. 2009.

CICOGNA, MARCELO A., 1999, **Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos**, Dissertação de M.Sc., Unicamp, Campinas, SP, Brasil.

CICOGNA, MARCELO A., 2003, **Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia elétrica**, Tese de D.Sc., Unicamp, Campinas, SP, Brasil.

CICOGNA, MARCELO A., 2009, **HydroData**, Disponível em: <http://www.hydrobyte.com.br/>>. Acesso em: 31 Dez. 2009.

COLEY, DAVID A., 1999, **Introduction To Genetic Algorithms For Scientists And Engineers**, 1 ed. Singapore, World Scientific.

COLNAGO, GLAUBER R., 2007, **Modelo De Despacho Ótimo Com Tratamento Individual De Unidades Geradoras Em Usinas Hidrelétricas**, Dissertação de M. Sc., Unicamp, Campinas, SP, Brasil.

CREAGER, WILLIAM P., JUSTIN, JOEL D., 1950, **Hydroelectric Handbook**, 2 ed. New York, John Wiley & Sons, Inc.

DIAZ, JUAN IGNACIO PÉREZ, 2008, **Modelos De Explotación A Corto Plazo De Centrales Hidroeléctricas. Aplicación A La Generación Hidroeléctrica Con Velocidad Variable**, Dissertação de M.Sc., Madrid, Espanha.

DINIZ, A.L., ESTEVES, P.P.I., SAGASTIZABAL, C.A., 2007, “A Mathematical Model For The Efficiency Curves Of Hydroelectric Units”. In: **Power Engineering Society General Meeting**, pp.1 – 7, June.

DINIZ, A.L.; MACEIRA, M.E.P., 2008, “A Four-Dimensional Model of Hydro Generation for the Short-Term Hydrothermal Dispatch Problem Considering Head and Spillage Effects”. In: **IEEE Transactions on Power Systems**, Volume 23, Issue 3, pp. 1298 – 1308.

E. C. FINARDI, E. L. DA SILVA, 2005, “Unit Commitment of Single Hydroelectric Plant”. In: **Electric Power Systems Research**, Vol. 75, pp.116-123.

ELETROBRÁS, 2009 **Centro da Memória da Eletricidade do Brasil**, Disponível em: <<http://www.memoria.eletrobras.com/index.asp>>. Acesso em: 10 Jan. 2009.

ENDESA GERAÇÃO, 2009, In: **Endesa Geração Brasil**. Disponível em: <<http://www.endesageracaobrasil.com.br/>>. Acesso em: 03 Jan. 2009.

FALCÃO, D. M., 2008, **Notas de Aula - Técnicas Inteligentes Aplicadas a Sistemas de Potência**, Coppe.

FALCÃO, D. M., *et al.*, 2008, **Despacho Conjunto de Máquinas com Previsão de Vazão**, Fundação Coppetec, Relatório Técnico 01 do projeto PEE-10845.

FALCÃO, D. M., SILVA, ALEXANDRE P. A. da, 2008, “Fundamentals of Genetic Algorithms”. In: Lee, Kwang Y., El-Sharkawi Mohamed A. (eds), 2008, **MODERN HEURISTIC OPTIMIZATION TECHNIQUES**, 1 ed. New York, John Wiley & Sons, Inc.

FERNANDES, EDITE MANUELA G. P., ROCHA, ANA MARIA A. C., 1999, **Optimização Não Linear**, Universidade do Minho, Portugal.

FINARDI, ERLON C., 2003, **Alocação De Unidades Geradoras Hidrelétricas Em Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Relaxação Lagrangeana E Programação Quadrática Seqüencial**, Tese de D.Sc., UFSC, Florianópolis, Brasil.

FLOREZ, R. O., 2007, “Programación Dinámica Aplicada a La Optimización de la Distribución de la Potencia en las Turbinas de Centrales Hidroeléctricas”. In: **Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica – SICEL**, Manizales, Colombia, Noviembre.

FORTUNATO, L. A. M., NETO, T. A. A., ALBUQUERQUE, J. C. R. & FERREIRA, C., 1990, **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**, 1 ed. Niterói-RJ: Universidade Federal Fluminense, EDDF.

FRACARO, ALCIDES V., 1996, **Planejamento da operação de Curto Prazo de Sistemas Hidrotérmicos com Restrições de Segurança**, Dissertação de M.Sc., Unicamp, Campinas, SP, Brasil.

GANGULY, D.; SARKAR, V., PAL, J., 2004, “A New Genetic Approach For Solving The Unit Commitment Problem”. In: **Power System Technology**, Volume 1, 21-24 pp. 542 – 547, November.

GARCIA-GONZALEZ, J., CASTRO, G.A., 2001, “Short-term Hydro Scheduling with Cascaded and Head-Dependent reservoirs based on Mixed-Integer Linear Programming”. In: **2001 IEEE Porto Power Tech Conference**, Volume 3, September.

GOLDBERG, D. G., 1989, **Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning**, 1ed. New York, Addison-Wesley.

GRIGSBY, LEONARD L., 2001, **The Electric Power Engineering Handbook**, 1 ed. New York, CRC Press , IEEE Press.

HOLLAND, J. H., 1992, **Adaptation in Natural and Artificial Systems**, 2 ed. Massachusetts, MIT Press.

IESA, 2009, **IESA HIDROGERAÇÃO**. Acervo Técnico.

KAZARLIS, S. A., BAKIRTZIS, A. G., PETRIDIS, V., 1996, “A Genetic Algorithm Solution to the Unit Commitment Problem”. In: **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 11, no. 1, pp. 83-92, February.

KELMAN, J., KELMAN, R., PEREIRA, M. V. F., NETO, 2005. **Energia Firme De Sistemas Hidrelétricos e Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos**. Disponível em: <[www.kelman.com.br](http://www.kelman.com.br)>. Acesso em: 15 Set 2008.

KELMAN, J., PEREIRA, M. V. F., NETO, T. A. A., SALES, P. R. de H. & VIEIRA, A. de M., 2006, **Hidreletricidade. Águas doces no Brasil: capital ecológico, uso e conservação**. Organizadores: Aldo da Cunha Rebouças, Benedito Braga, José Galizia Tundisi, 3 ed. São Paulo, Escrituras Editora.

KOZA, J., 1998, **Genetic Programming On the Programming of Computers by Means of Natural Selection**, 6 ed. Massachusetts, MIT Press.

LINDEN, RICARDO, 2008, **Algoritmos Genéticos – Uma Importante ferramenta da Inteligência Computacional**, 2 ed. Rio de Janeiro, Brasport.

MARTINEZ, JOSE M., SANTOS, SANDRA A., 1998, **Métodos Computacionais de Otimização**, 1 ed. São Paulo, Unicamp.

MATLAB, 2007, “Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox 2 User’s Guide”, The MathWorks, Inc.

MENDEL, 2009, In: Brasil Escola. Disponível em: <<http://www.brasilecola.com/biologia/primeira-lei-mendel.htm>>. Acesso em: 11 Jul. 2009.

MICHALEWICZ, ZBIGNIEW, 1996, “Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs”, 3 ed. New York, Springer-Verlag.

MME, Ministério das Minas e Energia, 2007, Plano Nacional de Energia 2030, Brasília.

MME, Ministério das Minas e Energia, 2008, **Plano Decenal de Expansão de Energia**, Brasília.

NILSSON, O., SJELVGREN, D., 1997a, “Hydro Unit Star-Up And Their Impact On The Short Term Scheduling Strategies Of Swedish Power Producers”. In: **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 12, no. 1, pp. 38-43, February.

NILSSON, O., SJELVGREN, D., 1997b, "Variable splitting applied to modeling of start-up costs in short term hydro generation scheduling". In: **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 12, no. 2, pp. 38-43, May.

ONATE, P.E., RAMIREZ, J.M., 2005, "Optimal Operation Of Hydrothermal Systems In The Short Term". In: **Power Symposium. Proceedings of the 37th Annual North American**, pp. 113 – 119, October.

PADHY, N. P., 2004, "Unit Commitment - A Bibliographical Survey". In: **IEEE Transactions On Power Systems**, Vol. 19, No. 2, May.

PAUL, GUSTAVO, 2009, "Oferta de energia não acompanhará projeção para PIB feita por Mantega", In: O Globo, Rio de Janeiro, 29 Nov. 2009. Caderno Economia, pp. 32.

PORTAL: EVOLUÇÃO, 2009, In: **WIKIPÉDIA, a Enciclopédia Livre**, Flórida: Wikimedia Foundation. Disponível em:  
<<http://pt.wikipedia.org/wiki/Portal:Evolu%C3%A7%C3%A3o>>. Acesso em: 11 Jul. 2009.

PRIMEIRA LEI DE MENDEL, 2009, In: **WIKIPÉDIA, a Enciclopédia Livre**, Flórida: Wikimedia Foundation. Disponível em:  
<[http://pt.wikipedia.org/w/index.php?title=Primeira\\_Lei\\_de\\_Mendel&oldid=17326814](http://pt.wikipedia.org/w/index.php?title=Primeira_Lei_de_Mendel&oldid=17326814)>. Acesso em: 11 Jul. 2009.

RIBAS, FERNANDO A. C., 2002, "Otimização da Geração de Energia em Centrais Hidrelétricas". In: **3º Simpósio de Especialistas em Operação de Centrais Hidrelétricas**, Paraná, Brasil, Novembro.

RICHTER, CHARLES W., 2001, "Generation Control: Economic Dispatch and Unit Commitment" . In: GRIGSBY, LEONARD L. (ed), 2001, **The Electric Power Engineering Handbook**, 1 ed. New York, CRC Press , IEEE Press.

RODRIGUES, RAFAEL N., 2003, **Despacho de Unidades Geradoras Hidrelétricas Utilizando Lagrangeano Aumentado**, Dissertação de M.Sc., UFSC, Florianópolis, Brasil.

SALMAZO, C. T., 1997, **Modelo de Otimização Eletro-Energético de Curto Prazo (Pré-Despacho) Aplicado ao Sistema COPEL**, Dissertação de M. Sc., Unicamp, Campinas, SP, Brasil

SANTOS, E.F., OHISHI, T., 2004, “A hydro Unit Commitment Model Using Genetic Algorithm”. In: **Congress on Evolutionary Computation**, Volume 2, pp. 1368 – 1374, June.

SANTOS, E.F., OHISHI, T., ARCE, A. S. E., 2008, “Unit Commitment of Hydro Dominated Systems”. In: **International Journal of Emerging Electric Power Systems**, Volume 9, Issue 4, The Berkeley Electronic Press.

SCHREIBER, GERHARD P., 1980, **Usinas Hidrelétricas**, 1ed. São Paulo, Edgar Blücher.

SENJYU, T.; YAMASHIRO, H.; UEZATO, K.; FUNABASHI, T., 2002. ”A Unit Commitment Problem by Using Genetic Algorithm Based on Unit Characteristic Classification”. In: **IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, Volume 1, pp. 58 – 63, June.

SILVA, JOSÉ L. P. P. DA, 1985, **Pré-Despacho Otimizado em Sistemas Produtores Hidrotérmicos com Elevada Componente Hídrica**, Tese de D.Sc., Faculdade do Porto, Portugal.

SILVA FILHO, DONATO DA, 2003, **Dimensionamento de Usinas Hidrelétricas Através de Técnicas de Otimização Evolutivas**, Tese de D.Sc., São Carlos, SP, Brasil.

SOARES, GUSTAVO L., 1997, **Algoritmos Genéticos: Estudos, Novas Técnicas e Aplicações**, Dissertação de M.Sc., UFMG, Belo Horizonte, MG, Brasil.

SOARES, S., OHISHI, T., 1995, “Hydro-Dominated Short-Term Hydrothermal Scheduling Via A Hybrid Simulation-Optimisation Approach: A Case Study”. In: **IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, Volume 142, Issue 6, pp.569 – 575, November.

SOARES, S.; OHISHI, T.; CICOGNA, M.; ARCE, A. S. E., 2003, “Dynamic dispatch of hydro generating units”. In: **Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna**, Volume 2, June.

SOARES, S.; SALMAZO, C.T., 1997, “Minimum Loss Predispatch Model For Hydroelectric Power Systems”. In: **IEEE Transactions on Power System**, Volume 12, Issue 3, pp. 1220 – 1228, August.

SOUSA, T.; JARDINI, J.A.; DE LIMA, R.A., 2007, “Hydroelectric Power Plant Unit Efficiencies Evaluation and Unit Commitment”. In: **Power Tech, 2007 IEEE Lausanne**, Volume 1 , Issue 5 pp. 1368 – 1373, July.

SOUSA, ZULCY DE, 1983, **Centrais Hidro e Termoelétricas**, 1 ed. São Paulo, Edgar Blücher.

SWARUP, K.S.; YAMASHIRO, S., 2002, “Unit commitment solution methodology using genetic algorithm”. In: **IEEE Transactions on Power Systems**, Volume 17, Issue 1, pp. 87 – 91, February.

TUFEGDZIC, N., FROWD, R.J., STADLIN, W.O., 1996, “A Coordinated Approach For Real-Time Short Term Hydro Scheduling”. In: **IEEE Transactions on Power Systems**, Volume 11, Issue 4, pp.1698 – 1704, November.

TUFEGDZIC, N., HYSLOP, P., 1997, “An Optimal Real-Time Short Term Operation of Independent Hydro Generator Company in the Open Electricity Market”. In: **Electric Power Systems Research** - Elsevier, pp 5 -11.

VILLASANTI, C.M. VON LUCKEN, C. BARAN, B., 2004, “Dispatch Of Hydroelectric Generating Units Using Multiobjective Evolutionary Algorithms”. In: **Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America**, pp.929-934, November.

WARNICK, C. C., 1984, **Hydropower Engineering**, 1 ed. New Jersey, Prentice Hall.

WEI, C. Y., BRATER, ERNEST F., KING, HORACE W., et al., 1996, **Handbook of Hydraulics**, 7 ed. New York, McGraw Hill.

WOOD, ALLEN J., WOLLENBERG, BRUCE F., 1997, **Power Generation Operation & Control**, 1 ed. New York, John Wiley & Sons, Inc.

YAMIN, H. Y., 2004, “Review On Methods Of Generation Scheduling In Electric Power Systems”. In: **Electric Power Systems Research** - Elsevier, pp.227–248.