

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS  
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE  
COMPUTAÇÃO

LAURO RAMON GOMIDES

**Estudo de Técnicas de Otimização de  
Sistemas Hidrotérmicos por Enxame de  
Partículas**

Goiânia  
2012

LAURO RAMON GOMIDES

# **Estudo de Técnicas de Otimização de Sistemas Hidrotérmicos por Enxame de Partículas**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Computação.

**Área de concentração:** Engenharia de Computação.

**Orientador:** Prof. Gélson da Cruz Júnior

Goiânia  
2012

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
GPT/BC/UFG**

G633e Gomides, Lauro Ramon.  
Estudo de técnicas de otimização de sistemas hidrotérmicos por enxame de partículas [manuscrito] / Lauro Ramon Gomides. - 2012.  
xiii, 78 f. : il., figs, tabs.

Orientador: Prof. Dr. Gélson da Cruz Júnior.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, 2012.

Bibliografia.

Inclui lista de figuras, tabelas, siglas, símbolos e unidades.

Apêndices.

1. Sistemas hidrotérmicos. 2. Enxame de partículas – Otimização. 3. Sistemas hidrotérmicos – Planejamento da operação. I. Título.

CDU: 621.3.011.72

---

## Agradecimentos

---

Primeiramente à Deus,

por me proteger a todo momento e acompanhar em cada etapa, iluminando minha mente e meu caminho, colocando sempre pessoas que me fortaleceram e auxiliaram em meu caminho.

Aos meus pais,

que me deram extremo apoio, tanto em termos financeiros quanto em sabedoria, paciência e compreensão.

À minha companheira Caroline,

por compreender e apoiar todo o meu caminhar, durante tanto tempo, com atenção e carinho.

Ao orientador Gélson,

por atuar na realização deste trabalho fornecendo conhecimento, paciência e disposição, além de amparo e compreensão nos momentos mais difíceis.

Aos colaboradores Cássio, Marco Antônio Assfalk, e Carmelo,

por aumentarem meu horizonte de conhecimento, auxiliando com críticas, sugestões e dicas para meus trabalhos.

Ao meu amigo e irmão de coração Alan Caio,

por ter me acompanhado por tantos trabalhos, sempre me dando confiança e apoio tanto profissional quanto pessoal.

E a todos outros,

irmãos e demais familiares, amigos, colegas que, de uma forma ou de outra, se fizeram presentes, apoiando e ajudando a garantir o sucesso deste trabalho.

---

## Resumo

---

Gomides, Lauro Ramon. **Estudo de Técnicas de Otimização de Sistemas Hidrotérmicos por Enxame de Partículas**. Goiânia, 2012. 78p. Dissertação de Mestrado. Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, Universidade Federal de Goiás.

A Otimização por Enxame de Partículas tem sido amplamente utilizada na solução de problemas do mundo real, inclusive para o problema do planejamento da operação de sistemas de geração hidrotérmicos, em que o principal objetivo é encontrar estratégias racionais de operação. A solução é obtida através da minimização da geração térmica, alto custo, enquanto maximiza-se a geração hidrelétrica, que é de baixo custo. O processo de otimização deve considerar um conjunto complexo de restrições. Este trabalho apresenta a aplicação de uma abordagem recente chamada de Otimização por Enxame de Partículas para o problema com um grupo de usinas hidrelétricas do sistema interligado brasileiro, utilizando dados reais das usinas existentes. Foram realizados testes usando o PSO original, *PSO-TVAC*, *Clan PSO*, *Clan PSO com a migração*, *Center PSO*, e uma abordagem proposta neste trabalho, denominada *Center Clan PSO*, ao longo de três diferentes períodos de médio prazo. Todas as abordagens PSO foram comparadas com os resultados obtidos por um algoritmo de programação não linear (NLP). Além disso, uma outra abordagem foi proposta, com base no algoritmo *Center PSO*, chamada *Extended Center PSO*. Observou-se que as abordagens PSO apresentaram resultados promissores na solução do problema, com resultados até mesmo melhores, em alguns casos, que os obtidos pelo NLP.

### Palavras-chave

sistemas hidrotérmicos de geração, planejamento da operação, otimização por enxame de partículas, enxame de partículas, inteligência de enxames, pesquisa operacional

---

## Abstract

---

Gomides, Lauro Ramon. **Study of Optimization Techniques for Hydrothermal Systems by Particle Swarm**. Goiânia, 2012. 78p. MSc. Dissertation. Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, Universidade Federal de Goiás.

Particle Swarm Optimization has been widely used to solve real-world problems, including the operation planning of hydrothermal generation systems, where the main goal is to achieve rational strategies of operation. This can be accomplished by minimizing the high-cost thermoelectric generation, while maximizing the low-cost hydroelectric generation. The optimization process must consider a set of complex constraints. This work presents the application of some recently proposed Particle Swarm Optimizers for a group of hydroelectric power plants of the Brazilian interconnected system, using real data from existing plants. There were performed some tests by using the standard *PSO*, *PSO-TVAC*, *Clan PSO*, *Clan PSO with migration*, *Center PSO*, and one approach proposed in this work, called *Center Clan PSO*, over three different mid-term periods. All PSO approaches were compared to the results achieved by a Non-linear Programming algorithm (NLP). Furthermore, another approach was proposed, based on *Center PSO*, named *Extended Center PSO*. It was observed that the PSO approaches presented as promising solutions to the problem, even better than NLP in some cases.

### Keywords

hydrothermal systems, operation planning, particle swarm optimization, swarm intelligence, operational research

---

## Sumário

---

<b>Lista de Figuras</b>	<b>vi</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de Siglas</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de Símbolos e Unidades</b>	<b>xii</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 O Problema do Planejamento Energético de Sistemas Hidrotérmicos . . . . .	7
1.2 Técnicas Utilizadas na Solução do Problema de Planejamento . . . . .	12
1.3 Estrutura da Dissertação . . . . .	15
<b>2 Sistemas Hidrotérmicos de Geração</b>	<b>16</b>
2.1 Usinas Hidrelétricas . . . . .	17
2.1.1 Reservatórios . . . . .	19
2.1.2 Conjuntos Turbina/Gerador . . . . .	21
2.2 Usinas Termelétricas . . . . .	24
2.3 Formulação do Problema de Planejamento da Operação Energética . . . . .	25
<b>3 Otimização por Enxame de Partículas</b>	<b>29</b>
3.1 Aplicação de PSO no problema de otimização hidrotérmica . . . . .	32
3.1.1 Uso de penalidades para ajustar o volume final dos reservatórios . . . . .	32
<b>4 Variações de PSO aplicadas ao problema de planejamento</b>	<b>35</b>

---

4.1	PSO com Coeficientes de Aceleração Variáveis no Tempo ( <i>PSO-TVAC</i> ) . . . . .	35
4.2	<i>Clan PSO</i> . . . . .	36
4.3	<i>Clan PSO com Migração</i> . . . . .	39
4.4	<i>Center PSO</i> . . . . .	42
4.5	<i>Clan PSO com Partículas Centrais - Center Clan PSO</i> . . . . .	42
<b>5</b>	<b>Estudos de Caso</b>	<b>45</b>
5.1	Arquitetura do Sistema . . . . .	45
5.2	Cenário de Teste . . . . .	46
5.3	Ajustes das Variáveis do PSO ao Problema de Planejamento . . . . .	47
5.3.1	Definição dos Valores para os Coeficientes de Aceleração e Inércia	48
5.3.2	Definição do Número de Iterações . . . . .	48
5.3.3	Definição do Tamanho da População de Partículas . . . . .	50
5.3.4	Definição do Fator de Penalidade . . . . .	50
5.3.5	Valores Adotados para os parâmetros . . . . .	51
5.4	Resultados e Discussões . . . . .	53
5.4.1	Período 1951-1956 . . . . .	53
5.4.2	Período 1961-1966 . . . . .	54
5.4.3	Período 1980-1985 . . . . .	58
<b>6</b>	<b>Uma Nova Abordagem - <i>Extended Center PSO</i></b>	<b>61</b>
6.1	Análise de Desempenho do <i>Extended Center PSO</i> . . . . .	62
6.1.1	Período 1951-1956 . . . . .	62
6.1.2	Período 1961-1966 . . . . .	64
6.1.3	Período 1980-1985 . . . . .	65
<b>7</b>	<b>Conclusões e Trabalhos Futuros</b>	<b>67</b>
7.1	Trabalhos Futuros . . . . .	68
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>69</b>

**Anexo A – Energia Armazenada**

**75**

---

## Lista de Figuras

---

Figura 1.1	Fontes de geração de energia elétrica (EIA, 2006). . . . .	2
Figura 1.2	Aproveitamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro, por Região (%). (Fonte: MME (2007)). . . . .	3
Figura 1.3	Visão geral do Sistema Elétrico Brasileiro. Fonte: (BRASIL.GOV.BR, 2012). . . . .	4
Figura 1.4	Estrutura da Capacidade Instalada no SIN. . . . .	6
Figura 1.5	Energia natural afluyente dos subsistemas SE/CO e S entre os anos 2004 e 2011. (Fonte: ONS (2012)). . . . .	7
Figura 1.6	Decomposição Temporal do Problema (Fonte: CRUZ Jr. (1998)). . . . .	10
Figura 2.1	Sistema Hidrotérmico de Geração. . . . .	16
Figura 2.2	Esquema de uma Usina Hidrelétrica. . . . .	18
Figura 2.3	Cascata de usinas utilizadas nas ilustrações. . . . .	20
Figura 2.4	Representação esquemática das vazões naturais e incrementais afluen- tes. . . . .	23
Figura 2.5	Esquema simplificado de uma usina termelétrica com turbina a (a) vapor	

---

e (b) à gás. ....	25
Figura 3.1 Representação esquemática adotada para uma partícula. ....	33
Figura 4.1 Topologias PSO. Fonte: Carvalho e Bastos-Filho (2008). ....	38
Figura 4.2 Partículas separadas por clãs. Fonte: Carvalho e Bastos-Filho (2008). .	38
Figura 4.3 Definição do líder de cada clã. Fonte: Carvalho e Bastos-Filho (2008). .	39
Figura 4.4 Conferência entre os líderes de cada clã. Fonte: Carvalho e Bastos-Filho (2008). ....	39
Figura 4.5 Cada partícula é atualizada em seu clã. Fonte: Carvalho e Bastos-Filho (2009). ....	40
Figura 5.1 Topologia usada no Estudo de Caso. ....	46
Figura 5.2 Gráficos da variação do Gbest para diferentes números de iterações. ..	49
Figura 5.3 Gráfico da variação do Gbest para diferentes número de partículas na população. ....	51
Figura 5.4 Custos térmicos finais para diferentes valores do peso de penalidade $\delta$ . .	52
Figura 5.5 Energias Armazenadas finais para diferentes valores do peso de penalidade $\delta$ . ....	52
Figura 5.6 Comparação da relação entre custos térmicos finais e energias armazenadas finais para cada valor de $\delta$ . ....	53
Figura 5.7 Evolução do custo - período de Maio/1951 a Abril/1956. ....	55

---

Figura 5.8 Evolução comparativa dos custos - período de Maio/1951 até Abril/1956. ....	56
Figura 5.9 Evolução do custo - período de Maio/1961 a Abril/1966. ....	57
Figura 5.10 Evolução comparativa dos custos - período de Maio/1961 até Abril/1966. ....	58
Figura 5.11 Evolução do custo - período de Maio/1980 a Abril/1985. ....	59
Figura 5.12 Evolução comparativa dos custos - período de Maio/1980 até Abril/1985. ....	60
Figura 6.1 Frente de Pareto para a relação custo X Energia Armazenada. ....	64
Figura A.1 Altura Equivalente do Reservatório. ....	76
Figura A.2 Regras de Operação. ....	77

---

## Lista de Tabelas

---

Tabela 1.1	Capacidade de geração do Sistema Elétrico Brasileiro. Legenda: UHE usina hidrelétrica, PCH pequena central hidrelétrica, UTE usina termelétrica, UTN usina termonuclear, EOL central geradora eólica. . . . .	3
Tabela 1.2	Capacidade instalada e demanda dos subsistemas interligados (dados de 2009). . . . .	5
Tabela 1.3	Capacidade de geração termelétrica por combustível em 2012. . . . .	6
Tabela 5.1	Características das usinas hidrelétricas - Estudo de Caso. . . . .	47
Tabela 5.2	Resultados obtidos para diferentes quantidades de iterações. . . . .	50
Tabela 5.3	Comparação dos Custos Térmicos (\$) obtidos e da Energia Armazenada Final (%) para o período: Maio/1951-Abril/1956. . . . .	54
Tabela 5.4	Comparação dos Custos Térmicos (\$) obtidos e da Energia Armazenada Final (%) para o período: Maio/1961-Abril/1966. . . . .	56
Tabela 5.5	Comparação dos Custos Térmicos (\$) obtidos e da Energia Armazenada Final (%) para o período: Maio/1980-Abril/1985. . . . .	58
Tabela 6.1	Custo Térmico (\$) - <i>Extended Center PSO</i> - Período: Maio/1951-Abril/1956. . . . .	63

---

Tabela 6.2	Energia Armazenada (%) - <i>Extended Center PSO</i> - Período: Maio/1951- Abril/1956. ....	63
Tabela 6.3	Relação Custo × Energia Armazenada (%) - <i>Extended Center PSO</i> - Período: Maio/1951-Abril/1956. ....	64
Tabela 6.4	Custo Térmico (\$) - <i>Extended Center PSO</i> - Período: Maio/1961- Abril/1966. ....	65
Tabela 6.5	Energia Armazenada (%) - <i>Extended Center PSO</i> - Período: Maio/1961- Abril/1966. ....	65
Tabela 6.6	Custo Térmico (\$) - <i>Extended Center PSO</i> - Período: Maio/1980- Abril/1985. ....	65
Tabela 6.7	Energia Armazenada (%) - <i>Extended Center PSO</i> - Período: Maio/1980- Abril/1985. ....	66

---

## Lista de Siglas

---

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
UHE	Usina Hidrelétrica
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
UTE	Usina Termelétrica de Energia
EOL	Central Geradora Eólica
UTN	Usina Termonuclear
SIN	Sistema Interligado Nacional
SE/CO	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
S	Subsistema Sul
NE	Subsistema Nordeste
N	Subsistema Norte
SI	Sistema Isolado
ENA	Energia Natural Afluyente
MLT	Média de Longo Termo
ONS	Operador Nacional do Sistema
SIN	Sistema Interligado Nacional
DET	Despacho Econômico Termelétrico
PDE	Programação Dinâmica e Estocástica
PDED	Programação Dinâmica Estocástica Dual
PSO	Particle Swarm Optimization
PCV	Polinômio cota-volume
PCF	Polinômio cota-defluência
NLP	Nonlinear Programming
PEN	Plano Anual da Operação Energética
ECPSO	<i>Extended Center PSO</i>

---

## Lista de Símbolos e Unidades

---

MW	Mega Watt
$v$	volume do reservatório ( $\text{hm}^3$ )
$\text{hm}^3$	hectômetro cúbico
$v^{\max}$	volume máximo operativo do reservatório ( $\text{hm}^3$ )
$v^{\min}$	volume mínimo operativo do reservatório ( $\text{hm}^3$ )
$v_{\text{útil}}$	volume útil do reservatório ( $\text{hm}^3$ )
$u$	vazão descarregada pela usina (defluência) ( $\text{m}^3/\text{s}$ )
$q$	vazão turbinada pela casa de máquinas (engolimento) ( $\text{m}^3/\text{s}$ )
$spl$	vazão descarregada pelo vertedouro (vertimento) ( $\text{m}^3/\text{s}$ )
$h_{\text{mon}}(v)$	cota de montante do reservatório (em função do volume) ( $m$ )
$h_{\text{jus}}(u)$	cota de jusante do canal de fuga (em função da defluência) ( $m$ )
$h(v, u)$	altura de queda líquida ( $m$ )
$g$	aceleração da gravidade
$\rho$	peso específico da água
$\eta$	rendimento do conjunto turbina/gerador
$pc$	perda de carga hidráulica da usina ( $m$ )
$k$	produtibilidade específica da usina $\frac{\text{MW}}{(\text{m}^3/\text{s})m}$
$F$	custo térmico total durante o horizonte (\$)
$T$	número de estágios do horizonte de planejamento
$gt_t$	geração termelétrica durante o intervalo $t$ ( $\overline{\text{MW}}$ )
$\overline{\text{MW}}$	Mega Watt médio
$f(gt_t)$	função de custo de geração térmica no instante $t$ (\$)
$D_t$	mercado (demanda) a ser atendido durante o período $t$ ( $\overline{\text{MW}}$ )
$L_t$	perdas na transmissão de energia no instante $t$ ( $\overline{\text{MW}}$ )
$gh_{it}$	geração da usina hidrelétrica $i$ durante o intervalo $t$ ( $\overline{\text{MW}}$ )

---

$N$	número de usinas hidrelétricas do sistema
$h_{mon}(v_{it})$	função da cota de montante do reservatório da usina $i$ no instante $t$ (m)
m	metro
$m^3/s$	metro cúbico por segundo
$spl_{it}$	vazão vertida pela usina $i$ durante o intervalo $t$ ( $m^3/s$ )
$y_{it}$	vazão incremental afluyente à usina $i$ durante o intervalo $t$ ( $m^3/s$ )
$\Phi_i$	conjunto das usinas imediatamente a montante da usina $i$

---

## Introdução

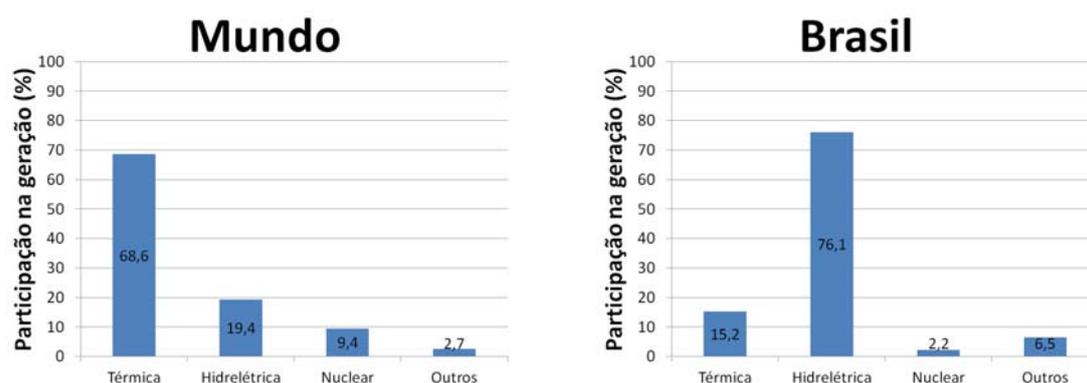
---

Com o desenvolvimento tecnológico atingido pelo homem na sociedade atual, é evidente a importância da energia elétrica em todos os setores, desde uma grande indústria em uma metrópole até uma pequena residência em uma cidade do interior. Depois do petróleo, pode-se dizer que a eletricidade é a segunda base de desenvolvimento da humanidade nos últimos 100 anos. Por ser uma forma de energia tão versátil, a energia elétrica possui aplicações nas mais diversas áreas e para as mais diversas finalidades, sendo aproveitada tanto para promover melhorias e automatização em sistemas de produção industrial, quanto na utilização cada vez mais ampla de facilidades e aparelhos nas tarefas domésticas do dia-a-dia.

O crescimento da população e, conseqüentemente, do consumo de energia elétrica tornou ainda mais crítico garantir o fornecimento contínuo e confiável dessa energia, sendo imprescindível um bom gerenciamento dos recursos energéticos por parte do sistema de geração, transmissão e distribuição para que ela continue chegando a todos os cantos do Brasil. Para isso, investimentos pesados devem ser continuamente realizados na conservação e expansão dos sistemas de fornecimento de energia elétrica.

A geração de eletricidade em um determinado país está sujeita às disponibilidades de recursos energéticos, e no Brasil especialmente, se distingue da maioria dos países do mundo, em razão da alta disponibilidade de recursos hídricos, combinada com uma topografia favorável à construção de hidrelétricas. Tal fato pode ser observado na Figura 1.1. Este grande potencial hidrelétrico brasileiro, somado a reservas de petróleo de difícil extração e reservas de carvão mal distribuídas por sua extensão contribuiu, no passado, para um investimento maciço em geração hidrelétrica no país. Apesar de exigir um vultoso investimento inicial de criação e instalação, e de discussões sobre impactos ambientais, a utilização de energia hidrelétrica ainda pode ser considerada compensadora em relação às demais alternativas. Nos últimos anos, o investimento em geração termelétrica tem se limitado a algumas usinas isoladas de pequeno porte e algumas de maior envergadura em regime de complementação do sistema hidrelétrico. Uma parte dessa usi-

nas tem o objetivo de garantir o consumo do carvão existente na região Sul. O gás natural também foi colocado como uma fonte de interesse para a geração térmica no Brasil. A geração térmica representa pouco mais de 16% da geração total do país. Deve-se destacar o investimento maciço na geração de energia elétrica através de fontes eólicas, colocada agora como a grande alternativa sustentável para o fornecimento de energia, com países da Europa, como Portugal e Espanha, atuando no fornecimento de tecnologia e no suporte à inserção das chamadas fazendas eólicas no sistema elétrico brasileiro.

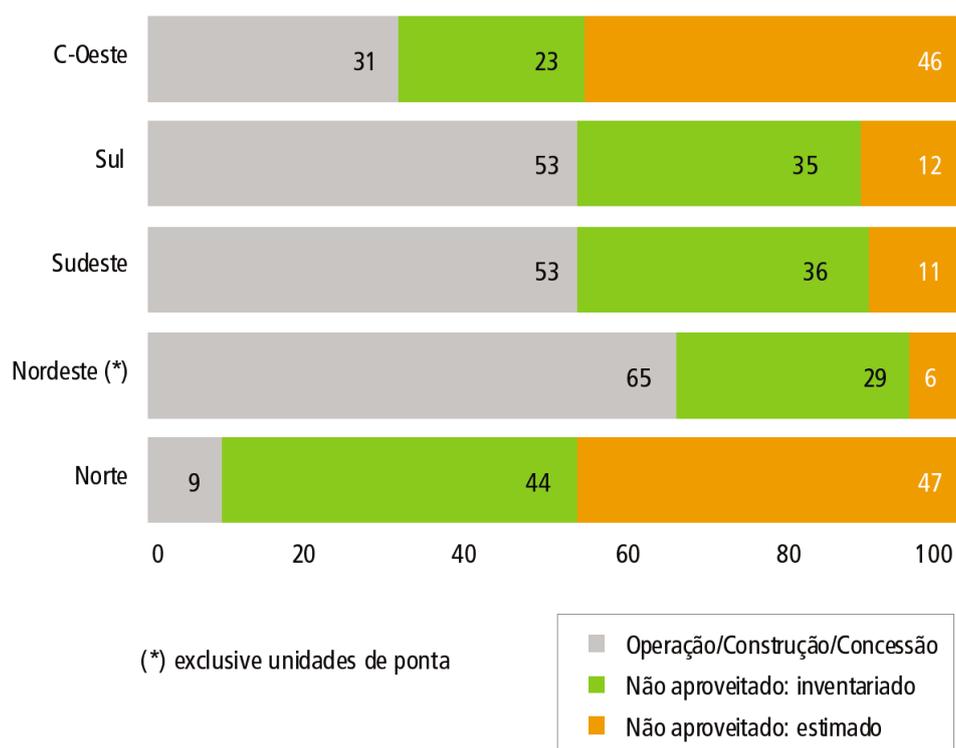


**Figura 1.1:** Fontes de geração de energia elétrica (EIA, 2006).

O potencial hidrelétrico brasileiro é estimado em cerca de 260 GW, dos quais 40,5% estão localizados na Bacia Hidrográfica do Amazonas. A Bacia do Paraná responde por 23%, a do Tocantins, por 10,6% e a do São Francisco, por 10%. Contudo, apenas 63% do potencial hidrelétrico foi inventariado. A Região Norte, em especial, possui ainda um grande potencial a ser explorado. A Figura 1.2 apresenta o aproveitamento do potencial hidrelétrico no Brasil, em cada região. É possível verificar que na região norte uma grande parcela já foi inventariado, porém a capacidade disponível é ainda maior.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012), em 1012, existiam no Brasil 981 usinas hidrelétricas em operação, com uma potência instalada total de 81.943 MW, sendo 26 com capacidade de geração superior a 1.000 MW. Entre elas, destaque deve ser dado a usina de Itaipu, que possui uma potência instalada de 14.000 MW. Itaipu é uma usina binacional, que gera energia tanto para o Brasil quanto para o Paraguai. Ela fornece 16,99% da energia total consumida no Brasil, e abastece 72,91% do consumo paraguaio.

A Tabela 1.1 apresenta em números a quantidade de usinas de cada fonte geradora no país, e suas respectivas potências instaladas, de acordo com o sítio da ANEEL. É possível ainda observar uma tendência do crescimento da participação de termelétricas e fontes eólicas no Brasil. Pesquisas realizadas demonstram um grande potencial de geração eólica de eletricidade no país.



**Figura 1.2:** Aproveitamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro, por Região (%). (Fonte: MME (2007)).

**Tabela 1.1:** Capacidade de geração do Sistema Elétrico Brasileiro. Legenda: UHE usina hidrelétrica, PCH pequena central hidrelétrica, UTE usina termelétrica, UTN usina termonuclear, EOL central geradora eólica.

Fonte: ANEEL (2012)

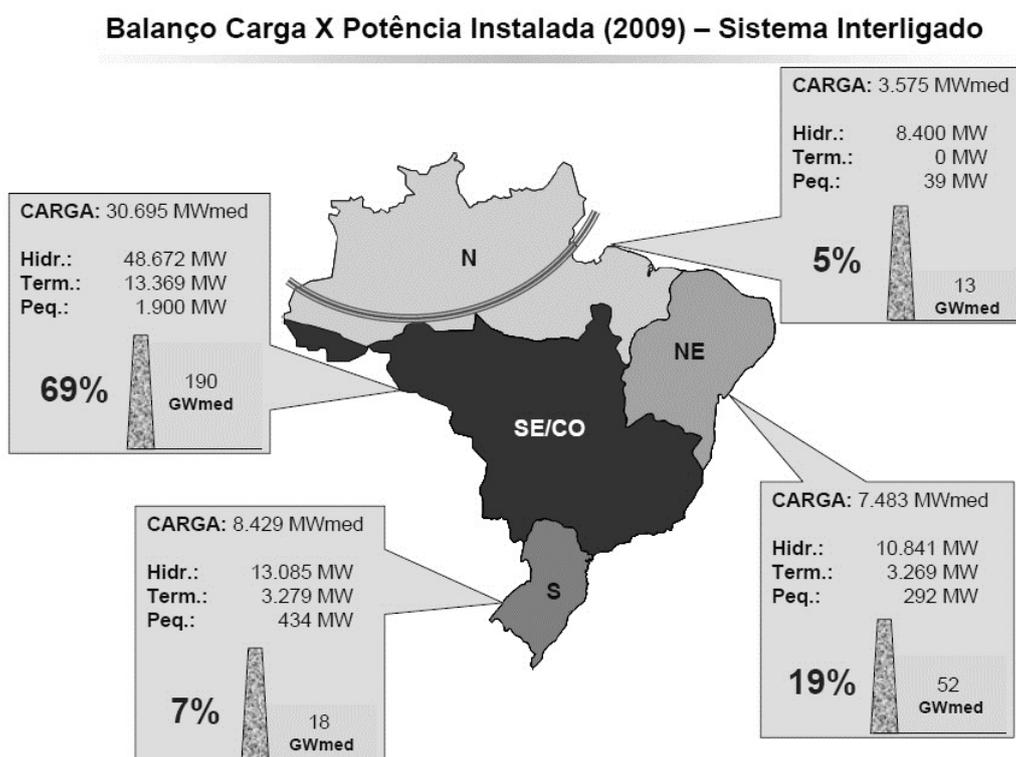
Tipo	Empreendimentos					
	Em operação		Em construção		Outorgados*	
	Qtde.	Cap.[MW]	Qtde.	Cap.[MW]	Qtde.	Cap.[MW]
UHE	182	78.456	11	18.252	11	2.179
PCH	424	3.902	58	705	134	1.849
UTE	1.543	31.421	44	5.176	148	11.708
EOL	73	1.477	59	1.506	197	5.642
UTN	2	2.007	1	1.350	-	-
Total	2224	117.263	173	26989	490	21378

\*Empreendimentos outorgados até abril de 2012, cuja construção não teve início.

O extenso território brasileiro impôs um distanciamento entre as usinas geradoras de energia hidráulica e os principais centros consumidores da energia elétrica. Além disso, os reservatórios das usinas hidrelétricas são construídos em áreas topograficamente e economicamente viáveis. Como explicado anteriormente, esse grande potencial encontra-se principalmente no Norte do país. Essa característica obrigou o sistema elétrico brasileiro a construir uma extensa rede de transmissão para que a energia elétrica chegasse às subestações distribuidoras, e finalmente aos centros urbanos e zonas rurais. Todo esse sistema

de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil constitui o Sistema Interligado Nacional (SIN).

O SIN é formado por empresas localizadas nas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, sendo dividido em quatro subsistemas gerador-consumidor: Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO); Sul (S); Nordeste (NE); e o Norte (N) interligado (abrange o leste do Pará e região da hidrelétrica de Tucuruí). A Figura 1.3 mostra a divisão desses subsistemas e a capacidade instalada dos mesmos.



**Figura 1.3:** Visão geral do Sistema Elétrico Brasileiro. Fonte: (BRASIL.GOV.BR, 2012).

Para a constituição do SIN em seu estado atual, devem ser destacados alguns pontos importantes, como a construção das linhas de transmissão no estado do Tocantins, que interligaram o subsistema SE/CO à subestação de Imperatriz (MA), viabilizando a ligação ao subsistema N e NE. Essas linhas de transmissão combinadas com as que posteriormente interligaram diretamente os subsistemas SE/CO e NE, possibilitaram a transferência de energia elétrica para regiões com escassez de oferta temporária e a melhor utilização de usinas geradoras com grande capacidade instalada (situadas em regiões de pouca demanda). A construção dessa imensa rede interligada permitiu também uma melhor exploração dos recursos em regiões com grande disponibilidade hidráulica e baixa demanda, possibilitando o abastecimento dos grandes centros a partir de usinas construídas em regiões distantes.

Existem ainda os sistemas isolados (SI), não integrados ao SIN, localizados

principalmente na região amazônica. Em 2012, a capacidade de geração desses sistemas representava 3,4% da geração total do país. Aspectos geográficos e ambientais atrasaram linhas de transmissão que ligassem esses sistemas isolados ao SIN. Atualmente, esses sistemas encontram-se em processo de integração ao SIN, principalmente os sistemas que atendem às capitais dos estados. Recentemente, foram integrados os estados do Acre e Rondônia. Até 2013 está prevista a interligação de sistemas do Amazonas e Amapá, e até 2014 o estado de Roraima. Isso fará com que 99,6% do mercado brasileiro de energia elétrica estejam conectados a um só sistema (BRASIL.GOV.BR, 2012).

Os subsistemas SE/CO, S, NE e N apresentam diferenças importantes, tanto em relação à capacidade instalada, quanto à diferença dos mercados atendidos. A Tabela 1.2 apresenta um resumo da capacidade instalada de cada subsistema e sua participação na demanda nacional. Além disso, os regimes de chuvas podem ser bem distintos, o que influencia diretamente na disponibilidade energética de cada subsistema.

**Tabela 1.2:** Capacidade instalada e demanda dos subsistemas interligados (dados de 2009).

Fonte: Brasil.gov.br (2012)

Subsistema	Potência Instalada* [MW]			Participação (%)
	Total	Hidro	Térmica	
Sudeste/Centro-Oeste	62.041	48.672	13.369	61,2
Sul	16.364	13.085	3.279	16,7
Nordeste	14.110	10.841	3.269	15
Norte	8.400	8.400	0	7,1
<b>Total</b>	<b>100.915</b>	<b>80.998</b>	<b>19.917</b>	<b>100</b>

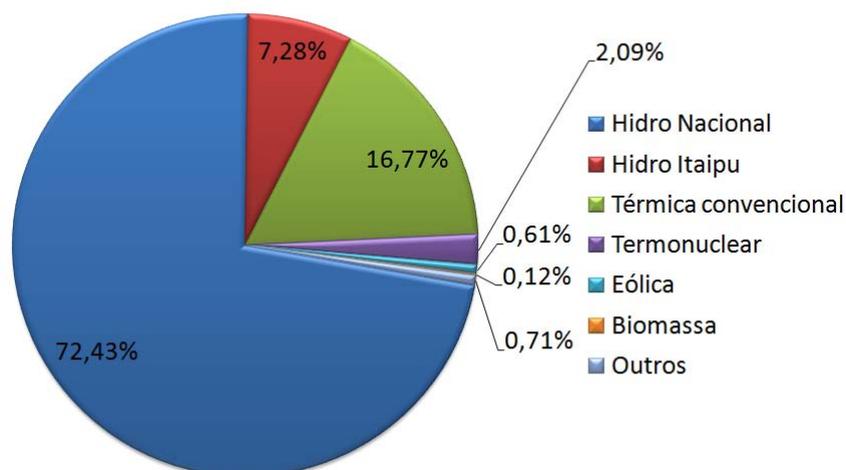
\*Considera somente 50% da capacidade de Itaipu.

Na Tabela 1.2 nota-se a capacidade instalada total de cada subsistema, dividida em geração hidráulica e térmica. Observa-se que a maior concentração da capacidade de geração localiza-se nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, regiões que coincidentemente abrigam os maiores centros consumidores. Contudo, nessas regiões verificam-se os menores potenciais hidrelétricos a serem explorados.

Em 2010, do total 96,2 GW de potência instalada no SIN, pouco mais de 18% era fornecida através de fontes termelétricas distribuídas entre os subsistemas S, SE/CO e NE, conforme mostra a Figura 1.4. A Tabela 1.3 mostra ainda a distribuição das usinas termelétricas no Brasil de acordo com o combustível utilizado. Em 2012, 8,17GW de potência eram originários de contratos de importação com Paraguai, Argentina, Venezuela e Uruguai.

Por representar 71% de toda capacidade instalada no país, atenção especial deve ser dada à geração hidráulica de eletricidade, especialmente quanto à disponibilidade de sua fonte de energia: água. Porém, os recursos fluviais disponíveis em uma região, como

### % da Capacidade Total Instalada



**Figura 1.4:** Estrutura da Capacidade Instalada no SIN.

**Tabela 1.3:** Capacidade de geração termelétrica por combustível em 2012.

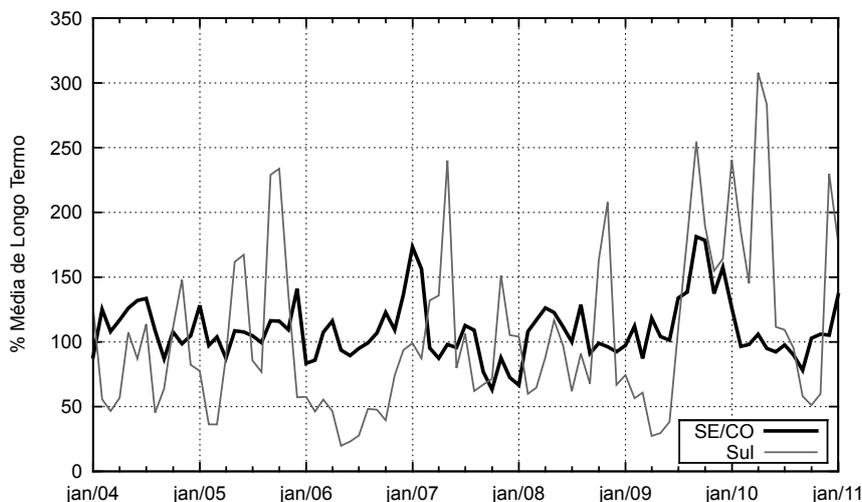
Fonte: ANEEL (2012)

<b>Potência instalada (MW)</b>	
Gás Natural	13.302,136
Biomassa	9003,237
Petróleo	7.164.186
Nuclear	2.007.000
Carvão	1.944.054
<i>Importação</i>	8.170.00

em outras fontes renováveis, estão sujeitos a um regime periódico com características estocásticas, o que dificulta a previsão de sua disponibilidade, e o planejamento de seu uso. A escassez de água em algum momento no ciclo hidrológico pode ocasionar diminuição da capacidade de geração a partir das usinas hidrelétricas, levando à adoção de medidas preventivas, como construção de barragens com grandes reservatórios d'água, instalação de usinas termelétricas emergenciais, ou mesmo a interligação de parques geradores entre regiões com diferentes regimes hidrológicos. Geralmente esses regimes apresentam periodicidade anual e estão sujeitos a variabilidade das condições climáticas.

O regime de chuvas no Brasil obedece um padrão de escassez entre maio e outubro, e considerável aumento de precipitações no verão e início do outono (entre novembro e abril). Isso ocorre em quase toda a extensão do país. No Sul do Brasil, no entanto, a distribuição de chuvas é mais homogênea, não havendo uma periodicidade que defina claramente as estações seca e chuvosa. A Figura 1.5 ilustra essas diferenças na disponibilidade hidráulica nos subsistemas SE/CO e S, apresentando as curvas de energia natural afluyente (ENA) nas duas regiões, para o período compreendido entre janeiro de 2004 e dezembro de 2011, calculada em relação à média de longo termo (MLT) para cada

um dos meses do ano.



**Figura 1.5:** Energia natural afluyente dos subsistemas SE/CO e S entre os anos 2004 e 2011. (Fonte: ONS (2012)).

Na Figura 1.5, é possível observar a estocasticidade associada às vazões afluentes, o que dificulta o planejamento da geração hidrelétrica devido às incertezas inerentes à disponibilidade hidráulica. Na tentativa de minimizar essas incertezas, grandes reservatórios são construídos - geralmente na cabeceira dos rios - para que as vazões sejam regularizadas à jusante, ou seja, no decorrer do rio e usinas subsequentes. Outra forma é a criação e instalação de usinas termelétricas para o atendimento da demanda em situações de baixa disponibilidade, ou seja, em caráter emergencial.

Não somente a disponibilidade de recursos energéticos e a topologia das redes de transmissão devem ser considerados na caracterização de um sistema elétrico. Deve-se também considerar o mercado consumidor de eletricidade, caracterizado por demandas com características sazonais, e também por sua sensibilidade a fatores econômicos. Ou seja, o consumo de energia elétrica também é caracterizado pela estocasticidade, porém com menor grau de imprevisibilidade.

Apesar das inerentes incertezas características do setor elétrico, a geração e a transmissão de eletricidade devem ser cuidadosamente planejadas, de forma a atender a demanda imediata do mercado e garantir o suprimento no futuro.

## 1.1 O Problema do Planejamento Energético de Sistemas Hidrotérmicos

O principal objetivo do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de geração de energia elétrica é a determinação de uma estratégia de geração que

minimize o custo da operação em cada unidade do sistema durante o horizonte de planejamento, garantindo o atendimento da demanda ao sistema de maneira econômica e confiável. Tal estratégia deve abranger desde a otimização plurianual dos reservatórios até o despacho horário das usinas, levando em conta restrições operativas. A obtenção de tal estratégia, frente às várias características do problema, apresenta-se como uma tarefa difícil. Esse chamado *planejamento da operação* é responsável por estabelecer as políticas de operação das unidades geradoras.

No Brasil, tais políticas são estabelecidas por um órgão central, o ONS, o qual determina a meta de geração elétrica nas diferentes unidades dos parques geradores que constituem o SIN, levando em consideração informações de disponibilidade energética, restrições operativas, custos de operação e demanda de carga.

O planejamento da operação pode ser dividido em duas etapas distintas: o *planejamento da operação energética* e o *planejamento da operação elétrica*. Tal divisão do problema em etapas leva em consideração características comuns encontradas nas tarefas necessárias à determinação do planejamento global. A classificação dessas etapas considera como critério o tamanho do horizonte de planejamento. Por exemplo, se o horizonte de planejamento levado em consideração for anual, o impacto da aleatoriedade das vazões na operação do sistema de grandes reservatórios é considerável, uma vez que a magnitude das vazões poderá definir o estado de armazenamento final dos reservatórios no final do horizonte de planejamento. Logo, tal característica deve ser levada em conta. Se o horizonte de planejamento for de uma semana, a aleatoriedade das vazões de longo prazo pode ser desconsiderada, uma vez que a variação do nível em um reservatório de grande porte envolve uma escala de tempo que pode ser muito maior.

O *planejamento da operação energética* consiste na otimização da operação mensal de sistemas compostos por várias usinas, considerando apenas aspectos energéticos e restrições globais. Já o *planejamento da operação elétrica* visa a desagregação e otimização das metas de geração horárias das usinas considerando aspectos individuais não levados em conta na etapa anterior.

Contudo, o planejamento da operação energética está condicionado às particularidades do parque gerador a ser analisado. Em sistemas termelétricos, o objetivo é a minimização dos custos de operação, os quais estão diretamente ligados aos custos dos combustíveis utilizados. O despacho é feito entre as usinas escolhidas segundo a ordem crescente de custo, de forma que o custo total para atendimento da carga seja mínimo. Esse despacho por ordem de mérito é chamado de despacho econômico termelétrico (DET). Já em sistemas hidrelétricos, o “combustível”, ou seja, a água, não possui custo. No entanto, em alguns países, o custo pode aparecer na forma de *royalties* pelo uso da água armazenada, ou de penalizações pelo não cumprimento das metas de geração pré-estabelecidas.

Para o planejamento em sistemas hidrotérmicos, a diminuição do custo de geração envolve a substituição de geração termelétrica por hidrelétrica. Ou seja, o custo do DET é incorporado à operação do sistema hidrelétrico, fazendo com que os benefícios associados à geração de hidreletricidade sejam medidos pela economia obtida com a geração térmica (devido à diminuição do uso de combustíveis). Entretanto, sistemas hidrotérmicos apresentam uma maior complexidade, devido ao maior número de restrições operativas a serem consideradas, geração termelétrica mínima imposta por contratos de fornecimento de combustível e restrições do uso da água por parte das usinas hidrelétricas para o controle de cheias, navegação, irrigação e saneamento.

Além desses fatores, a complexidade do problema envolve o compromisso temporal e espacial das usinas nos sistemas hidrotérmicos. O compromisso temporal está ligado às decisões de uso das águas presentes nos reservatórios. Tais recursos hídricos são limitados, o que faz com que decisões tomadas no presente afetem diretamente o estado de armazenamento do reservatório no futuro, o que torna o problema dinâmico. O compromisso espacial está associado ao acoplamento operativo entre usinas pertencentes a uma mesma bacia hidrográfica. Diferentemente do parque termelétrico, em que as usinas são independentes entre si, numa mesma bacia hidrográfica, as hidrelétricas constituem um sistema interconectado de geração, em que o estado de um reservatório está condicionado às decisões de geração tomadas nos reservatórios das usinas à montante.

Há ainda o elevado número de aproveitamentos com reservatórios de acumulação e as características de regularização plurianual do sistema brasileiro, que implicam na adoção de longos períodos de estudo para o planejamento, caracterizando o problema como de grande porte.

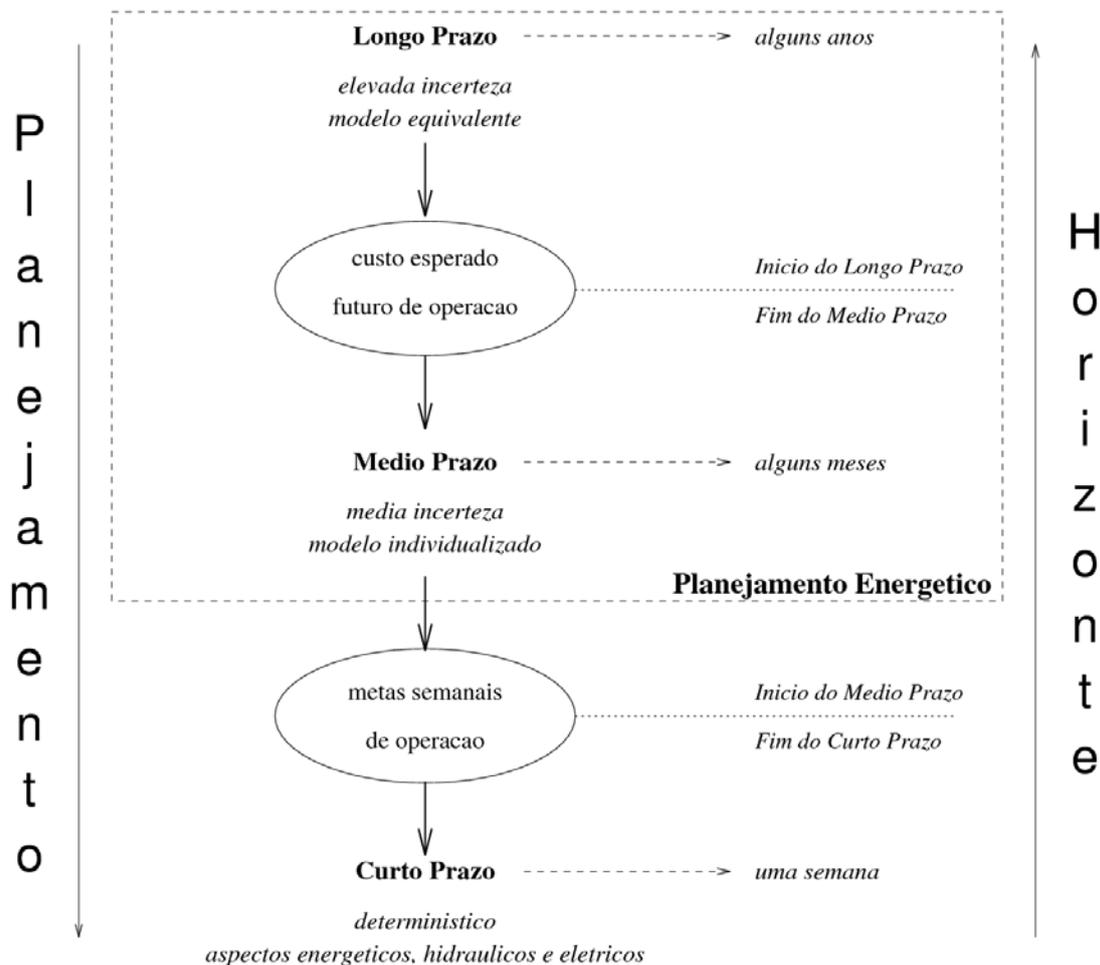
Algumas outras características podem ser citadas, como: as aflúncias futuras que chegam aos reservatórios das usinas são desconhecidas, e dependem das condições climáticas, o que adiciona ao problema um caráter estocástico; as funções de geração hidráulica - que descrevem a transformação da água armazenada em energia elétrica - assim como as funções de custo da complementação térmica são funções não lineares; o sistema de transmissão apresenta-se como outro obstáculo, levando em conta a heterogeneidade e distribuição geográfica das usinas e dos principais centros consumidores, e o intercâmbio energético entre os diferentes subsistemas do SIN.

Devido à sua complexidade, a adoção de um único modelo matemático para o problema de coordenação da operação do sistema hidrotérmico de potência torna-se inviável. As metodologias aplicadas na obtenção de uma solução para esse problema sugerem a decomposição do planejamento em etapas divididas em diferentes escalas de tempo (PEREIRA, 1985). Ao conjunto de modelos computacionais concatenados que determinam a distribuição da geração entre usinas hidrelétricas e termelétricas,

nos diferentes horizontes de planejamentos, dá-se o nome de *cadeia de coordenação hidrotérmica da operação*.

O objetivo da cadeia de coordenação da operação de sistemas hidrotérmicos é assegurar uma operação econômica e confiável para o sistema elétrico de potência. O resultado deve ser uma sequência de decisões de geração que minimize o custo da operação, garantindo o atendimento da demanda com confiabilidade, levando-se em conta o compromisso entre decisões de geração no presente, que irão afetar as decisões no futuro.

Diversos modelos de cadeias de coordenação hidrotérmica têm sido propostas na literatura especializada, na tentativa de explorar as características específicas dos sistemas hidrotérmicos considerados. A Figura 1.6 apresenta uma possível decomposição temporal do problema e os modelos com diferentes horizontes de planejamento e graus de detalhamento do sistema.



**Figura 1.6:** Decomposição Temporal do Problema (Fonte: CRUZ Jr. (1998)).

Essa abordagem decomposta em modelos divide o horizonte de planejamento em

períodos distintos, onde cada um considera aspectos relevantes em detrimento de outros menos importantes ao período em questão. Adicionalmente, os resultados de uma fase de mais longo prazo fornecem metas a serem atendidas pela fase de prazo imediatamente mais curto. Dentro desta visão, o planejamento da operação energética (conhecido também como *planejamento energético*) e o planejamento da operação elétrica (que pode ser chamado de *planejamento elétrico*) podem ser divididos em planejamento de curto prazo, médio prazo e longo prazo.

No *Planejamento de Longo Prazo - PLP*, o horizonte de planejamento é de alguns anos (o setor elétrico brasileiro usualmente adota o período de dez anos), com discretização mensal, para sistemas constituídos de grandes reservatórios e com grande capacidade de regularização. Como o grau de incerteza das afluições é alto, a estocasticidade de suas vazões não pode ser desprezada. Dentro da cadeia de planejamento, a solução do PLP é a *curva de custo esperado futuro de operação*. Essa curva representa o custo esperado associado ao armazenamento do sistema no *início* do horizonte de longo prazo. Através dessa solução, tem-se a estimativa do custo associado ao armazenamento dos reservatórios do sistema no *final* do horizonte de otimização do planejamento de médio prazo.

O *Planejamento de Médio Prazo - PMP* abrange um horizonte de alguns meses, com discretização mensal ou semanal. Com um grau de incerteza razoável, o problema é tratado como determinístico, e tem como objetivo a determinação de uma política de operação individualizada, que considere o acoplamento hidráulico e possíveis diversidades hidrológicas entre os rios. As afluições e demanda utilizadas podem ser previstas por modelos de *séries temporais*.

O *Planejamento de Curto Prazo - PCP* abrange um horizonte de planejamento de algumas horas a uma semana, e o objetivo é a desagregação de metas de geração semanais ou mensais previamente fornecidas, considerando todos os aspectos energéticos, hidráulicos e elétricos não levados em conta nas etapas anteriores. Pode-se citar: tempo de percurso da água entre usinas, rampa de tomada de carga das máquinas, limites de transmissão das linhas, etc. Como o horizonte de otimização é pequeno, afluições e demanda são consideradas conhecidas.

Neste trabalho, a abordagem estudada pode ser aplicada tanto em estudos do PLP, onde se considera a estocasticidade das vazões, e estas são obtidas por modelos de previsão, quanto no PMP, quando as vazões são consideradas conhecidas, caso em que os estudos de caso foram realizados - ver seção 5 - com um horizonte de alguns anos, com discretização mensal e considerando vazões históricas.

Na literatura, diversas publicações apresentam diferentes metodologias de otimização aplicadas à solução do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. A seção 1.2 a seguir apresenta algumas dessas metodologias, inclusive a

metodologia abordada nesse trabalho.

## 1.2 Técnicas Utilizadas na Solução do Problema de Planejamento

Como foi apresentado, o problema de planejamento da operação é um problema de otimização de grande porte, dinâmico, estocástico, interconectado e não linear. Tal problema complexo, se não resolvido de maneira eficiente, pode acarretar sérias complicações sócio-econômicas e ambientais. Por isso, faz-se necessária a utilização de ferramentas matemático-computacionais como instrumentos de suporte à decisão.

Contudo, mesmo com a utilização de ferramentas, devido à complexidade do problema, torna-se necessário a simplificação dos modelos, com o objetivo de tornar viável a solução computacional. Uma abordagem amplamente utilizada nos últimos anos consiste na decomposição temporal do planejamento da operação, conforme descrito na seção 1.1. Essa abordagem decomposta divide o horizonte de planejamento em períodos distintos, onde cada um considera aspectos relevantes em detrimento de outros menos importantes ao período em questão, conforme foi apresentado por Pereira (1985). Adicionalmente, os resultados de uma fase de mais longo prazo fornecem metas a serem atendidas pela fase de prazo imediatamente mais curto, como demonstrado por Fosso et al. (1999) para o caso norueguês. Por outro lado, há trabalhos na literatura que consideram os diferentes aspectos relevantes de cada fase em um mesmo modelo, como em Franco, Carvalho e Soares (1994), Al-Agtash (2001) e Finardi e Silva (2006).

Na fase de planejamento da operação de médio prazo, levam-se em conta as incertezas relacionadas à disponibilidade energética (ou seja, as vazões naturais) e a demanda dos centros de carga. A técnica de programação dinâmica e estocástica (PDE) tem sido amplamente utilizada nessa fase (YEH, 1985). Essa abordagem caracteriza-se por uma política de controle em malha fechada, em que uma tabela de decisões ótimas para cada possível estado do sistema é fornecida ao final do processo de otimização. Devido à explosão combinatória de estados, técnicas de redução do espaço de busca foram propostas, como a agregação do parque hidrelétrico em um único reservatório equivalente (ARVANITIDIS; ROSING, 1970), e precisa levar em conta a presença de homogeneidade hidrológica, além da considerável interligação elétrica do sistema, de forma a garantir o atendimento da carga a partir de qualquer usina constituinte. Yu, Sparrow e Nderitu (1998) propõem a agregação dos parques hidrelétrico e termelétrico como forma de reduzir a complexidade computacional do problema. Além das metodologias de agregação, outras técnicas visam contornar o problema da dimensionalidade, como a agregação e desagregação sucessiva em termos de valor marginal do parque gerador por rios e

reservatórios individuais (TURGEON A. & CHARBONNEAU, 1998). Pereira (1989) apresenta uma aplicação da programação dinâmica estocástica dual (PDED), com a construção de uma aproximação linear por partes da função de custo futuro, e que não requer a discretização das variáveis de estado.

Porém, as técnicas de agregação apresentam uma séria desvantagem: desconsideram-se as particularidades das usinas do parque gerador, especialmente as relações não lineares existentes entre suas partes. Soares e Carneiro (1991) demonstram que tais características, assim como a posição das usinas na cascata, influenciam diretamente as curvas de operação ótima de seus reservatórios quando destinados à geração de eletricidade. CRUZ Jr. e Soares (1996) tentam amenizar os efeitos da agregação de reservatórios num modelo equivalente, estabelecendo regras de deplecionamento diferentes para reservatórios de montante e jusante, alterando-se o cálculo da altura de queda equivalente, o que resultou em economia de custos para o estudo de caso considerado.

Uma das abordagens historicamente adotadas no estudo do problema de planejamento enfoca a estocasticidade, o que resultou no desenvolvimento de abordagens determinísticas ou estocásticas de solução. Estas abordagens determinísticas ou estocásticas podem usar diferentes técnicas de otimização e têm sido largamente investigadas desde meados dos anos 1950. Na literatura os primeiros métodos desenvolvidos e aplicados na gestão de sistemas reais nos EUA e Canadá, eram fundamentados em equações de coordenação obtidas através de fatores de penalidade (KIRCHMAYER, 1959), (DRAKE et al., 1962), (PERERA, 1969).

Simultaneamente, buscando um melhor tratamento matemático para o problema e de modo a encontrar uma solução ótima, são pioneiros alguns trabalhos baseados na Programação Dinâmica, apenas alguns anos após a divulgação dos trabalhos sobre o princípio da otimalidade de Bellmann (FUKAO; YAMAZAK; KIMURA, 1959), (FUKAO; YAMAZAKI, 1959), (BERNHOLTZ; GRAHAM, 1960). Desde então, diversos métodos baseados na Programação Dinâmica foram investigados e empregados na solução do problema, que apresenta diferentes formulações amplamente documentadas na literatura (ENGLES et al., 1976), (CHANG et al., 1990) ainda que considerados os problemas computacionais de dimensionalidade decorrentes do aumento do número de hidrelétricas e a consequente adoção de técnicas de representação por equivalentes lineares ou não lineares como simplificação.

Técnicas não lineares baseadas na teoria lagrangeana (SOARES; LYRA; TAVARES, 1980), (WOOD; WOLLENBERG, 1996) são bem descritas na literatura, envolvendo a decomposição do problema ou não. Resultados muito importantes também são apresentados em abordagens não lineares por fluxo em redes, a usinas individualizadas (CARVALHO; SOARES, 1987), (OLIVEIRA; SOARES, 1995).

Contudo, a não garantia de um ótimo global, problemas de convergência ou computabilidade, considerada toda a complexidade do problema, motivam a investigação de algoritmos de busca estocástica ou meta-heurísticas, como o *Simulated Annealing* (WONG; WONG, 1994), Algoritmos Evolucionários (WU; HO; WANG, 2000), (LEITE; CARNEIRO; CARVALHO, 2006), (MIRANDA; SRINIVASAN; PROENÇA, 1998), (YANG; YANG; HUANG, 1996) e baseados na Otimização por Enxames de Partículas (YU; YUAN; WANG, 2007). Tais algoritmos não são restritivos em relação a não linearidades ou problemas de convexidade que caracterizam a representação do problema; e embora nem sempre garantam uma solução ótima global, mostram-se bastante eficientes e eficazes.

A técnica de Otimização por Enxame de Partículas, chamada aqui de PSO - *Particle Swarm Optimization* - foi desenvolvida por Kennedy e seus colaboradores (KENNEDY; EBERHART, 1995). O algoritmo de PSO tem atraído atenção, pois alia simplicidade de implementação a um método de busca robusto, exigindo menor gasto computacional (EBERHART; SHI, 1998). Adicionalmente, apresenta a possibilidade de ajustar parâmetros simples para atingir o objetivo da função. Trata-se de uma técnica de otimização inspirada no comportamento de certas populações, como bandos de aves ou cardumes. No enxame de partículas, cada partícula é uma possível solução, que se movimenta pelo espaço de busca, ajustando sua trajetória de acordo com sua melhor posição obtida e a melhor posição obtida por seus vizinhos em cada iteração. A definição da vizinhança determina o fluxo de informações trocadas entre os integrantes do enxame, tendo influência direta no desempenho do algoritmo. A utilização do PSO pode apresentar resultados excepcionais na resolução de certos problemas, mas também pode falhar, ou tornar-se inviável, na solução de outros. Sua principal aplicação pode se dar em problemas que apresentem características de não convexidade, não linearidade e não diferenciabilidade, as quais dificultam sua solução por métodos tradicionais de otimização.

O algoritmo de PSO tem sido utilizado amplamente para resolução de problemas de otimização de sistemas elétricos, como controle de voltagem e potência reativa (YOSHIDA et al., 2000), modelo de estabilização de voltagem (ABIDO, 2002), despacho econômico (PARK et al., 2005), (GAING, 2003) e inclusive no planejamento hidrotérmico de curto prazo (YU; YUAN; WANG, 2007).

Este trabalho apresenta uma comparação de desempenho entre alguns dos algoritmos baseados em PSO propostos recentemente, quando aplicados ao PMP, o qual lida com períodos de otimização de 12 a 60 meses (CICOGNA, 2003). Além disso, uma nova estratégia chamada *Extended Center PSO* é apresentada e testada. Um algoritmo determinístico de fluxo em redes não linear foi utilizado como parâmetro de comparação (CARVALHO; SOARES, 1987), (OLIVEIRA; SOARES, 1995). É importante analisar qual

abordagem PSO se ajusta melhor ao problema considerado, uma vez que não é possível apontar a melhor alternativa para todos os tipos de problemas. Enquanto a maioria dos trabalhos apresentados na literatura utiliza um sistema hidrotérmico fictício, os resultados aqui apresentados utilizam um subsistema de usinas hidrelétricas reais do SIN.

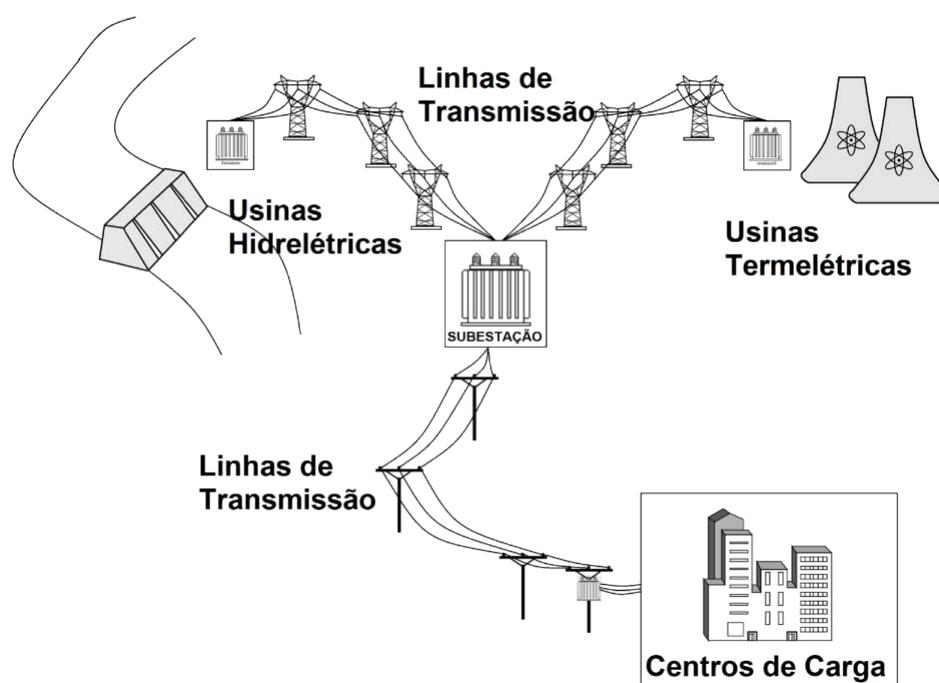
A arquitetura utilizada para implementação dos algoritmos utiliza-se das linguagens de programação Java e Adobe Flex, além do banco de dados disponível em PostgreSQL. Os testes foram efetuados em uma máquina com quatro núcleos de processamento de 2,53 Ghz e 4,00 Gb de memória.

## **1.3 Estrutura da Dissertação**

A divisão desta dissertação segue a seguinte ordem: na seção 2 são apresentadas as principais características dos sistemas hidrotérmicos de geração, além da formulação do problema na seção 2.3; na seção 3 é apresentado o algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas, e na seção 3.1 a aplicação do algoritmo no problema do planejamento energético de sistemas hidrotérmicos; na seção 4 são apresentadas variações do algoritmo PSO descritos na literatura, e sua aplicação no mesmo problema de planejamento energético; na seção 5 são apresentados alguns estudos utilizando o algoritmo PSO e suas variações descritas no trabalho, além do ajuste dos parâmetros para a execução dos testes (seção 5.3) e os resultados e discussões (seção 5.4); na seção 6 é apresentada a abordagem proposta por este trabalho para aplicação no problema do planejamento energético, além de testes efetuados e a discussão sobre os mesmos; por fim, a seção 7 apresenta as conclusões sobre o trabalho e os resultados obtidos pelos testes, além de propostas futuras na seção 7.1.

## Sistemas Hidrotérmicos de Geração

Um sistema hidrotérmico de geração pode ser dividido em três partes: geração, transmissão e consumo. A geração é a parte do sistema responsável pela produção de energia elétrica, na qual as fontes geradoras podem ser hidrelétricas, em que a geração se dá pelo aproveitamento da energia de quedas hidráulicas, ou termelétricas, quando a fonte de energia é a queima de combustíveis fósseis, como carvão, óleo, gás, ou pela fissão nuclear, como o uso de urânio. A transmissão de energia é feita através dos meios físicos de transporte (linhas de transmissão e distribuição) que leva a energia produzida pelas unidades geradoras até os mercados consumidores. O consumo engloba as demandas de carga (equipamentos e consumidores) que recebem e utilizam essa energia. A figura 2.1 esquematiza essa relação entre as três partes do sistema hidrotérmico de geração.



**Figura 2.1:** Sistema Hidrotérmico de Geração.

Em um sistema hidrotérmico, o custo de operação pode ser dividido em duas

partes: custos fixos e custos variáveis. Em uma usina hidrelétrica, os custos de manutenção e de operação das máquinas não dependem de sua geração, apresentando somente custos fixos. Já em usinas termelétricas, os custos são variáveis em função do nível de geração, uma vez que a geração de energia é proporcional ao consumo de combustível. Conclui-se que o custo variável de um sistema hidrotérmico é computado pela parcela de operação do sistema de geração termelétrico.

O sistema hidrotérmico de geração brasileiro é composto majoritariamente por usinas hidráulicas, o que torna necessário a representação mais detalhada dessas usinas, conforme está descrito na seção 2.1.

## 2.1 Usinas Hidrelétricas

Uma das formas de energia renováveis mais abundante na natureza é a energia potencial hidráulica, resultante do aproveitamento de quedas d'água. O Brasil possui grandes bacias hidrográficas, apresentando uma grande quantidade de recursos hídricos com possibilidade de aproveitamento, dos quais grande parte ainda não foi explorada.

O processo de geração de energia hidrelétrica baseia-se na transformação de energia potencial hidráulica, gerada pela diferença de altura, em energia elétrica. O processo se inicia com o armazenamento de água dos rios em reservatórios ou lagos, através da construção de obras de repesamento. A principal função da represa é criar a diferença de altura, provocando o acúmulo de energia hidráulica. A água do reservatório é conduzida sob pressão através de condutos forçados até o conjunto de turbinas da usina, denominado *casa de máquinas*. Na casa de máquinas, a água é utilizada para impulsionar as pás (ou lâminas) das turbinas. A energia cinética e a energia de pressão dinâmica desenvolvida no percurso da água, através das tubulações, são convertidas em energia cinética de rotação. As turbinas estão ligadas a geradores que, postos em movimento contínuo, convertem a energia cinética em energia elétrica. Depois de passar pelas turbinas, a água retorna ao rio através de canais ou condutos, pelo chamado *canal de fuga* da usina.

A água do reservatório pode ser ainda liberada sem passar pela casa de máquinas, através do *vertedouro*. A descarga de vazões através do vertedouro permite o controle do nível da água no reservatório, em situações em que a capacidade de geração não é suficiente para extravasar todo o fluxo de água que chega ao reservatório.

Uma descrição mais aprofundada sobre os elementos que compõem uma usina hidrelétrica pode ser encontrada em Schreiber (apud CICOGNA, 2003). Detalhes sobre o modelo matemático da operação de usinas hidrelétricas foram descritos e ilustrados por

Cicogna (1999).

A Figura 2.2 apresenta o esquema de uma usina hidrelétrica com seu reservatório, conduto forçado de adução, casa de máquinas, vertedouro e canal de fuga, além das principais variáveis que compõem seu modelo matemático,

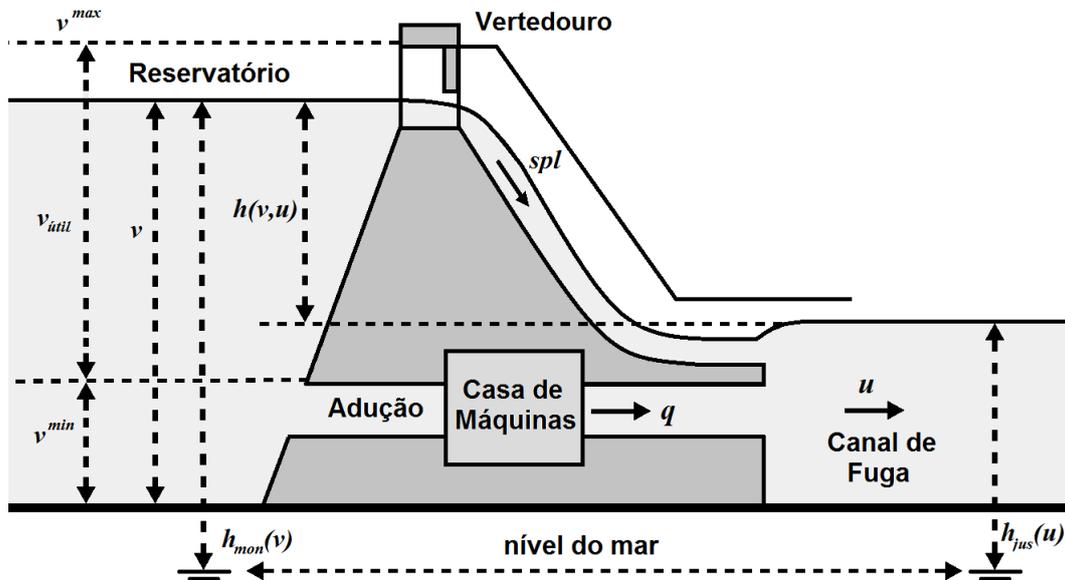


Figura 2.2: Esquema de uma Usina Hidrelétrica.

Na qual:

- $v$  : volume do reservatório [ $hm^3$ ];
- $v^{max}$  : volume máximo operativo do reservatório [ $hm^3$ ];
- $v^{min}$  : volume mínimo operativo do reservatório [ $hm^3$ ];
- $v_{util} = (v^{max} - v^{min})$  : volume útil do reservatório [ $hm^3$ ];
- $u$  : vazão descarregada pela usina (defluência) [ $m^3/s$ ];
- $q$  : vazão turbinada pela casa de máquinas (engolimento) [ $m^3/s$ ];
- $spl$  : vazão descarregada pelo vertedouro (vertimento - do inglês *spillage*) [ $m^3/s$ ];
- $h_{mon}(v)$  : cota de montante do reservatório (função do volume) [ $m$ ];
- $h_{jus}(u)$  : cota de jusante do canal de fuga (função de defluência) [ $m$ ];
- $h(v,u) = h_{mon}(v) - h_{jus}(u)$  : altura de queda bruta [ $m$ ].

A variável  $q$  representa a vazão turbinada pela usina. É limitada pelo engolimento máximo da usina  $q^{max}$ , que por sua vez é a vazão turbinada que produz a potência máxima da usina para uma dada altura de queda.

O vertimento  $spl$  representa a vazão vertida pela usina, ou seja, a vazão que é descarregada sem que seja utilizada para a geração de energia elétrica.

A variável  $u$  é a defluência total da usina, incluindo tanto a vazão turbinada quanto a vazão vertida, conforme a equação (2.1).

$$u = q + spl. \quad (2.1)$$

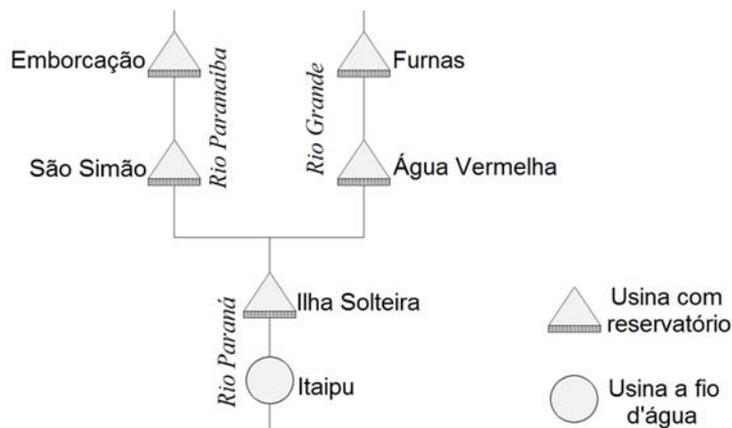
### 2.1.1 Reservatórios

O reservatório de uma usina hidrelétrica é responsável por armazenar a água que será utilizada para a geração de eletricidade. Ele pode ser classificado quanto a sua capacidade de armazenamento, podendo ser de compensação ou acumulação. Reservatórios de compensação têm volume suficiente para a regularização de descargas semanais ou diárias. Usinas com reservatórios de compensação são comumente chamadas de usinas fio d'água. Já os reservatórios de acumulação são capazes de regularizar vazões de alguns meses a alguns anos, dependendo de seu volume. Geralmente esses reservatórios são construídos em cabeceiras de rios e são utilizados para atenuar a variação de disponibilidade de água, permitindo, por exemplo, transferir energia de um período de chuvas para um período de estiagem. Em horizontes de planejamento de médio e longo prazo, a capacidade de regularização das usinas fio d'água são desprezadas, ou seja, pode-se considerar que seus reservatórios não se alteram durante o horizonte de estudo. A classificação de uma usina como fio d'água ou de acumulação não está relacionada com o tamanho da usina ou seu reservatório, e sim com a relação entre o tamanho do reservatório e a quantidade de água que nele aflui. Isto leva a fatos curiosos, como uma usina do tamanho de Itaipu ser classificada como fio d'água.

A Figura 2.3 ilustra uma cascata de usinas localizadas no sistema sudeste. As usinas com reservatório de acumulação são representadas pelo símbolo triangular, enquanto as usinas com reservatório a fio d'água são representadas pelo símbolo circular. Essa simbologia é comumente usada na representação das usinas, e será usada nesse trabalho.

O volume de um reservatório pode ser dividido em três faixas: volume morto, volume útil e volume de segurança.

O volume morto é o volume de água armazenado abaixo da cota mínima de



**Figura 2.3:** Cascata de usinas utilizadas nas ilustrações.

operação, ou seja, a mínima cota do reservatório na qual é possível produzir energia elétrica nas turbinas. O volume morto é um valor de referência que define a partir de onde o volume de água pode ser aproveitado para a produção de energia elétrica. A cota mínima operativa, ou seja, o volume mínimo ( $v_{min}$ ), é determinado a partir de restrições hidráulicas para a entrada de água no sistema de adução, evitando, por exemplo, a formação de vórtices na tomada d'água ou o fenômeno de cavitação nas pás das turbinas.

O volume útil é aquele armazenado entre os limites mínimo  $v_{min}$  e máximo  $v_{max}$  operativos. Esse é o volume total de água aproveitável para a geração de energia elétrica.

O volume de segurança é o volume vazio existente entre o volume máximo operativo  $v_{max}$  e o volume *maximorum* do reservatório. O volume *maximorum* representa o nível de água mais elevado para o qual a barragem do reservatório foi projetada, sendo geralmente fixado como o nível correspondente à elevação máxima do nível das águas na ocorrência de cheia de projeto.

O represamento da água pelas barragens tem como um dos seus objetivos estabelecer uma diferença de nível entre o reservatório e o canal de fuga. Tal diferença é denominada altura de queda bruta, conforme ilustrado na Figura 2.2, e é dada pela seguinte equação:

$$h(x, u) = h_{mon}(v) - h_{jus}(u), \quad (2.2)$$

onde  $h_{mon}(v)$ , chamado de *cota de montante*, é o nível do reservatório e  $h_{jus}(u)$  é o nível do canal de fuga, chamado de *cota de jusante*. Estes níveis são funções do volume e da defluência, respectivamente. No sistema brasileiro, adotam-se representações polinomiais para estas relações, sendo chamadas de polinômio cota-volume (PCV) e polinômio cota-defluência (PCF).

No entanto, há uma perda de carga hidráulica devido ao atrito entre a água e

o canal de adução ao longo do percurso da água do reservatório até as turbinas, como descrito por Fortunato et al. (1990). Essa perda de carga hidráulica é representada por uma perda em altura de queda, denominada  $pc$ . Logo, a altura de queda líquida é dada pela equação (2.3).

$$h(v, u) = h_{mon}(v) - h_{jus}(u) - pc, \quad (2.3)$$

em que  $pc$ , nos modelos adotados no setor elétrico brasileiro, é geralmente estabelecido por um valor constante médio.

### 2.1.2 Conjuntos Turbina/Gerador

Além de ser responsável pelo represamento da água, a barragem de uma usina abriga as unidades geradoras. A água é transferida do reservatório para as turbinas através de condutos forçados. A casa de máquinas de uma usina é onde se encontram esses conjuntos de unidades geradoras. Tais unidades estão divididas em diferentes conjuntos de acordo com suas características. Cada unidade é composta por um conjunto turbina/gerador, correspondente a um tipo de turbina. Nas usinas brasileiras as mais comumente encontradas são do tipo Francis, Kaplan, Pelton e, mais recentemente, Bulbo (REIS, 2011).

Para melhor compreender o comportamento das unidades geradoras, é necessário entender o processo de transformação da energia potencial em energia cinética, e sua posterior transformação em energia elétrica, e como essa transformação afeta a produtividade de um conjunto turbina gerador. A variação de energia potencial pode ser expressa como na equação (2.4):

$$de_p = dm \cdot g \cdot h, \quad (2.4)$$

em que  $dm$  é uma variação incremental da massa de água armazenada no reservatório;  $g$  é a aceleração da gravidade e  $h$  é a diferença entre os níveis de montante e de jusante, ou seja, a altura de queda deste reservatório. Considerando o peso específico da água  $\rho$  ( $1000 \text{ kg/m}^3$ ) e transformando o volume de água em vazão no tempo, a equação (2.4) pode ser reescrita conforme a equação (2.5):

$$de_p = \rho \cdot q \cdot dt \cdot g \cdot h. \quad (2.5)$$

A transformação de energia potencial em energia elétrica depende do rendimento  $\eta$  do processo de conversão de energia pelo conjunto turbina/gerador. Essa transformação

pode ser expressa da seguinte maneira:

$$e_e = \eta \cdot e_p, \quad (2.6)$$

em que  $\eta$  varia em função vazão turbinada e altura de queda líquida. Entretanto, o planejamento da operação energética no sistema brasileiro considera um rendimento médio  $\bar{\eta}$  (FORTUNATO et al., 1990). Logo, a equação da geração de energia elétrica pode ser reescrita da seguinte forma:

$$de_e = \bar{\eta} \cdot \rho \cdot q \cdot dt \cdot g \cdot h. \quad (2.7)$$

Transformando esta energia em potência ( $p = \frac{de}{dt}$ ):

$$p = \bar{\eta} \cdot \rho \cdot q \cdot g \cdot h. \quad (2.8)$$

A altura de queda considerada é a altura de queda líquida do reservatório, ou seja, a altura de queda bruta menos as perdas de carga  $pc$ , conforme apresentado na equação (2.3). Logo:

$$p = \bar{\eta} \cdot \rho \cdot q \cdot g \cdot (h_{mon}(v) - h_{jus}(u) - pc). \quad (2.9)$$

Englobando em uma constante  $k$  o rendimento do conjunto turbina/gerador ( $\bar{\eta}$ ), a aceleração da gravidade ( $g$ ) e o peso específico da água ( $\rho$ ), pode-se escrever a função de geração hidráulica ( $gh$ ) conforme a equação (2.10) a seguir:

$$gh = k \cdot (h_{mon}(v) - h_{jus}(u) - pc) \cdot q, \quad (2.10)$$

onde pode ser observado que a geração hidrelétrica é uma função do volume armazenado e das vazões turbinada e vertida. A constante  $k = \bar{\eta} \cdot \rho \cdot g$  é comumente denominada produtividade específica. Substituindo-se os valores conhecidos da aceleração da gravidade e do peso específico da água, obtém-se:

$$k = 9,81 \cdot 10^{-6} \cdot \bar{\eta} \left[ \frac{MW}{(m^3/s) \cdot m} \right]. \quad (2.11)$$

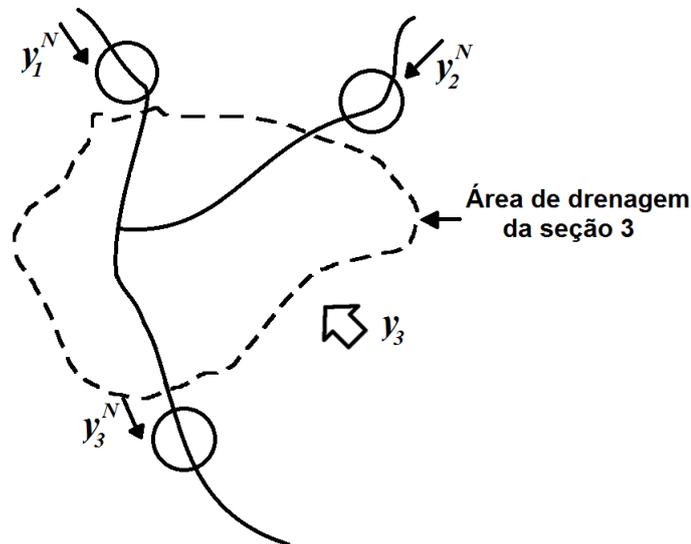
Segundo Fortunato et al. (1990), o rendimento médio calculado para grandes unidades geradoras situa-se no intervalo  $0,88 < \bar{\eta} \leq 0,94$ , fazendo com que a produtividade específica assuma valores entre  $0,00863 < k \leq 0,0092$ .

O engolimento máximo da usina normalmente é calculado considerando-se que a usina possa possuir vários conjuntos de máquinas. Cada conjunto é formado por máquinas com a mesma potência e engolimento máximo. Para a usina como um todo, o engolimento máximo total será a soma dos engolimentos de cada conjunto, como mostra a equação (2.12):

$$q_{max} = \sum_{n=1}^{NCM} \sum_{m=1}^{NMC} \bar{q}_{nm}, \quad (2.12)$$

onde  $NCM$  é o número de conjuntos de máquinas da usina,  $NMC$  é o número de máquinas do conjunto  $n$ , e  $\bar{q}_{nm}$  é o engolimento máximo da máquina  $m$  do conjunto  $n$ .

Ao modelar uma usina hidrelétrica, toda água que converge para o seu reservatório rio é reunida na variável de vazão afluyente  $y$ . Essa água pode ser proveniente das chuvas, da vazão natural do rio e seus afluentes, e ainda de usinas à montante. Em um sistema de várias usinas, define-se vazão natural afluyente como a que representa toda a água que aflui a uma usina; e vazão incremental (ou lateral) afluyente a vazão que representa a água que aflui a esta usina descontando-se a água proveniente das usinas de montante. A Figura 2.4 representa essas vazões. A área de drenagem da seção 3 representa a área de onde a usina 3 recebe água.



**Figura 2.4:** Representação esquemática das vazões naturais e incrementais afluentes.

Sabendo-se as vazões naturais em diferentes seções de um manancial hídrico, pode-se calcular a vazão incremental a uma usina  $i$  através da equação (2.13):

$$y_i = y_i^N - \sum y_j^N \quad \forall j \in \Phi_i, \quad (2.13)$$

onde  $y_i$  é a vazão incremental afluyente à usina  $i$ ,  $y_i^N$  é a vazão natural afluyente e  $\Phi_i$  é o conjunto de todas as usinas imediatamente à montante da usina  $i$ . No exemplo da Figura 2.4, a vazão incremental afluyente à usina 3 pode ser calculada por  $y_3 = y_3^N - y_1^N - y_2^N$ .

## 2.2 Usinas Termelétricas

A geração de eletricidade através da queima de combustíveis fósseis é a forma mais antiga de geração de energia elétrica. Tais usinas tiveram ampla aceitação nos países do hemisfério norte durante os séculos XIX e início do século XX, principalmente devido ao baixo custo de implantação e a alta disponibilidade de combustível.

Durante a ascensão industrial na Europa e Estados Unidos, o carvão despontou como combustível mais adaptado às necessidades da nova burguesia industrial. Entretanto, durante a segunda metade do século XX, outras fontes de energia termelétrica foram sendo descobertas, como o gás natural e o urânio enriquecido. No Brasil, atualmente, apenas 18% da produção de energia elétrica são de origem termelétrica.

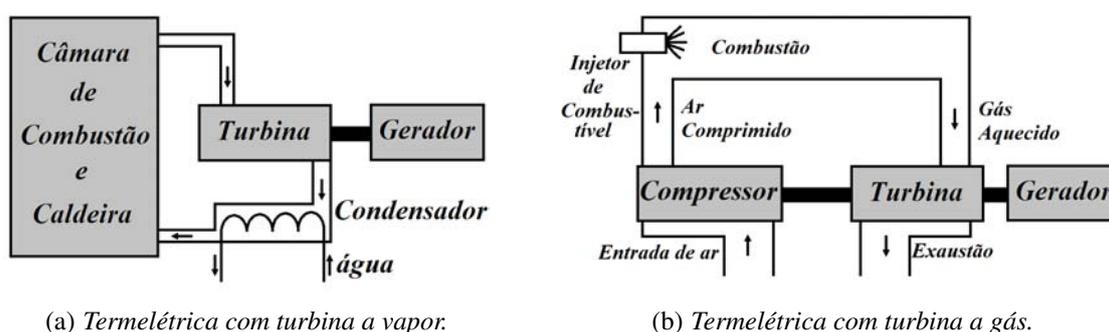
Nas usinas termelétricas, a geração de energia elétrica é obtida através da transformação de energia térmica em energia mecânica, que movimenta uma turbina acoplada a um gerador. Tais usinas são classificadas quanto ao tipo de combustível utilizado e a forma como ele é queimado, podendo ser divididas em dois grupos: usinas convencionais, cujos combustíveis são fósseis, como carvão, óleo, gás natural e biomassa; e usinas nucleares, que utilizam combustíveis físséis, como o urânio natural e enriquecido.

A forma como esses combustíveis são queimados dividem as usinas termelétricas em usinas a vapor, a gás, ou à combustão direta.

Nas usinas a vapor, o combustível é queimado para fornecer calor a uma caldeira com água armazenada. Ao ser aquecida, a água é transformada em vapor que, sob pressão, faz girar as pás da turbina. A energia cinética é transformada em energia elétrica através de um gerador, assim como ocorre nas usinas hidrelétricas.

Em usinas com turbinas a gás, as pás das turbinas são movimentadas mediante uma mistura gasosa de ar comprimido com o gás resultante da queima do combustível. Um esquema das usinas de combustão à vapor e à gás pode ser observado na Figura 2.5.

Em usinas de combustão direta, utiliza-se motores a pistão alimentados por um combustível fóssil, geralmente o óleo diesel. Esses motores são acoplados a geradores elétricos, que transformam a energia mecânica em elétrica. Apesar de usar o combustível mais caro e poluente, essas usinas são mais versáteis, devido a dimensões reduzidas e a sua facilidade de operação, além da rapidez de tomada ou redução de carga. Esse tipo



**Figura 2.5:** Esquema simplificado de uma usina termelétrica com turbina a (a) vapor e (b) à gás.

de fonte de geração é largamente empregado em regiões remotas sem acesso à rede de distribuição de eletricidade, ou como geradores sobressalentes emergenciais em grandes e pequenas empresas, indústrias, hospitais e repartições públicas.

A geração de energia em uma usina termelétrica está associada à aquisição do combustível primário, existindo uma relação produção  $\times$  custo para cada unidade geradora. Somado aos custos dos combustíveis, estão os custos operacionais, como mão-de-obra e manutenção de equipamentos. Contudo, como não há métodos diretos para expressar tais custos em função da saída, geralmente esses custos operacionais são considerados como custos fixos. O custo total costuma ser modelado como uma função convexa e crescente, aproximada por polinômios de segundo ou terceiro grau (EL-HAWARY; CHRISTENSEN, 1979), com limites de geração mínima e máxima.

## 2.3 Formulação do Problema de Planejamento da Operação Energética

O principal objetivo do planejamento da operação energética é a minimização dos custos de operação de um sistema hidrotérmico, determinando o melhor despacho hidrelétrico em um determinado período de tempo, com o objetivo de minimizar a complementação de geração elétrica proveniente de fontes termelétricas, ao longo de um determinado horizonte. Apresenta-se aqui a formulação determinística para o problema, numa abordagem que considera as vazões afluentes e a demanda conhecidos, levando em conta as características individuais das unidades geradoras. Nesta abordagem, uma das simplificações adotadas é a representação do parque termelétrico por uma única usina termelétrica fictícia, não sendo explicitada a distribuição de geração entre as usinas do parque, o que pode ser resolvido através da execução de um despacho econômico termelétrico (DET). Adotando-se uma discretização mensal, a função objetivo a ser

atendida é a apresentada a seguir pela equação (2.14):

$$\min F = \sum_{t=1}^T [f(gt_t)]. \quad (2.14)$$

onde  $F$  é o custo térmico total durante o horizonte (dado em \$),  $T$  é o número de estágios do horizonte de planejamento (intervalo de tempo - em meses),  $t$  é o índice do intervalo de tempo (mês),  $gt_t$  é a geração termelétrica durante o intervalo  $t$  (dado em  $\overline{MW}^1$ ), e  $f(gt_t)$  é a função de custo de geração térmica no instante  $t$  (dado em \$).

Por convenção, a curva de custo de combustível na geração em usinas térmicas é representado por segmentos de funções quadráticas da potência produzida nos geradores. Logo, o custo de operação termelétrica pode ser aproximado por um polinômio de segundo grau conforme a equação (2.15).

$$f(gt_t) = \alpha + \beta \cdot gt_t + \gamma \cdot gt_t^2. \quad (2.15)$$

onde  $\alpha, \beta, \gamma$  são os coeficientes da função custo de geração térmica.

A função objetivo a ser minimizada está sujeita às seguintes restrições:

- **balanceamento de carga no sistema:** a demanda de energia elétrica deve ser atendida pela geração hidráulica e complementada pela geração térmica, conforme a equação (2.16).

$$gt_t + \sum_{i=1}^N gh_{it} - D_t - L_t = 0, \quad (2.16)$$

onde  $D_t$  representa o mercado (demanda) a ser atendido durante o período  $t$  ( $\overline{MW}$ ),  $L_t$  representa as perdas na transmissão de energia (do inglês - *losses*) no instante  $t$  ( $\overline{MW}$ ),  $gh_{it}$  é a geração da usina hidrelétrica  $i$  durante o intervalo  $t$  ( $\overline{MW}$ ),  $i$  é o índice da usina hidrelétrica no sistema e  $N$  é o número de usinas hidrelétricas do sistema.

- **geração hidrelétrica de energia:** a geração de energia elétrica pelas usinas é uma função do volume armazenado e das vazões turbinada e vertida, conforme descrito na seção 2.1.2, e apresentado pela equação (2.17).

$$gh_{it} = k_i \cdot [h_{mon}(v_{it}) - h_{jus}(q_{it} + spl_{it}) - pc] \cdot q_{it}, \quad (2.17)$$

<sup>1</sup>Um  $\overline{MW}$  é a energia correspondente a uma fonte de um  $MW$  de potência em dado período. Neste caso, o período considerado é de um mês

em que  $gh_{it}$  é a geração da usina hidrelétrica  $i$  durante o intervalo  $t$ ,  $k_i$  a produtividade da usina  $i$ ,  $h_{mon}(v_{it})$  a função da cota de montante do reservatório da usina  $i$  no instante  $t$  (m),  $h_{jus}(q_{it} + spl_{it})$  a função da cota de jusante do reservatório da usina  $i$  no instante  $t$  (m),  $q_{it}$  a vazão turbinada pela usina  $i$  durante o intervalo  $t$  ( $m^3/s$ ),  $spl_{it}$  a vazão vertida pela usina  $i$  durante o intervalo  $t$  ( $m^3/s$ ) e  $pc$  as perdas hidráulicas na geração daquela usina (nesse projeto, considerado 0).

- **balanceamento dinâmico de água:** o volume do reservatório de uma usina num determinado instante  $t$  é o volume que ela possuía no instante anterior, somado ao que ela recebeu de água, e subtraído o que ela devolveu de água ao sistema, conforme equação (2.18).

$$v_{it} = v_{i,t-1} + y_{it} - q_{it} - spl_{it} + \sum_{m=1}^{\Phi_i} (q_{m,t} + spl_{m,t}), \quad m \in \Phi_i, \quad (2.18)$$

em que  $v_{it}$  é volume do reservatório da usina  $i$  no final do intervalo  $t$  ( $hm^3$ ),  $v_{i,t-1}$  é volume do reservatório da usina  $i$  no instante anterior a  $t$ , ou seja,  $t - 1$  ( $hm^3$ ),  $y_{it}$  é a vazão incremental afluyente à usina  $i$  durante o intervalo  $t$  ( $m^3/s$ ),  $q_{it}$  a vazão turbinada pela usina  $i$  durante o intervalo  $t$ ,  $spl_{it}$  é a a vazão vertida pela usina  $i$  durante o intervalo  $t$  e  $\Phi_i$  é o conjunto das usinas imediatamente a montante da usina  $i$ .

- **limites de geração de energia térmica:** a geração de energia térmica está sujeita às restrições físicas da própria usina, logo, possui uma faixa de geração mínima e máxima, conforme equação (2.19).

$$gt^{min} \leq gt_t \leq gt^{max}, \quad (2.19)$$

onde  $gt^{min}$  e  $gt^{max}$  são as capacidades mínima e máxima de geração térmica, respectivamente, enquanto  $gt_t$  é a geração termelétrica durante o intervalo  $t$ .

- **limites de geração de energia hidráulica:** a geração de energia hidráulica está sujeita às restrições físicas da própria usina, possuindo uma faixa de geração mínima e máxima, conforme equação (2.20).

$$gh_i^{min} \leq gh_{it} \leq gh_i^{max}, \quad (2.20)$$

onde  $gh_i^{min}$  e  $gh_i^{max}$  representam as capacidades mínima e máxima de geração hidráulica da usina  $i$ , respectivamente, e  $gh_{it}$  a geração da usina hidrelétrica  $i$  durante o intervalo  $t$ .

- **limites de armazenamento de reservatórios:** os limites de volumes de uma usina devem ser respeitados, de maneira que a água excedente deve ser vertida, e o volume não deve ficar abaixo do volume mínimo de operação, conforme a equação (2.21).

$$v_i^{min} \leq v_{it} \leq v_i^{max}, \quad (2.21)$$

onde  $v_i^{min}$  e  $v_i^{max}$  são o volume mínimo e máximo do reservatório da usina  $i$ , e  $v_{it}$  é volume do reservatório da usina  $i$  no final do intervalo  $t$ .

- **volume inicial de operação:** para iniciar o estudo, deve ser atribuído um estado inicial de volume para cada uma das usinas, conforme equação (2.22).

$$v_{i0} = v_i^{ini}, \quad (2.22)$$

onde  $v_i^{ini}$  representa o volume inicial do reservatório da usina  $i$ .

- **volume final desejado de operação:** para garantir um estado final de operação viável, a otimização deve atender um critério de volume final, conforme descreve a equação (2.23).

$$v_{iT} = v_i^{final}, \quad (2.23)$$

onde  $v_i^{end}$  é o volume final do reservatório da usina  $i$  desejado ao final da otimização.

- **limites de turbinagem:** a vazão turbinada pelas usinas hidráulicas estão sujeitas às restrições físicas das mesmas, sendo que essa turbinagem deverá respeitar um limite máximo e mínimo, conforme equação (2.24).

$$q_i^{min} \leq q_{it} \leq q_i^{max}(h_i(t)), \quad (2.24)$$

onde  $q_i^{min}$  e  $q_i^{max}(h_i(t))$  são as turbinagens mínima e máxima da usina  $i$ , e  $h_i(t)$  a altura de queda da usina  $i$  no intervalo  $t$ .

Por ser um problema de grande porte, várias metodologias de otimização já foram propostas para a resolução do problema. Este trabalho apresenta uma meta-heurística conhecida como Enxame de Partículas que consegue otimizar a função objetivo atendendo às restrições impostas pelo sistema.

---

## Otimização por Enxame de Partículas

---

A Otimização por Enxame de Partículas (do inglês *Particle Swarm Optimization* - PSO) é uma técnica de otimização estocástica baseada no comportamento social, ou comportamento em grupo. Desenvolvido por Kennedy e Eberhart (1995), é um algoritmo heurístico para resolução de problemas não lineares e contínuos. Inspirado no comportamento de bandos de pássaros, cardumes e até mesmo no comportamento social humano (HOTA; BARISAL; CHAKRABARTI, 2009), é um método baseado em indivíduos de uma população. Diferentemente de outros algoritmos, como Algoritmos Genéticos e Programação Evolutiva onde a busca se dá pelo cruzamento entre indivíduos, no PSO o que orienta a busca é a informação trocada entre os indivíduos dessa população, chamados de *partículas*, e a população chamada de *enxame*.

As partículas do enxame, que representam possíveis soluções do problema, exploram o espaço de busca multidimensional, ajustando suas trajetórias, a cada iteração, a partir de um fator inercial, e considerando a melhor posição já assumida por aquela partícula e também a melhor posição adquirida pela vizinhança (partículas próximas a ela). Essa vizinhança pode conter um número fixo de vizinhos de cada partícula, sendo a melhor posição conhecida como *local best*; ou pode ser todo o conjunto de partículas disponíveis, sendo a melhor posição conhecida como *global best* (MANDAL; BASU; CHAKRABORTY, 2008). Existem outras variações de abordagem, mas estas são as mais conhecidas.

O PSO tem atraído atenção devido à sua simplicidade de implementação, facilidade de modificações e adaptação para melhorar a eficiência. Não requer o ajuste de muitos parâmetros, como em outras técnicas, e tem apresentado bom desempenho em funções de teste em vários estudos. Em contrapartida, por ser uma técnica recente, a disponibilidade de livros e artigos referentes ao assunto e de ferramentas que já possuem o algoritmo implementado é pequena. Além disso, é uma técnica que não oferece garantia da convergência para a solução global (ALRASHIDI; EL-HAWARY, 2009).

O algoritmo inicia-se com a definição de posições aleatórias  $\vec{X}_i$  para cada

partícula no espaço de busca, representando uma possível solução do problema, além de uma velocidade inicial  $\vec{V}_i$ , também aleatória. Dessa forma, a posição da  $i$ -ésima partícula pode ser representada por  $\vec{X}_i = (X_{i1}, X_{i2}, \dots, X_{id})$ , em que  $d$  são as dimensões do espaço de busca. A cada iteração, as partículas sobrevoam o espaço de busca do problema procurando uma melhor solução, segundo sua velocidade atual  $\vec{V}_i$ , a melhor posição encontrada pela partícula ( $\vec{P}_{best_i}$ ) e a melhor posição encontrada pela vizinhança da partícula  $i$  até o momento ( $\vec{N}_{best_i}$ ). O vetor de velocidade da partícula é dado por  $\vec{V}_i = (V_{i1}, V_{i2}, \dots, V_{id})$ .  $\vec{P}_{best_i}$  e  $\vec{N}_{best_i}$  são também representados por vetores de  $d$  dimensões. Quando a vizinhança da partícula considerada for toda a população, o valor de  $\vec{N}_{best_i}$  é o mesmo para todas as partículas e é chamado de  $\vec{G}_{best}$ .

A posição e velocidade das partículas são atualizadas a cada iteração usando os valores de  $\vec{P}_{best_i}$  e  $\vec{N}_{best_i}$ , segundo as equações (3.1) e (3.2), respectivamente.

$$\begin{aligned} \vec{V}_{id}(t+1) &= \omega \cdot \vec{V}_{id}(t) \\ &+ c_1 \cdot rand[0, 1] \cdot [\vec{P}_{best_i}(t) - \vec{X}_{id}(t)] \\ &+ c_2 \cdot rand[0, 1] \cdot [\vec{N}_{best_i}(t) - \vec{X}_{id}(t)], \end{aligned} \quad (3.1)$$

$$\vec{X}_{id}(t+1) = \vec{X}_{id}(t) + \vec{V}_{id}(t+1), \quad (3.2)$$

para:

$$i = 1, \dots, N_p, \quad d = 1, \dots, N_g,$$

onde  $N_p$  é o número de partículas do bando;  $N_g$  é o número de variáveis de decisão (dimensões) de uma partícula;  $t$  é o índice da iteração;  $\omega$  é o fator de inércia;  $c_1$  e  $c_2$  são constantes de aceleração que ponderam a influência das posições  $\vec{P}_{best_i}$  e  $\vec{N}_{best_i}$  sobre as partículas, respectivamente;  $rand[0, 1]$  é um valor aleatório uniformemente distribuído no intervalo  $[0, 1]$ ;  $\vec{V}_i(t)$  é a velocidade da partícula  $i$  na iteração  $t$ , sendo  $V_d^{min} \leq V_{id}(t) \leq V_d^{max}$ ; e  $\vec{X}_i(t)$  é a posição atual da partícula  $i$  na iteração  $t$ .

Sendo  $V_d^{max}$  a velocidade máxima de uma partícula, caso esse valor seja muito grande, as partículas podem acabar saltando boas soluções enquanto sobrevoam o espaço de busca. Por outro lado, um valor muito pequeno de  $V_d^{max}$  impede que as partículas explorem mais amplamente o espaço disponível, ficando presas em soluções locais.

As constantes  $c_1$  e  $c_2$  representam pesos para os termos de aceleração estocásticos (MANDAL; BASU; CHAKRABORTY, 2008), que atraem as partículas para a posição  $P_{best}$  ou  $G_{best}$ . Essas constantes são também conhecidas como coeficientes de fator cognitivo (influência da melhor posição da própria partícula) e social (influência da melhor posição de todo o conjunto). Baixos valores para essas constantes fazem com que a

partícula dificilmente mude sua direção, gerando uma relutância em convergir para um mínimo, enquanto grandes valores resultam em movimentos abruptos que acabam por saltar o ponto alvo. Kennedy e Eberhart (1995) sugerem utilizar esse valores próximos de 2, de forma que a média desses fatores estocásticos esteja próximo de 1 unidade. Assim, somente metade do tempo as partículas tendem a um ou outro fator.

O fator de inércia  $\omega$  é encarregado de controlar o impacto das velocidades anteriores da partícula na velocidade atual. Esse fator permite um balanço entre uma maior exploração global (cobrindo uma área maior de exploração) ou local (exploração minuciosa em uma área). Normalmente, esse fator é decrementado no decorrer das iterações, permitindo uma maior exploração global no início do algoritmo, e uma exploração mais refinada no final das iterações, segundo a equação (3.3)(SHI; EBERHART, 1998).

$$\omega = \omega_{max} - \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{t_{max}} \cdot t, \quad (3.3)$$

em que  $\omega_{max}$  e  $\omega_{min}$  são os limites máximo (inicial) e mínimo (final) para o fator de inércia,  $iter_{max}$  o número máximo de iterações e  $t$  é a iteração atual.

Na tentativa de garantir a convergência do algoritmo, Clerc e Kennedy (2002) sugerem a utilização, se necessário, de um fator de constrição  $\chi$ , responsável por “frear” as partículas. Ou seja, esse fator diminui a influência da velocidade na atualização da posição das partículas, controlando a exploração e evitando a instabilidade das partículas pelo espaço de busca. A equação (3.2) pode então ser reescrita conforme a equação (3.4), em que o valor de  $\chi$  é dado pela equação (3.5).

$$X_{id}^{(t+1)} = X_{id}^t + [\chi \cdot V_{id}^{(t+1)}]. \quad (3.4)$$

$$\chi = \frac{2}{|2 - \phi - \sqrt{\phi^2 - 4\phi}|}, \quad (3.5)$$

onde  $\phi = c_1 + c_2$ , e  $\phi > 4$ . Clerc e Kennedy (2002) também investigaram o comportamento de diferentes valores para  $\phi$  e demonstraram que para  $\phi < 4$  o enxame se move em espiral ao redor do  $\vec{G}_{best}$ , sem uma convergência garantida. Já valores de  $\phi > 4$  garantiriam uma convergência mais rápida para o  $\vec{G}_{best}$ .

## 3.1 Aplicação de PSO no problema de otimização hidrotérmica

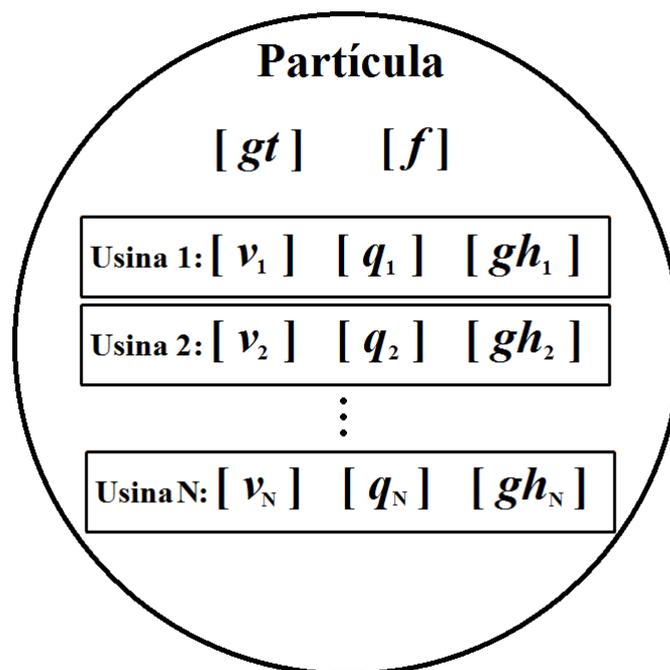
O problema de otimização de sistemas hidrotérmicos é um problema complexo, como descrito na seção 2. É um problema dinâmico de grande porte, não linear e está sujeito à várias restrições físicas (lineares e não lineares) dos sistemas hidrotérmicos. Na tentativa de encontrar soluções para o problema, muitas abordagens já foram propostas, como descreve o estudo de Farhat e El-Hawary (2009). O PSO tem sido amplamente utilizado também para a solução de problemas envolvendo o sistema de geração de energia, como descrito por AlRashidi e El-Hawary (2009). A proposta deste trabalho foi a utilização e avaliação de diferentes abordagens do PSO na otimização do despacho hidrotérmico de usinas geradoras, utilizando dados reais do sistema elétrico brasileiro (SIN).

No problema, cada partícula foi considerada como um conjunto de usinas e suas decisões de turbinagem, em cada instante do horizonte de planejamento definido. A Figura 3.1 apresenta uma representação esquemática adotada para cada partícula no problema de planejamento. A cada iteração, as partículas são avaliadas. O impacto das turbinagens no volume do reservatório, no vertimento, e nas cascatas subsequentes é calculado segundo a equação de balanceamento apresentada na equação (2.18). Em seguida, são calculadas as gerações hidrelétricas e complementação térmica em cada instante, e o custo térmico total do horizonte é atribuído como custo da partícula. Ou seja, a movimentação das partículas tende a convergir para a solução que apresentar o menor custo térmico final. O algoritmo 3.1 descreve a abordagem PSO usada para o problema.

Quando o fator de constrição  $\chi$  é usado, deve-se usar a equação (3.4) na linha 10 do algoritmo.

### 3.1.1 Uso de penalidades para ajustar o volume final dos reservatórios

Como apresentado na seção 3.1, na execução do PSO as partículas são inicializadas através da escolha de valores aleatórios independentes de turbinagem para cada mês. Para garantir que tais valores atendam às restrições apresentadas pelas equações (2.18) e (2.23), uma das mais usadas estratégias consiste em definir, também aleatoriamente, um mês de fechamento dependente. Nesse caso, após o mês  $d$  ser escolhido dentro do horizonte em estudo, a turbinagem  $q_{id}$  daquele mês é calculada de acordo com a equação (3.6). Dessa forma, essa turbinagem dependente irá garantir que o volume final da usina, contabilizadas as vazões afluentes e as turbinagens dos demais meses, seja o estabelecido



**Figura 3.1:** Representação esquemática adotada para uma partícula.

---

**Algoritmo 3.1:** Pseudo-código para o algoritmo PSO genérico.

---

- 1 Definir os limites máximos e mínimos para cada variável do sistema;
  - 2 Inicializar aleatoriamente cada partícula, respeitando os limites, conforme equações (2.21) a (2.24);
  - 3 **enquanto** critério de parada não atingido **faça**
  - 4     Calcular os volumes dos reservatórios  $v_{it}$  através da equação (2.18) para cada usina de cada partícula;
  - 5     Calcular a geração hidráulica do conjunto de usinas de cada partícula, conforme equação (2.17);
  - 6     Calcular a complementação térmica através da equação (2.16);
  - 7     Calcular o custo térmico de cada partícula usando as equações (2.15) e (2.14);
  - 8     Atualizar o  $\vec{P}_{best}$  das partículas;
  - 9     Atualizar o  $\vec{G}_{best}$  caso necessário;
  - 10    Atualizar a velocidade de cada partícula a partir da equação (3.1);
  - 11    Atualizar a posição de cada partícula conforme a equação (3.2);
  - 12    Atualizar o coeficiente de inércia  $\omega$  conforme equação (3.3);
  - 13 **fim**
- 

pela equação (2.23). Observa-se, porém, que em alguns casos essa abordagem pode não convergir, pois a relação entre a soma das vazões afluentes e a soma das turbinagens independentes pode gerar uma turbinagem dependente inactível para o mês de fechamento,

ou seja, que viola a equação (2.24).

$$q_{id} = v_i^{ini} - v_i^{final} + \sum_{t=1}^T (y_{it}) - \sum_{\substack{t=1 \\ t \neq d}}^T (q_{it}) - \sum_{t=1}^T (spl_{it}) + \sum_{m=1}^{\Phi_i} \left( \sum_{t=1}^T (q_{m,t} + spl_{m,t}) \right), \quad (3.6)$$

para  $i = 1, 2, \dots, N$ .

Uma alternativa para tratar a restrição de volume final dos reservatórios é através da definição e utilização de uma função de penalidade relativa ao estado final destes reservatórios. De acordo com Yuan, Wang e Yuan (2008), o uso de funções de penalidade tornam um problema restrito em irrestrito. No problema, esta função penaliza os desvios dos volumes finais obtidos no processo de otimização em relação aos volumes finais estabelecidos como meta para cada usina, conforme a equação (3.7) (AMJADY; SOLEYMANPOUR, 2010).

$$Pen = \sum_{i=1}^N (\epsilon_i), \quad (3.7)$$

onde  $\epsilon_i$  é a proporção à violação da restrição de volume final desejada para a usina  $i$ .  $\epsilon_i$  é calculado conforme a equação (3.8).

$$\epsilon_i = \delta \left( \frac{V_{it} - V_i^{final}}{V_i^{final}} \right) F_{max}, \quad (3.8)$$

onde  $F_{max}$  é o custo térmico máximo obtido no horizonte naquela iteração; e  $\delta$  é um coeficiente que define o quanto essa restrição irá afetar o custo da partícula.

O resultado da função de penalidade é somado ao custo total da partícula naquela iteração. Dessa forma, soluções que não atendem à restrição tendem a ser descartadas. Portanto, a função objetivo a ser atendida passa a ser apresentada como na equação (3.9):

$$minF = \sum_{t=1}^T [f(gt_t)] + Pen. \quad (3.9)$$

Deve-se destacar que o uso de funções de penalidade implica na necessidade de um ajuste cuidadoso do fator de penalidade  $\delta$  associado a estas funções, de maneira a garantir soluções que se aproximem de maneira eficiente do ótimo global do problema.

---

## Variações de PSO aplicadas ao problema de planejamento

---

Devido à sua simplicidade e robustez, o PSO tem recebido atenção nos últimos anos. Contudo, o algoritmo não está livre de ficar preso em mínimos locais, assim como não pode garantir a convergência para todo problema, falhando em encontrar a melhor solução global. Como possui poucos parâmetros a serem ajustados, estudos vêm sendo feitos na tentativa de tornar o algoritmo mais eficiente e garantir uma melhor convergência. Alguns estudos se focam no ajuste dos coeficientes cognitivo ( $c_1$ ) e social ( $c_2$ ), tornando-os dinâmicos (RATNAWEERA; HALGAMUGE; WATSON, 2004); outros na topologia e troca de informações entre as partículas (ENGELBRECHT, 2006); outros na tentativa de forçar a convergência das partículas ajustando as velocidades no decorrer das iterações (CLERC; KENNEDY, 2002), (EBERHART; SHI, 2000); enquanto outras abordagens procuram mesclar o PSO com outros métodos existentes, para garantir uma maior exploração do espaço ao mesmo tempo em que garantem a convergência do algoritmo (JIEKANG et al., 2008).

Este capítulo apresenta as diferentes abordagens PSO usadas nesse trabalho para a otimização do problema do planejamento energético de sistemas hidrotérmicos. São elas: *PSO-TVAC*, *Clan PSO*, *Clan PSO com migração*, *Center PSO* e *Center Clan PSO*.

### 4.1 PSO com Coeficientes de Aceleração Variáveis no Tempo (*PSO-TVAC*)

É possível observar na equação (3.1) que o movimento das partículas no espaço de busca é guiado por dois componentes estocásticos de aceleração: fatores cognitivo  $c_1$  e social  $c_2$  de aceleração. Portanto, o controle desses dois componentes leva a diferentes comportamentos das partículas.

Kennedy e Eberhart (1995) descrevem que valores mais altos para o coeficiente cognitivo do que para o social resultam em partículas vagando pelo espaço de busca sem que convirjam. Já um valor muito alto para o fator social em relação ao cognitivo pode levar as partículas a ficarem prematuramente presas em um mínimo local. Geralmente, em métodos de otimização por populações, deseja-se que os indivíduos se espalhem e explorem o espaço de busca no início da otimização, evitando ficarem presos em mínimos locais. Em contrapartida, ao final do algoritmo, é desejável que o algoritmo convirja em direção ao ótimo global, a fim de encontrar a melhor solução.

Considerando isso, e com base no coeficiente  $\omega$  que já funciona de forma semelhante - conforme equação (3.3) - Ratnaweera, Halgamuge e Watson (2004) propuseram uma variação dos coeficientes de aceleração no decorrer da otimização, reduzindo o componente cognitivo e aumentando o componente social, conforme as equações (4.1) e (4.2). Tal modificação do algoritmo padrão de PSO é chamado de Coeficientes de Aceleração Variáveis no Tempo, ou *PSO-TVAC* (do inglês *Particle Swarm Optimization with Time-Varying Acceleration Coefficients*).

$$c_1(t) = (c_{1f} - c_{1i}) \frac{t}{t_{max}} + c_{1i}, \quad (4.1)$$

$$c_2(t) = (c_{2f} - c_{2i}) \frac{t}{t_{max}} + c_{2i}, \quad (4.2)$$

onde  $c_{1i}$ ,  $c_{1f}$ ,  $c_{2i}$  e  $c_{2f}$  são constantes;  $t$  é a iteração atual e  $t_{max}$  é o número máximo de iterações.

Ainda de acordo com Ratnaweera, Halgamuge e Watson (2004), valores de  $c_1$  decrementando de 2,5 a 0,5 e  $c_2$  variando de 0,5 a 2,5 demonstraram os melhores resultados nos diferentes testes realizados com problemas de teste utilizados pela comunidade científica.

Quando o *PSO-TVAC* é usado, o algoritmo 3.1 pode ser reescrito conforme o algoritmo 4.1.

## 4.2 *Clan PSO*

Vários conceitos recentes tem sido utilizados na tentativa de aprimorar os resultados obtidos pela Otimização por Enxame de Partículas. No entanto, a maioria das modificações propõem alterações nas equações de velocidade, substituindo as constantes utilizadas por variáveis. Em vez disso, a proposta de Carvalho e Bastos-Filho (2008) se foca na topologia do enxame, sugerindo uma topologia mais sofisticada que define dina-

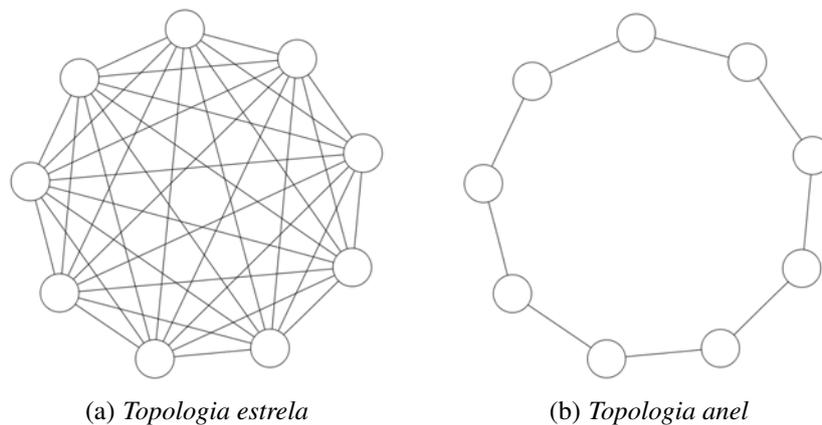
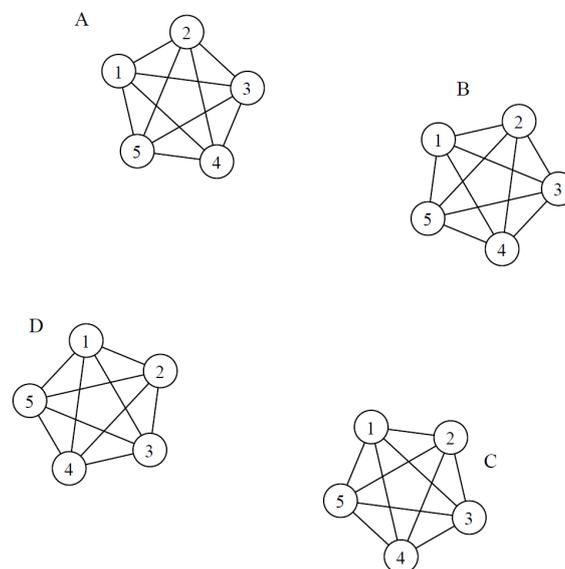
**Algoritmo 4.1:** Pseudo-código para o algoritmo *PSO-TVAC*.

- 1 Definir os limites máximos e mínimos para cada variável do sistema;
- 2 Inicializar aleatoriamente cada partícula, respeitando os limites, conforme equações (2.21) a (2.24);
- 3 **enquanto** *critério de parada não atingido faça*
- 4     Calcular os volumes dos reservatórios  $v_{it}$  através da equação (2.18) para cada usina de cada partícula;
- 5     Calcular a geração hidráulica do conjunto de usinas de cada partícula, conforme equação (2.17);
- 6     Calcular a complementação térmica através da equação (2.16);
- 7     Calcular o custo térmico de cada partícula usando as equações (2.15) e (2.14);
- 8     Atualizar o  $\vec{P}_{best}$  das partículas;
- 9     Atualizar o  $\vec{G}_{best}$  caso necessário;
- 10     Atualizar a velocidade de cada partícula a partir da equação (3.1);
- 11     Atualizar a posição de cada partícula conforme a equação (3.2);
- 12     Atualizar o coeficiente de inércia  $\omega$  conforme equação (3.3);
- 13     Atualizar os coeficientes  $c_1$  e  $c_2$  conforme as equações (4.1) e (4.2), respectivamente;
- 14 **fim**

micamente o fluxo de informações trocado no enxame. No PSO original, a atualização da velocidade das partículas baseia-se na melhor posição visitada por ela mesma e na melhor posição visitada pelas partículas em sua vizinhança. Essa vizinhança pode estar organizada em diferentes formatos, como, por exemplo, em *anel* (as partículas só trocam informações com seus dois vizinhos mais próximos, conforme índice no vetor da população), ou *estrela* (todas as partículas compartilham informações entre si), conforme ilustra a Figura 4.1. A abordagem proposta, denominada *Clan PSO*, é baseada no conceito de *clãs*, em que as partículas possuem um comportamento social. As partículas dividem-se em *clãs*, e cada *clã* possui um líder (uma partícula que se distingue do restante do grupo). Uma conferência existente entre os líderes do grupo é usada para a atualização das posições das demais partículas daquele *clã*.

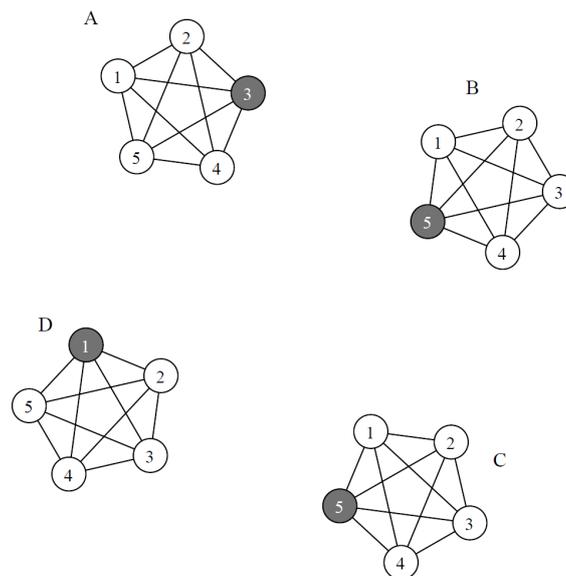
O primeiro passo é definir os *clãs*, de acordo com o número de *clãs* e o número de partículas em cada *clã*, previamente estabelecidos, conforme ilustra a Figura 4.2. A cada iteração, todas as partículas de cada *clã* são avaliadas e aquela com melhor custo (ou seja, aquela com o melhor  $\vec{G}_{best}$  do *clã*) é escolhida como Líder do *Clã*, como mostra a Figura 4.3.

Após a seleção dos líderes de cada *clã*, estes são colocados no que se chama de conferência (observar Figura 4.4). Essa conferência consiste em uma simples rodada do PSO, tendo somente os líderes como população. Após a conferência, cada líder terá obtido novas informações, que serão usadas em seus respectivos *clãs*, conforme a Figura 4.5.

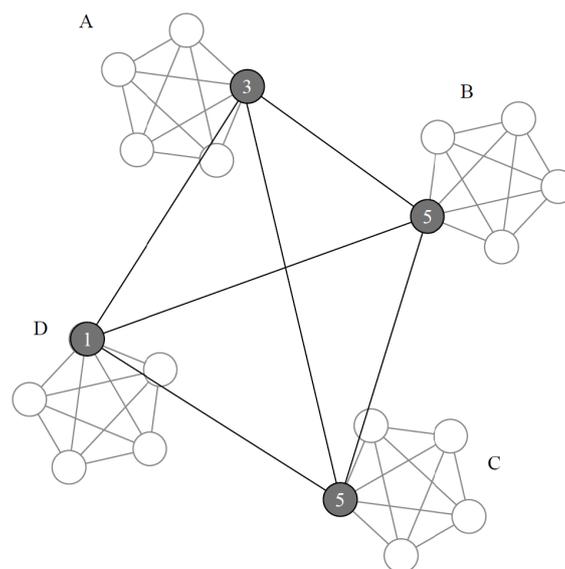
(a) *Topologia estrela*(b) *Topologia anel***Figura 4.1:** *Topologias PSO. Fonte: Carvalho e Bastos-Filho (2008).***Figura 4.2:** *Partículas separadas por clãs. Fonte: Carvalho e Bastos-Filho (2008).*

Ou seja, o  $\vec{P}_{best}$  de cada líder será usado na atualização das partículas pertencentes ao seu clã original. As equações (3.1) e (3.2) são então usadas dentro de cada clã, onde o  $\vec{G}_{best}$  considerado será a posição do líder daquele clã. Dessa forma, dentro de cada clã, a topologia usada é no formato estrela. É importante salientar que o líder não adquire a melhor posição existente entre todos os líderes, durante a conferência - isso faria com que o algoritmo funcionasse conforme o PSO original. Ao invés disso, as posições dos líderes são atualizadas utilizando-se as informações de todos os líderes participantes da conferência.

O pseudo-código do *Clan PSO* está descrito no algoritmo 4.2.



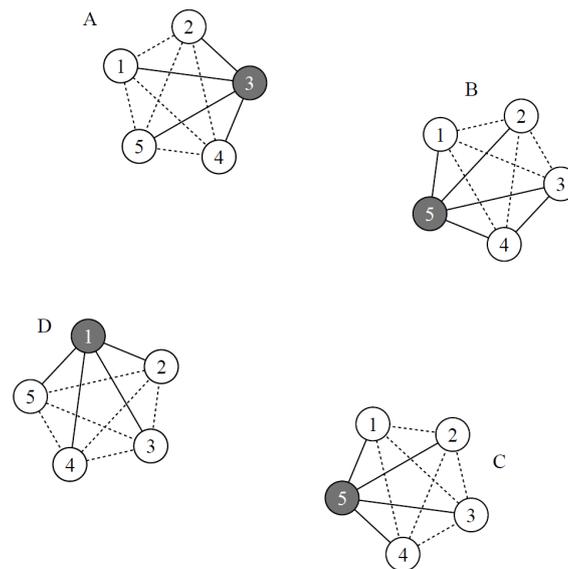
**Figura 4.3:** Definição do líder de cada clã. Fonte: Carvalho e Bastos-Filho (2008).



**Figura 4.4:** Conferência entre os líderes de cada clã. Fonte: Carvalho e Bastos-Filho (2008).

### 4.3 *Clan PSO com Migração*

A abordagem por *Clan PSO* requer a definição do número de partículas em cada clã (ou seja, um tamanho para os clãs). O conjunto de partículas pertencentes a cada clã não se altera durante a execução do algoritmo (CARVALHO; BASTOS-FILHO, 2008). O tamanho dos clãs influencia na performance do algoritmo e o tamanho de clã ótimo pode variar de problema para problema. A distribuição inicial aleatória das partículas, e a posterior divisão dos clãs, pode resultar em partículas pertencentes ao mesmo clã distantes entre si no espaço. Durante o processo de atualização das posições das partículas de um



**Figura 4.5:** Cada partícula é atualizada em seu clã. Fonte: Carvalho e Bastos-Filho (2009).

---

**Algoritmo 4.2:** Pseudo-código para o algoritmo *Clan PSO*.

---

- 1 Definir os limites máximos e mínimos para cada variável do sistema;
  - 2 Inicializar aleatoriamente cada partícula, respeitando os limites, conforme equações (2.21) a (2.24);
  - 3 Dividir as partículas em clãs (dado o número de partículas em cada clã);
  - 4 **enquanto** critério de parada não atingido **faça**
  - 5     Calcular os volumes dos reservatórios  $v_{it}$  através da equação (2.18) para cada usina de cada partícula;
  - 6     Calcular a geração hidráulica do conjunto de usinas de cada partícula, conforme equação (2.17);
  - 7     Calcular a complementação térmica através da equação (2.16);
  - 8     Calcular o custo térmico de cada partícula usando as equações (2.15) e (2.14);
  - 9     Atualizar o  $\vec{P}_{best}$  das partículas;
  - 10    Definir o líder de cada Clã baseado no  $\vec{P}_{best}$  das partículas daquele clã;
  - 11    Realizar a conferência dos líderes, calculando o  $\vec{G}_{best}$  entre eles;
  - 12    Atualizar a posição dos líderes de acordo com as equações (3.1) e (3.2) (usando o  $\vec{G}_{best}$  calculado entre eles);
  - 13    Atualizar a velocidade de cada partícula a partir da equação (3.1), para cada clã, usando a posição do líder do clã como  $\vec{G}_{best}$ ;
  - 14    Atualizar a posição de cada partícula conforme a equação (3.2);
  - 15    Atualizar o coeficiente de inércia  $\omega$  conforme equação (3.3);
  - 16 **fim**
- 

clã, uma partícula pode acabar sofrendo influência de um líder que se encontra do outro lado do espaço de buscas. Tendo isso em vista, Bastos-Filho et al. (2009) propõem o processo de migração de partículas entre os clãs, de acordo com sua proximidade espacial. Esse comportamento permite a cada clã realizar uma melhor exploração em sua região de

busca, além de aumentar a área de busca do mesmo, ao recrutar novas partículas para o clã.

Nessa abordagem, após a conferência de líderes, cada partícula calcula a distância euclidiana até seu líder e até os demais líderes existentes. A distância euclidiana entre uma dada partícula  $P$  e o líder  $L_i$  do clã  $C_i$  é representada por  $d(P, L_i)$ . A partícula  $P$  irá migrar para o clã  $C_i$  se  $d(P, L_i) \leq d(P, L_j)$ , onde  $j \in 0, 1, \dots, n$  e  $i \neq j$ .

Um limite mínimo de partículas em cada clã é definido, para evitar que clãs fiquem vazios. Ou seja, uma partícula só poderá migrar caso o número de partículas em seu clã esteja acima desse limite. Essa restrição evita a migração de todas as partículas do espaço para o mesmo clã, o que seria equivalente ao PSO original com topologia em estrela.

O algoritmo que descreve o PSO utilizando migração de clãs é descrito conforme o algoritmo 4.3.

---

**Algoritmo 4.3:** Pseudo-código para o algoritmo *Clan PSO com migração*.

---

- 1 Definir os limites máximos e mínimos para cada variável do sistema;
  - 2 Inicializar aleatoriamente cada partícula, respeitando os limites, conforme equações (2.21) a (2.24);
  - 3 Dividir as partículas em clãs (dado o número de partículas em cada clã);
  - 4 **enquanto** *critério de parada não atingido faça*
  - 5     Calcular os volumes dos reservatórios  $v_{it}$  através da equação (2.18) para cada usina de cada partícula;
  - 6     Calcular a geração hidráulica do conjunto de usinas de cada partícula, conforme equação (2.17);
  - 7     Calcular a complementação térmica através da equação (2.16);
  - 8     Calcular o custo térmico de cada partícula usando as equações (2.15) e (2.14);
  - 9     Atualizar o  $\vec{P}_{best}$  das partículas;
  - 10    Definir o líder de cada Clã baseado no  $\vec{P}_{best}$  das partículas daquele clã;
  - 11    Realizar a conferência dos líderes, calculando o  $\vec{G}_{best}$  entre eles;
  - 12    Atualizar a posição dos líderes de acordo com as equações (3.1) e (3.2) (usando o  $\vec{G}_{best}$  calculado entre eles);
  - 13    Atualizar a velocidade de cada partícula a partir da equação (3.1), para cada clã, usando a posição do líder do clã como  $\vec{G}_{best}$ ;
  - 14    Calcular a distância euclidiana entre cada partícula e o líder de todos os clãs;
  - 15    Migrar partículas para o clã mais próximo (respeitando a regra que define o número mínimo de partículas em cada clã);
  - 16    Atualizar a velocidade de cada partícula a partir da equação (3.1), para cada clã, usando a posição do líder do clã como  $\vec{G}_{best}$ ;
  - 17    Atualizar a posição de cada partícula conforme a equação (3.2);
  - 18    Atualizar o coeficiente de inércia  $\omega$  conforme equação (3.3);
  - 19 **fim**
-

## 4.4 *Center PSO*

De acordo com Liu et al. (2007), o centro do enxame de partículas é uma posição promissora, sendo que o enxame tende estatisticamente a convergir para o centro dele durante as iterações. Tendo isso em vista, Liu et al. (2007) propuseram a adição de uma partícula central virtual no enxame. A cada iteração, a posição dessa partícula central é atualizada para o centro de todo o enxame, de acordo com a equação (4.3). Tal abordagem é conhecida como *Center PSO*.

$$\vec{X}_c(t+1) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^{N-1} \vec{X}_i(t+1), \quad (4.3)$$

onde  $\vec{X}_c(t+1)$  é a posição da partícula central na iteração  $t+1$ ,  $N$  é o número de partículas no enxame, e  $\vec{X}_i(t+1)$  é a posição da partícula  $i$  calculada na iteração  $t+1$ .  $N-1$  representa o conjunto original de partículas do enxame, onde a partícula de índice  $N$  é a partícula central.

Apesar da partícula central não possuir velocidade, todas as demais operações relacionadas as outras partículas se aplicam a ela, como a avaliação de custo e definição da melhor partícula ( $\vec{G}_{best}$ ). O pseudo-código para o *Center PSO* aplicado ao problema de otimização hidrotérmico é descrito no algoritmo 4.4.

Como descrito por (LIU et al., 2007), a posição da partícula central tem grande probabilidade de se tornar o  $\vec{G}_{best}$ . Isso ajuda a guiar todo o enxame para uma região promissora e acelerar a convergência. Contudo, de acordo com Yang et al. (2011), se a região ótima estiver fora da área ocupada pelas partículas e se o  $\vec{G}_{best}$  estiver aprisionado em um ótimo local, o *Center PSO* não será eficiente.

## 4.5 *Clan PSO com Partículas Centrais - Center Clan PSO*

O algoritmo do *Clan PSO* pode ainda ser modificado para incluir também o conceito de partículas centrais (*Center PSO*). Nesse caso, a estratégia é aliar a vantagem da divisão do enxame em grupos e a subsequente conferência de líderes com a região promissora central de cada clã. Essa abordagem proposta nesse trabalho recebeu o nome de *Center Clan PSO* e o seu pseudo-código está descrito no algoritmo 4.5.

---

**Algoritmo 4.4:** Pseudo-código para o algoritmo *Center PSO*.

---

- 1 Definir os limites máximos e mínimos para cada variável do sistema;
  - 2 Inicializar aleatoriamente cada partícula, respeitando os limites, conforme equações (2.21) a (2.24);
  - 3 Definir a partícula central como sendo o centro do enxame;
  - 4 **enquanto** *critério de parada não atingido* **faça**
  - 5     Calcular os volumes dos reservatórios  $v_{it}$  através da equação (2.18) para cada usina de cada partícula;
  - 6     Calcular a geração hidráulica do conjunto de usinas de cada partícula, conforme equação (2.17);
  - 7     Calcular a complementação térmica através da equação (2.16);
  - 8     Calcular o custo térmico de cada partícula usando as equações (2.15) e (2.14);
  - 9     Atualizar o  $\vec{P}_{best}$  das partículas;
  - 10    Atualizar o  $\vec{G}_{best}$  caso necessário;
  - 11    **para cada partícula exceto a central** **faça**
  - 12        Atualizar a velocidade de cada partícula a partir da equação (3.1);
  - 13        Atualizar a posição de cada partícula conforme a equação (3.2);
  - 14    **fim**
  - 15    Atualizar a posição da partícula central conforme a equação (4.3);
  - 16    Atualizar o coeficiente de inércia  $\omega$  conforme equação (3.3);
  - 17 **fim**
-

---

**Algoritmo 4.5:** Pseudo-código para o algoritmo *Center Clan PSO*.
 

---

- 1 Definir os limites máximos e mínimos para cada variável do sistema;
  - 2 Inicializar aleatoriamente cada partícula, respeitando os limites, conforme equações (2.21) a (2.24);
  - 3 Dividir as partículas em clãs (dado o número de partículas em cada clã);
  - 4 Adicionar uma partícula central em cada clã, conforme a equação (4.3), onde  $N$  é o número de partículas naquele clã;
  - 5 **enquanto** *critério de parada não atingido faça*
  - 6     Calcular os volumes dos reservatórios  $v_{it}$  através da equação (2.18) para cada usina de cada partícula;
  - 7     Calcular a geração hidráulica do conjunto de usinas de cada partícula, conforme equação (2.17);
  - 8     Calcular a complementação térmica através da equação (2.16);
  - 9     Calcular o custo térmico de cada partícula usando as equações (2.15) e (2.14);
  - 10    Atualizar o  $\vec{P}_{best}$  das partículas;
  - 11    Definir o líder de cada Clã baseado no  $\vec{P}_{best}$  das partículas daquele clã;
  - 12    Realizar a conferência dos líderes, calculando o  $\vec{G}_{best}$  entre eles;
  - 13    Atualizar a posição dos líderes de acordo com as equações (3.1) e (3.2) (usando o  $\vec{G}_{best}$  calculado entre eles);
  - 14    **para cada clã faça**
  - 15       **para cada partícula exceto a central faça**
  - 16            Atualizar a velocidade de cada partícula a partir da equação (3.1), usando a posição do líder como  $\vec{G}_{best}$ ;
  - 17            Atualizar a posição de cada partícula conforme a equação (3.2);
  - 18       **fim**
  - 19       Atualizar a posição da partícula central conforme a equação (4.3);
  - 20    **fim**
  - 21    Atualizar o coeficiente de inércia  $\omega$  conforme equação (3.3);
  - 22 **fim**
-

---

## Estudos de Caso

---

Neste capítulo, apresentam-se os resultados numéricos de diferentes estudos de caso seguidos da interpretação dos mesmos. A realização desses estudos de caso objetiva a verificação da eficiência do uso do algoritmo PSO e suas variações na solução do problema de otimização do planejamento hidrotérmico, utilizando-se dados reais. Os resultados obtidos pelo algoritmo PSO e suas variações abordadas nesse trabalho - *PSO-TVAC* (TVAC), *Clan PSO* (CLAN), *Clan PSO* com migração (CLANM), *Center PSO* (CPSO) e *Center Clan PSO* (CCPSO) - são comparados com o algoritmo de fluxo em redes não linear (do inglês *Nonlinear Programming* - NLP) apresentado por Carvalho e Soares (1987) e Oliveira e Soares (1995). O cenário de testes avaliado é descrito na seção 5.2.

Antes da realização dos estudos comparativos, foi necessária a realização de estudos prévios para ajustar os parâmetros de inicialização dos algoritmos PSO, como coeficientes de aceleração e de inércia, número máximo de iterações, tamanho da população de partículas e o fator de penalidade usado para a restrição dos volumes finais. A seção 5.3 descreve como foi realizado o ajuste e os valores escolhidos para estes parâmetros.

A seção 5.4 apresenta os resultados obtidos para os estudos com o PSO e suas variações e para o algoritmo NLP, para os diferentes períodos do histórico de vazões brasileiro.

### 5.1 Arquitetura do Sistema

A arquitetura utilizada para a implementação dos algoritmos PSO estudados foi um conjunto de tecnologias de banco de dados, linguagem de programação para web e interface web rica.

O sistema foi desenvolvido utilizando-se a linguagem Java (JAVA, 2012), pois sua arquitetura orientada a objetos simplifica a definição dos elementos que fazem

parte dos estudos com PSO, como partículas, população, etc. Além disso, por causa da característica de herança e polimorfismo oferecida pela linguagem, a implementação de diferentes abordagens PSO torna-se extremamente simplificada.

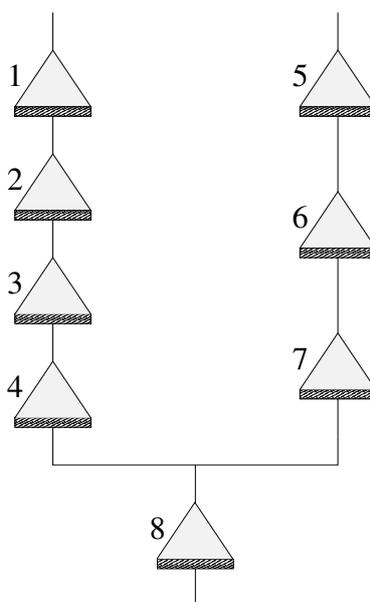
O banco de dados usado contém dados reais e atualizados do SIN. A tecnologia utilizada é o PostgreSQL (POSTGRESQL, 2012), já que a linguagem Java oferece suporte à mesma, além de ser uma tecnologia eficiente de gestão de dados.

Utilizou-se uma arquitetura web para facilitar a execução dos testes, mesmo em servidores remotos. Dessa forma, o sistema pode ser acessado em qualquer computador, e executar os estudos no servidor. Adicionalmente, utiliza-se a tecnologia Adobe Flex (ADOBEFLEX, 2012), que é uma tecnologia de interfaces ricas. Além de ser simples de implementar, as telas produzidas possuem um visual agradável e intuitivo. A tecnologia Java oferece suporte para interoperabilidade com sistemas Adobe Flex.

Os testes foram efetuados em um conjunto de 11 computadores com configurações de processamento de oito núcleos virtuais de 3,4GHz, com memória de 8,00 Gb.

## 5.2 Cenário de Teste

Para avaliar a performance das abordagens PSO, um sistema hidrotérmico com 8 usinas hidrelétricas reais do cenário brasileiro foi escolhido e três estudos em diferentes períodos foram executados. As usinas escolhidas estão localizadas na Bacia do Rio Grande e Paranaíba, e estão esquematizadas pela Figura 5.1, e as características das mesmas estão apresentadas na tabela 5.1.



**Figura 5.1:** Topologia usada no Estudo de Caso.

**Tabela 5.1:** Características das usinas hidrelétricas - Estudo de Caso.

Usina	Nome	Potência (MW)	Reservatório ( $hm^3$ )
1	Furnas	1.312	17.217
2	Mascarenhas de Moraes	476	2.500
3	Marimbondo	1.488	5.260
4	Água Vermelha	1.396	5.169
5	Emborcação	1.192	12.521
6	Itumbiara	3.222	12.454
7	São Simão	1.680	5.540
8	Ilha Solteira	3.240	5.516

A demanda de mercado mensal ( $D_t$ ) a ser atendida pela combinação das gerações hidráulicas e térmicas foi considerada constante e igual à soma das potências instaladas das usinas em questão, nesse caso com valor de 14.000 MW. As perdas de transmissão do sistema  $L_t$  foram desconsideradas para os estudos realizados. Para representar a geração térmica, foi considerada uma única usina térmica fictícia, com função de custo térmico representada pela equação (5.1), em que os valores das variáveis da equação (2.15) foram considerados respectivamente  $\alpha = 0$ ,  $\beta = 0$ ,  $\gamma = 1/2$ .

$$f(gt_t) = \frac{1}{2}(gt_t)^2, \quad (5.1)$$

em que  $gt_t$  é a geração térmica necessária para atender a demanda não suprida pela geração hidráulica.

### 5.3 Ajustes das Variáveis do PSO ao Problema de Planejamento

O uso do PSO implica na definição de uma série de variáveis para melhorar o desempenho do algoritmo. Entre as variáveis a serem definidas, podem ser citados: valores dos coeficientes de aceleração e de inércia, número de iterações, tamanho da população e fator de penalidade a ser utilizado na função de penalidade aplicada aos volumes finais dos reservatórios. Esta seção apresenta os estudos realizados para definir, dentro do escopo do problema estudado, os valores mais adequados para estas variáveis. Todos os estudos foram feitos utilizando-se o algoritmo do PSO original. O período do histórico de vazões brasileiro de Maio de 1961 a Abril de 1966 foi selecionado para esses ajustes, por apresentar características de um período médio de fluências. O período usado nos estudos inicia-se em maio, que é o final da estação chuvosa, pois de acordo com o Plano Anual da Operação Energética (PEN), os estudos elaborados “ao final da estação chuvosa do SIN permitem mitigar as incertezas inerentes às condições de armazenamento

e ao comportamento das vazões ao longo do período úmido” (PEN, 2011). A condição inicial de volumes considerada - ver equação (2.22) - foi de 100% para todas as usinas, pois ainda de acordo com o PEN, deve-se ter em vista a perda gradual da regularização plurianual dos reservatórios.

### 5.3.1 Definição dos Valores para os Coeficientes de Aceleração e Inércia

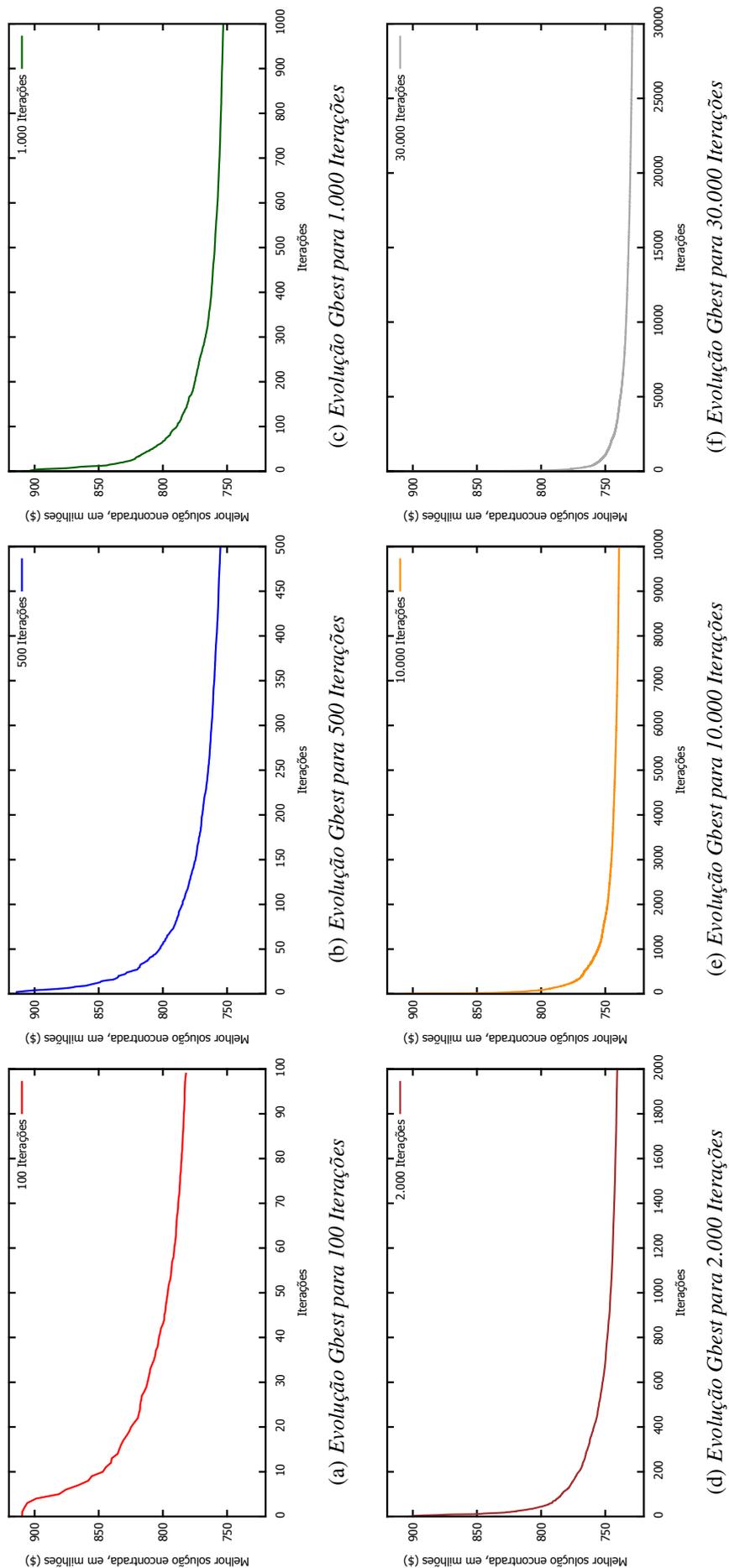
Os coeficientes de aceleração  $c_1$  e  $c_2$  são responsáveis por manter um balanço entre a exploração individual e coletiva de cada partícula, respectivamente. Como descrito na seção 3, valores próximos de 2 apresentam um bom comportamento das partículas na busca da melhor posição (KENNEDY; EBERHART, 1995). Por isso, para os dois coeficientes selecionou-se o valor de  $c_1 = c_2 = 2,05$ . Para o algoritmo *PSO-TVAC*, foram escolhidos os mesmos valores citados por Ratnaweera, Halgamuge e Watson (2004), ou seja,  $c_{1i} = c_{2f} = 2,5$  e  $c_{2i} = c_{1f} = 0,5$ .

Para o fator de inércia, percebeu-se a grande utilização dos valores  $\omega_{max} = 0,9$  e  $\omega_{min} = 0,4$ , inclusive por Kennedy e Eberhart (1995). Por ter apresentado uma boa relação entre a exploração das partículas no início das iterações e uma busca mais aprofundada no final, esses mesmos valores foram selecionados para a realização dos estudos deste trabalho.

### 5.3.2 Definição do Número de Iterações

Para a seleção do critério de parada, foram testados diferentes valores para o número máximo de iterações. Selecionou-se uma quantidade de 2000 partículas, um fator de penalidade de 80 (a motivação desse valor está descrita na seção 5.3.4), e os valores máximos de 50, 100, 250, 500, 750, 1.000, 2.000, 10.000 e 30.000 iterações foram comparados. A Figura 5.2 apresenta a evolução do custo  $\vec{G}_{best}$ , como exemplo, para os casos de 100, 500, 1.000, 2.000, 10.000 e 30.000 iterações. A tabela 5.2 apresenta a Energia Armazenada, o custo final, as diferenças percentuais entre os custos, e o tempo computacional gasto para cada caso.

Ao se analisar a tabela 5.2, alguns pontos podem ser destacados. Ao se variar o número máximo de iterações de 50 para 2.000, a variação média do custo foi de aproximadamente 7,82%, e o tempo médio gasto para cada otimização variou de 6,64 minutos para 261,61 minutos. Ao se variar o número máximo de iterações de 2.000 para 30.000, a variação média do custo foi de aproximadamente 1,59%, e o tempo médio gasto para cada otimização variou de 261,61 minutos para 7.566,55 minutos, ou



**Figura 5.2:** Gráficos da variação do Gbest para diferentes números de iterações.

**Tabela 5.2:** Resultados obtidos para diferentes quantidades de iterações.

Iterações	E.A.	Custo Final	Diferença	Tempo gasto(s)	Tempo gasto(min)
<b>50</b>	100,00	$8,035e^9$	-	398,25	6,64
<b>100</b>	100,00	$7,820e^9$	2,68%	804,25	13,40
<b>250</b>	99,99	$7,680e^9$	1,79%	1.993,00	33,22
<b>500</b>	99,99	$7,552e^9$	1,67%	4.023,00	67,05
<b>750</b>	99,99	$7,544e^9$	0,10%	5.785,38	96,42
<b>1.000</b>	100,00	$7,530e^9$	0,20%	7.879,50	131,33
<b>2.000</b>	100,00	$7,407e^9$	1,63%	15.696,50	261,61
<b>10.000</b>	100,00	$7,393e^9$	0,19%	75.821,13	1.263,69
<b>30.000</b>	100,00	$7,289e^9$	1,40%	453.993,13	7.566,55

aproximadamente 5,25 dias. Conclui-se que embora haja ainda uma variação do custo final ao considerar-se 2.000 ou 30.000 iterações, esta variação é muito pequena para justificar o tempo adicional gasto para efetuar cada otimização. Portanto, neste trabalho, optou-se por adotar o número máximo de 2.000 iterações.

### 5.3.3 Definição do Tamanho da População de Partículas

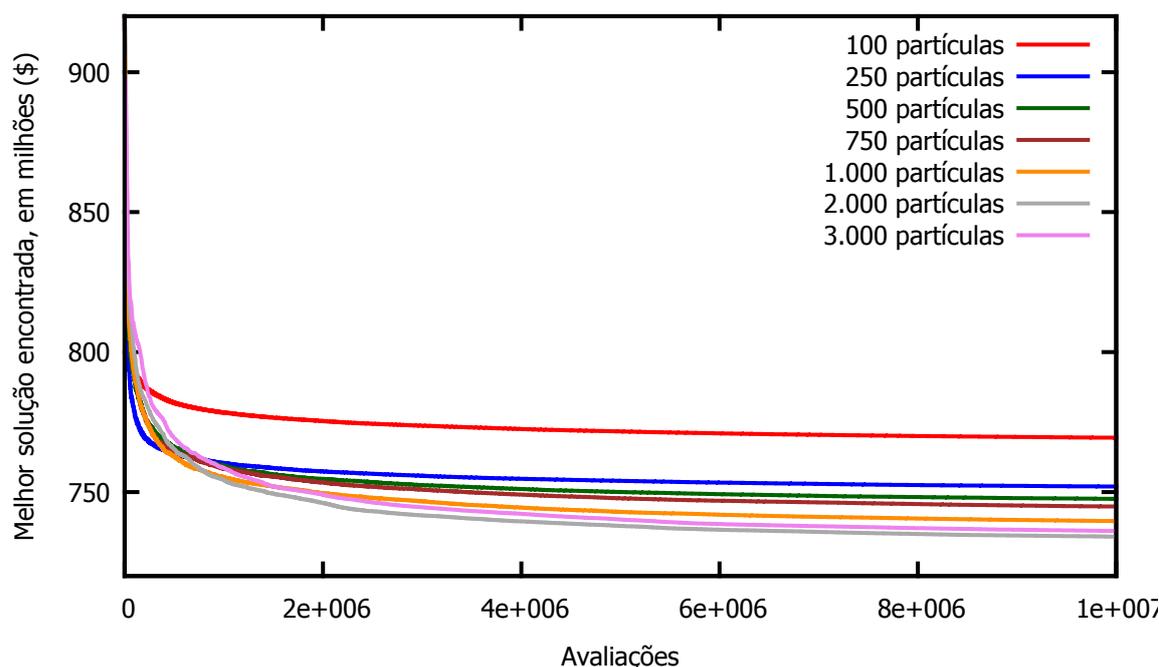
Para selecionar o número mais adequados de partículas a ser usado nos estudos de caso, foi definido um número máximo de 10.000.000 avaliações da função objetivo e foram comparadas as quantidades de 100, 250, 500, 750, 1.000, 2.000 e 3.000 partículas na população. O fator de penalidade usado foi de 80 (a motivação desse valor está descrita na seção 5.3.4) e o número máximo de 2.000 iterações. O gráfico da Figura 5.3 apresenta os resultados dos diferentes estudos realizados.

Pelo gráfico da Figura 5.3, é possível observar que o melhor desempenho médio foi obtido para o caso de 2.000 partículas, tendo sido este o valor escolhido para os testes deste trabalho.

### 5.3.4 Definição do Fator de Penalidade

Conforme descrito na seção 3.1.1, o ajuste do fator de penalidade  $\delta$  deve ser cuidadosamente escolhido, de forma que possa manter um equilíbrio entre o custo da partícula e o volume final desejado para os reservatórios. Um baixo valor para  $\delta$  oferece pouca influência do volume final dos reservatórios no custo total da partícula, enquanto altos valores podem implicar em um custo final muito elevado, o que pode mascarar o custo real de geração térmica.

Para verificar a eficiência do fator  $\delta$  no estabelecimento do volume final desejado dos reservatórios no algoritmo, utilizou-se a chamada Energia Armazenada. Pelo fato de



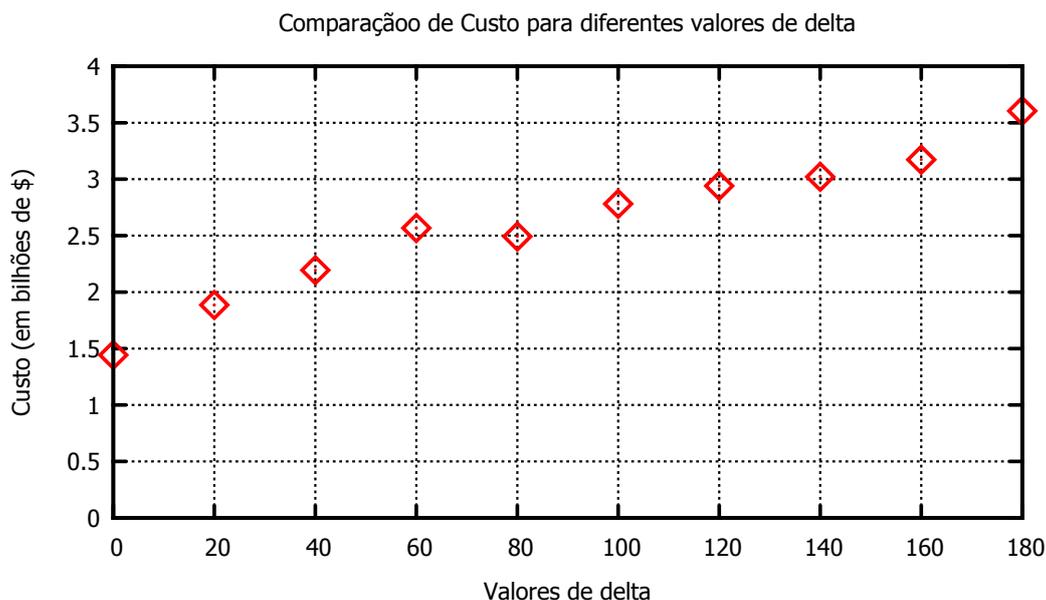
**Figura 5.3:** Gráfico da variação do  $G_{best}$  para diferentes número de partículas na população.

usinas com grandes reservatórios terminarem vazias ser mais agravante que usinas com pequenos reservatórios terminarem vazias, não seria eficiente comparar a eficácia do fator de penalidade utilizando-se apenas a porcentagem final de volume dos reservatórios do sistema. A energia armazenada representa a quantidade de energia que uma usina poderia gerar, caso fosse utilizada toda a água que ficou armazenada na usina ao final do estudo. Dessa forma, mantém-se a proporção da importância dos volumes finais dos reservatórios e o tamanho dos mesmos para o sistema. Mais detalhes sobre energia armazenada podem ser encontrados no Anexo A. Para a definição do fator de penalidade, foram feitos testes com diferentes valores para o mesmo:  $\delta = 0, 20, 40, 60, 80, 100, 120, 140, 160$  e  $180$ . A Figura 5.4 apresenta os custos finais da execução do algoritmo para esses valores, e a Figura 5.5 apresenta a relação da energia armazenada final dos reservatórios para estes valores.

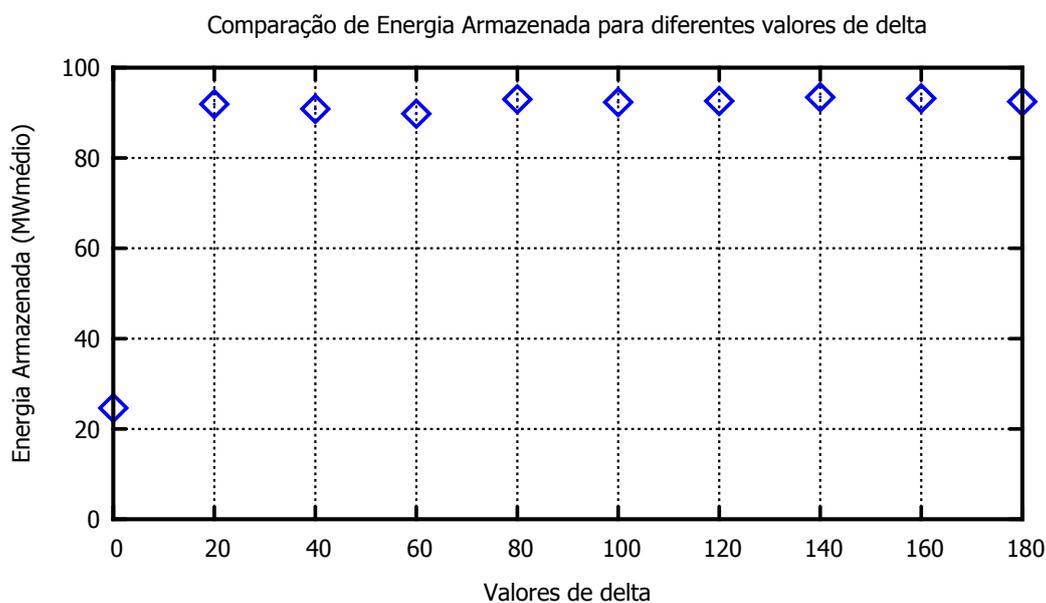
Na escolha do valor de  $\delta$  mais adequado a ser usado, foi feita uma comparação entre a energia armazenada final e o custo final para cada valor do peso da penalidade. A Figura 5.6 apresenta essa relação e, de acordo com a mesma, percebe-se que o valor de  $\delta = 80$  apresentou uma melhor relação entre o custo final e a energia armazenada.

### 5.3.5 Valores Adotados para os parâmetros

A partir da análise dos testes descritos nas seções anteriores, para cada otimização, foi utilizada uma população de 2.000 partículas, 2.000 iterações, e  $\delta = 80$ . Os



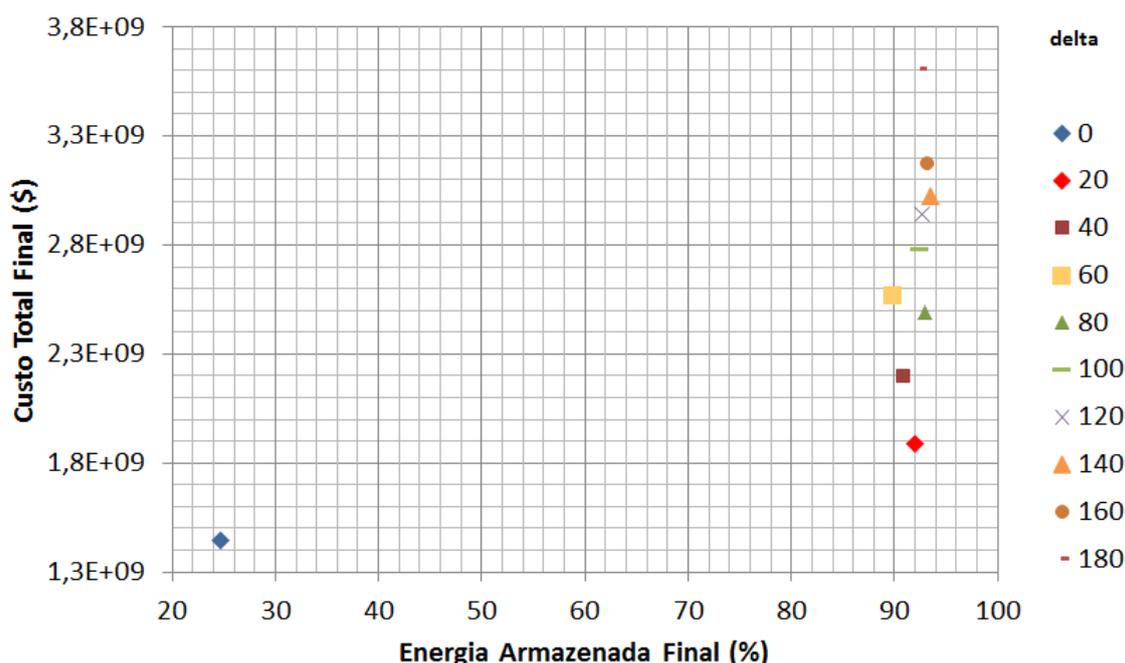
**Figura 5.4:** Custos térmicos finais para diferentes valores do peso de penalidade  $\delta$ .



**Figura 5.5:** Energias Armazenadas finais para diferentes valores do peso de penalidade  $\delta$ .

seguintes parâmetros também foram definidos: fator de inércia inicial  $\omega_{max} = 0,9$  e final  $\omega_{min} = 0,4$  e coeficientes de aceleração  $c_1 = c_2 = 2,05$ . No algoritmo *PSO-TVAC*, os coeficientes de aceleração usados foram:  $c_{1i} = c_{2f} = 2,5$  e  $c_{2i} = c_{1f} = 0,5$  (ver seção 4.1).

Para cada abordagem PSO, 8 testes de otimização foram executados para os seguintes períodos históricos: (a) de Maio/1951 a Abril/1956, (b) de Maio/1961 a



**Figura 5.6:** Comparação da relação entre custos térmicos finais e energias armazenadas finais para cada valor de  $\delta$ .

Abril/1966 e (c) de Maio/1980 até Abril/1985, e o custo médio das otimizações foi comparado com os resultados obtidos pelo algoritmo de fluxo em redes não linear (NLP).

## 5.4 Resultados e Discussões

Esta seção apresenta os resultados das otimizações executadas para os períodos: (a) de Maio/1951 a Abril/1956, (b) de Maio/1961 a Abril/1966 e (c) de Maio/1980 até Abril/1985. O primeiro período representa um período de seca e/ou de menor vazão afluente às usinas. O segundo período, como descrito anteriormente, representa um período de vazões médias. O terceiro período apresenta uma característica de cheia, com períodos chuvosos e/ou maiores vazões afluentes. Para avaliar o impacto das penalidades usadas para ajustar os volumes finais das usinas, o percentual de energia armazenada no final de cada otimização foi apresentado, em que valores próximos a 100% são os mais desejáveis.

### 5.4.1 Período 1951-1956

A Figura 5.7 apresenta a evolução do custo térmico a cada iteração, para as diferentes abordagens PSO descritas neste trabalho. É importante destacar que esses gráficos apresentam apenas o custo térmico, sendo descontado, em cada iteração, o custo

adicionado pelas penalidades, uma vez que esse custo só possui sentido dentro do contexto do algoritmo PSO (para escolha das melhores partículas).

A Figura 5.8 apresenta de maneira agregada os gráficos individuais da Figura 5.7, para a comparação dos resultados de todas as abordagens. Nesse caso, é possível verificar que a abordagem que apresentou menor custo final foi o *Clan PSO com migração*, seguido do *Center Clan PSO* e *Clan PSO*.

Os resultados de custo final e energia armazenada final foram comparados aos resultados do algoritmo de fluxo em redes não linear para o mesmo período e mesmas condições. A Tabela 5.3 apresenta os custos térmicos totais, as médias mensais, o desvio padrão e o percentual da energia armazenada final para o período em questão.

**Tabela 5.3:** Comparação dos Custos Térmicos (\$) obtidos e da Energia Armazenada Final (%) para o período: Maio/1951-Abril/1956.

	Total	Média Mensal	Desvio Padrão	En. Armaz. (%)
<b>PSO</b>	1,712e <sup>9</sup>	27.704.312	13.464.623	92,746
<b>TVAC</b>	1,732e <sup>9</sup>	28.207.483	14.684.728	97,477
<b>CLAN</b>	1,706e <sup>9</sup>	27.896.977	12.832.502	94,796
<b>CLANM</b>	1,641e <sup>9</sup>	26.901.344	12.460.066	91,023
<b>CPSO</b>	1,728e <sup>9</sup>	27.945.497	13.908.868	93,336
<b>CCPSO</b>	1,672e <sup>9</sup>	27.287.430	12.509.342	91,206
<b>NLP</b>	1,517e <sup>9</sup>	25.287.075	7.446.648	100,000

Para o período de seca ou de baixas vazões (a), pode-se observar pela tabela 5.3 que todas as abordagens obtiveram valores de custo térmico final maiores que o NLP. A abordagem *Clan PSO com migração* foi a que apresentou o melhor desempenho em relação ao custo, 8,18% maior que o NLP. Porém, foi a abordagem que apresentou o menor valor de energia armazenada final, 91,023 %. A abordagem *PSO-TVAC* foi a que apresentou o pior desempenho em relação ao custo, 14,17% maior que o NLP. Porém, foi a abordagem que apresentou o maior valor de energia armazenada final, 97,477 %.

## 5.4.2 Período 1961-1966

A Figura 5.9 apresenta a evolução do custo térmico, para as diferentes abordagens, no período (b), ou seja, para o período de vazões afluentes médias.

Para a comparação entre as diferentes abordagens, a Figura 5.10 apresenta de maneira agregada os gráficos individuais da Figura 5.9. Pode-se observar que as abordagens *Clan PSO* e *Clan PSO com migração* apresentaram os melhores desempenhos, com valores de custo térmico final próximos.

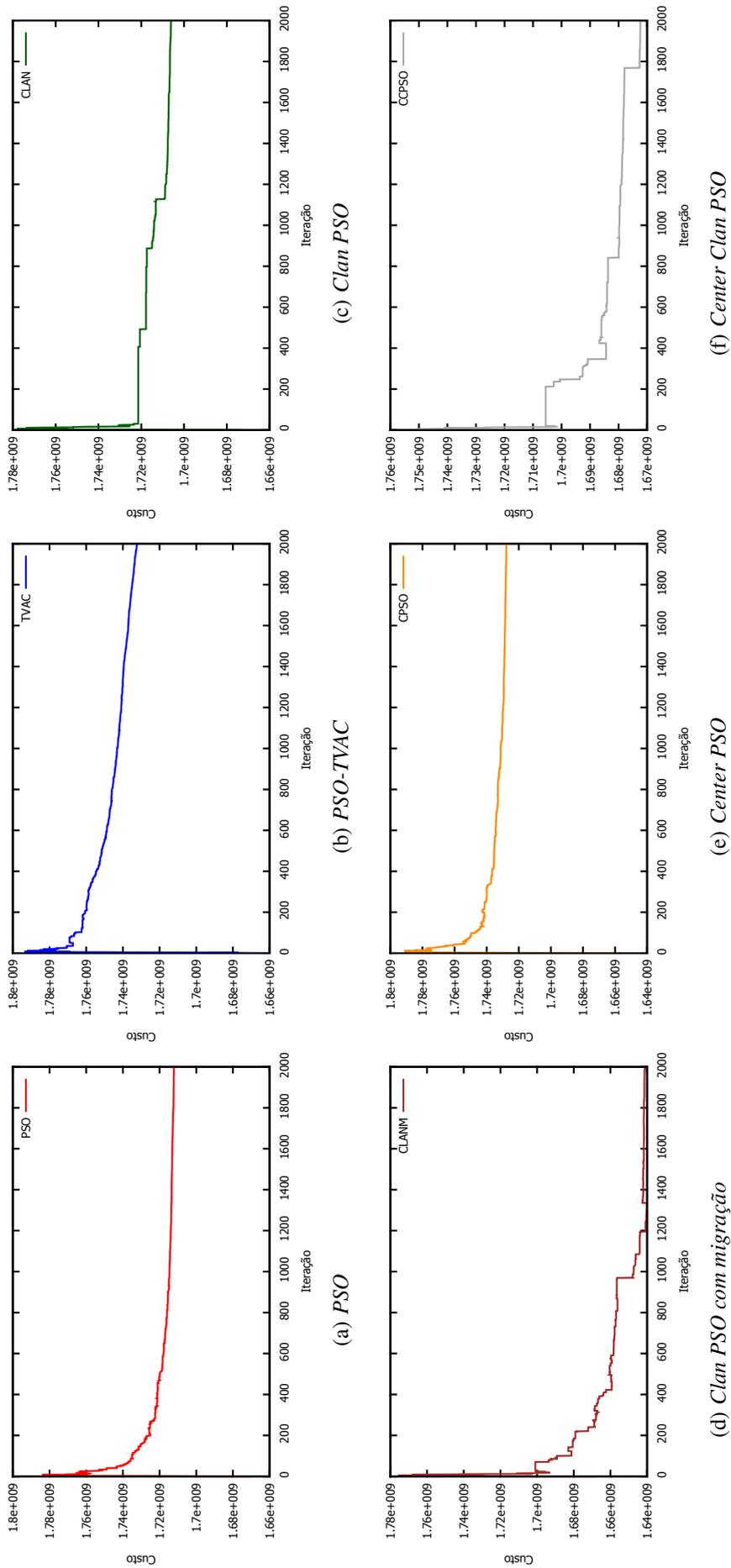
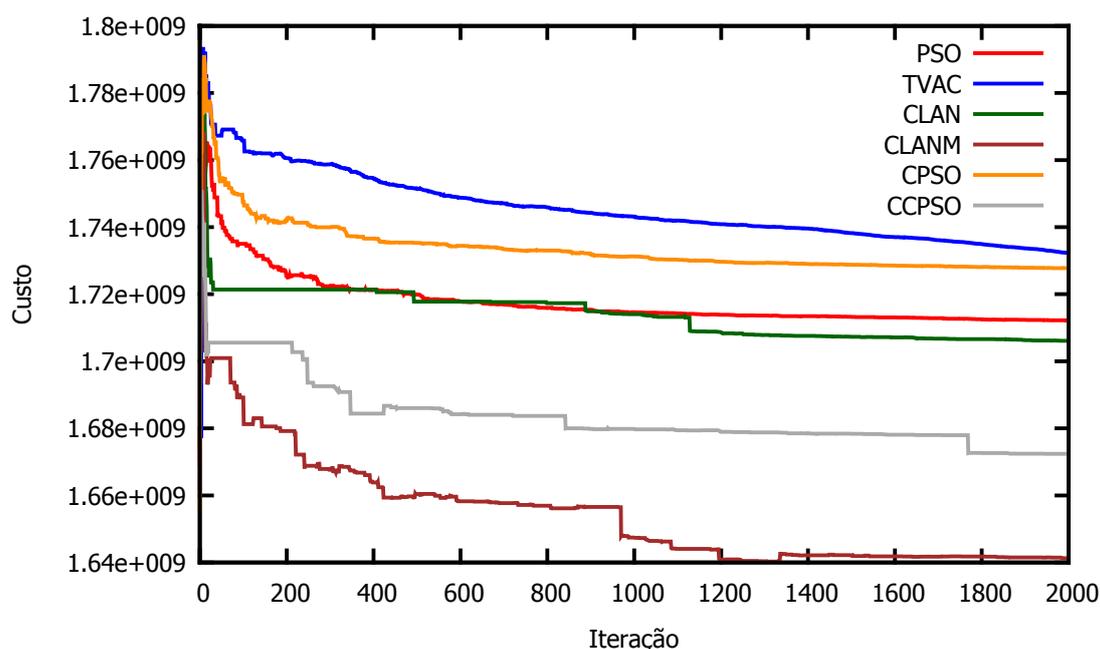


Figura 5.7: Evolução do custo - período de Maio/1951 a Abril/1956.



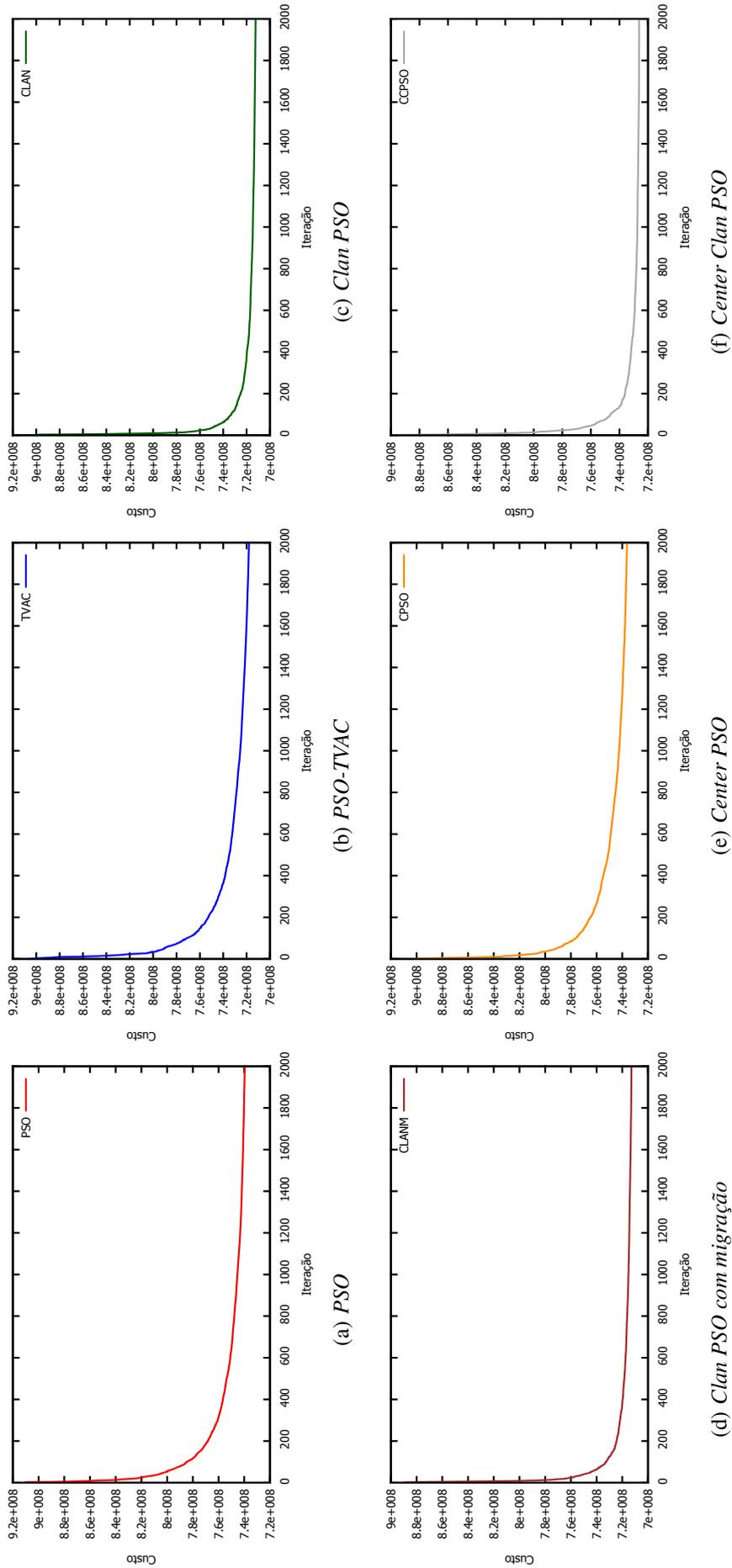
**Figura 5.8:** Evolução comparativa dos custos - período de Maio/1951 até Abril/1956.

Os resultados de custo térmico final, média mensal de custo térmico, desvio padrão e energia armazenada final são comparados com o NLP e apresentados na Tabela 5.4.

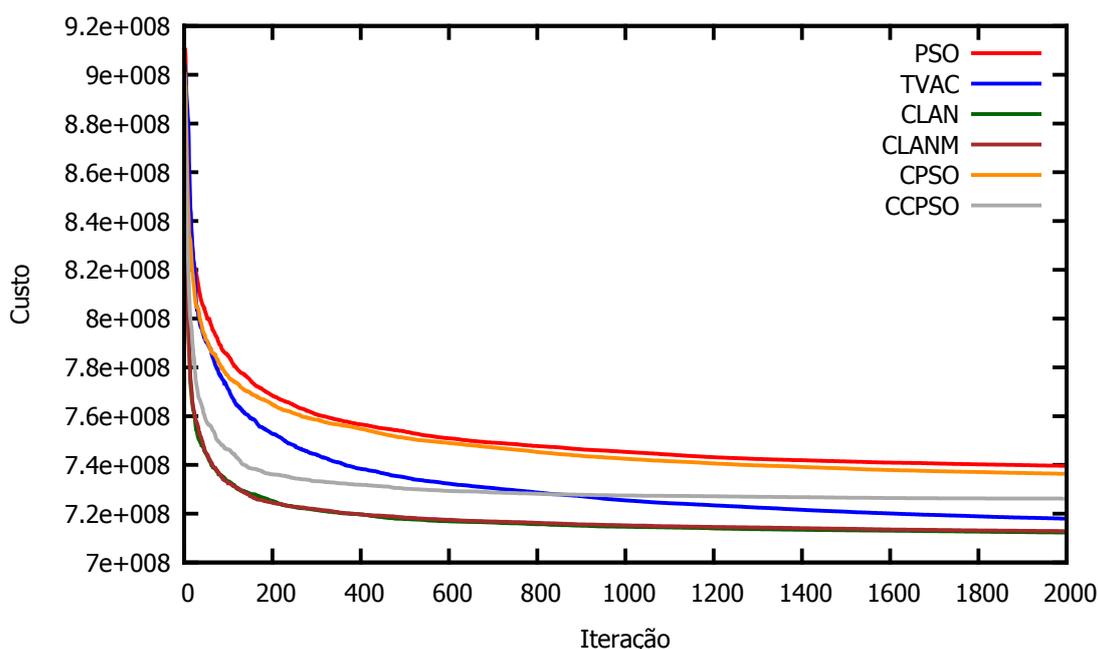
**Tabela 5.4:** Comparação dos Custos Térmicos (\$) obtidos e da Energia Armazenada Final (%) para o período: Maio/1961-Abril/1966.

	Total	Média Mensal	Desvio Padrão	En. Armaz. (%)
<b>PSO</b>	739.627.009	12.159.985	8.207.780	100,000
<b>TVAC</b>	717.966.445	11.810.378	7.392.688	100,000
<b>CLAN</b>	712.300.167	11.809.454	7.536.262	99,998
<b>CLANM</b>	712.874.456	11.805.484	7.505.061	99,991
<b>CPSO</b>	736.334.396	12.106.011	7.998.509	99,999
<b>CCPSO</b>	726.181.374	12.019.629	7.807.741	99,997
<b>NLP</b>	730.219.608	12.170.327	5.096.894	100,000

Para o período mediano de vazões (b), pode-se observar pela tabela 5.4 que a maioria das abordagens PSO apresentou soluções melhores que o NLP, exceto as abordagens *PSO* e a *Center Clan PSO*. Contudo, todas apresentam valores de energia armazenada final praticamente iguais a 100%. Analisando a relação entre custo total e volumes finais dos reservatórios dentre as abordagens PSO, o *Clan PSO* foi o que apresentou os melhores resultados, com uma porcentagem de energia armazenada de 100% e custo térmico total 2,45% menor que o resultado do algoritmo NLP.



**Figura 5.9:** Evolução do custo - período de Maio/1961 a Abril/1966.



**Figura 5.10:** Evolução comparativa dos custos - período de Maio/1961 até Abril/1966.

### 5.4.3 Período 1980-1985

A Figura 5.11 apresenta a evolução do custo térmico, para as diferentes abordagens, no período (c), ou seja, para o período de maiores vazões afluentes (período chuvoso).

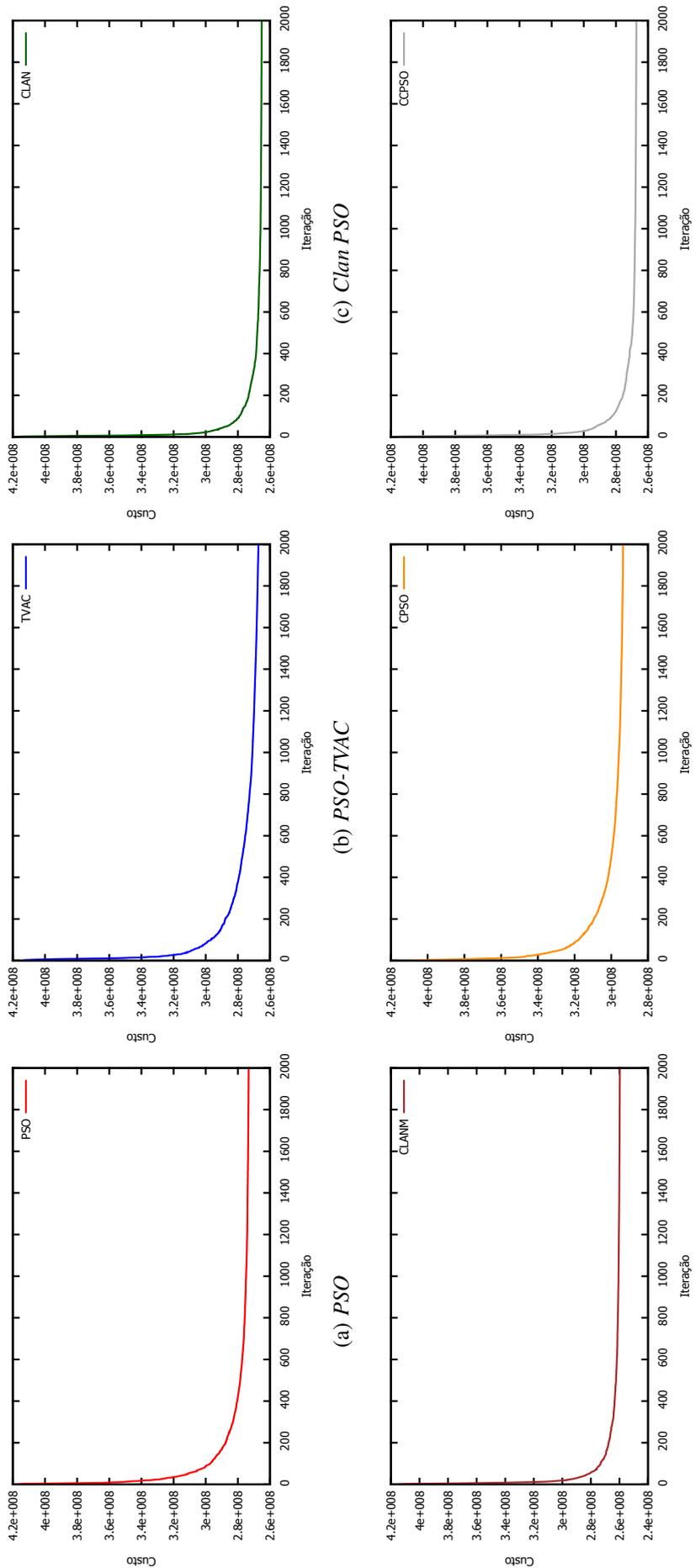
Para a comparação entre as diferentes abordagens, a Figura 5.12 apresenta de maneira agregada os gráficos individuais da Figura 5.11. É possível observar que a abordagem que apresentou melhor resultado final foi o *Clan PSO com migração*.

A comparação entre as abordagens PSO e o algoritmo NLP para o período (c) estão sumarizadas na Tabela 5.5

**Tabela 5.5:** Comparação dos Custos Térmicos (\$) obtidos e da Energia Armazenada Final (%) para o período: Maio/1980-Abril/1985.

	Total	Média Mensal	Desvio Padrão	En. Armaz. (%)
<b>PSO</b>	273.269.044	4.473.519	3.620.100	99,999
<b>TVAC</b>	267.168.817	4.375.507	3.481.090	100,000
<b>CLAN</b>	265.162.313	4.385.891	3.432.049	99,989
<b>CLANM</b>	259.756.101	4.289.574	3.263.347	99,987
<b>CPSO</b>	293.561.110	4.795.471	3.912.918	99,520
<b>CCPSO</b>	267.299.192	4.409.376	3.461.614	99,992
<b>NLP</b>	314.388.531	5.239.809	2.154.534	100,000

Para o período chuvoso ou de maiores vazões (c), pode-se observar pela tabela 5.5 que todas as abordagens por PSO apresentaram melhores resultados que o NLP, além

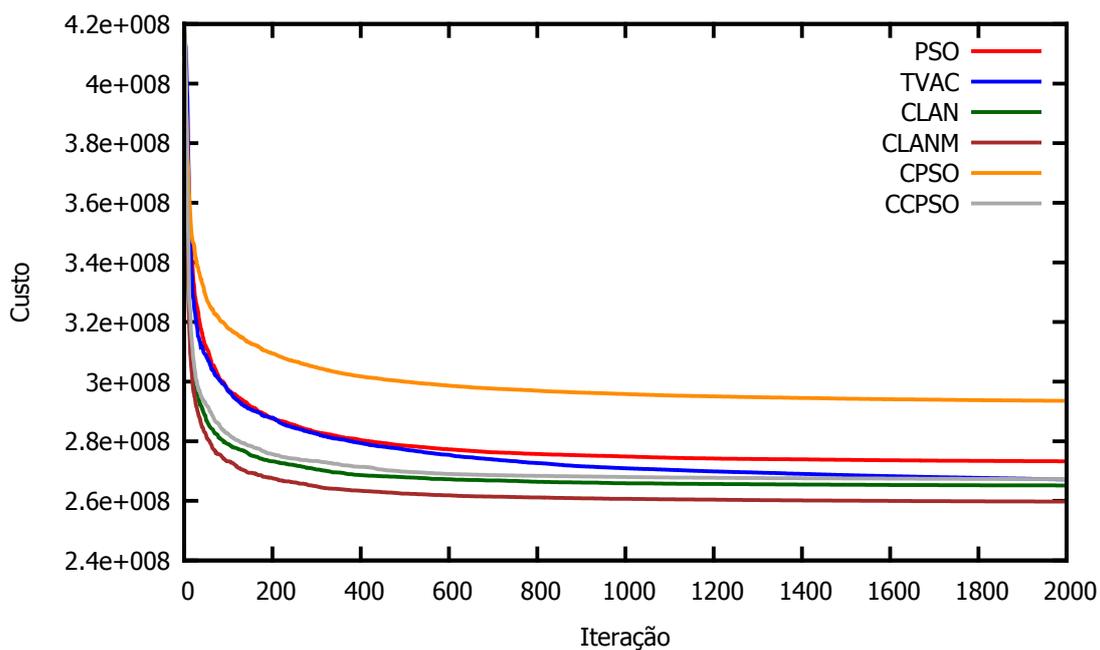


**Figura 5.11:** Evolução do custo - período de Maio/1980 a Abril/1985.

(d) *Clan PSO com migração*

(e) *Center PSO*

(f) *Center Clan PSO*



**Figura 5.12:** Evolução comparativa dos custos - período de Maio/1980 até Abril/1985.

de valores de energia armazenada muito próximos a 100%. Dentre as abordagens PSO, o *Clan PSO com migração* apresentou os melhores resultados, com custo térmico final 17,38% menor que do da abordagem NLP.

---

## Uma Nova Abordagem - *Extended Center PSO*

---

A otimização utilizando PSO, como outras abordagens utilizando meta-heurísticas, possui um caráter aleatório, associado à escolha dos valores iniciais das partículas. Garantir resultados mais estáveis resulta na necessidade de realização, na maioria dos estudos, de várias execuções do algoritmo, e na compilação estatística do melhor custo, pior custo e também do custo médio associado a este grupo de execuções. Na prática, o que se faz é uma avaliação estatística da amostra de estudos realizados, calculando-se a média dos valores ótimos e seus limites inferior e superior.

Neste trabalho, ao associar esta necessidade de avaliação estatística ao conceito de partícula central, surgiu a ideia de estender o conceito em uma nova estratégia de solução, que calcula uma partícula central não durante o processo de otimização, mas em um período posterior à realização de um conjunto de otimizações baseados em PSO. Esta nova estratégia de solução é chamada aqui de *Extended Center PSO*- ECPSO.

A estratégia principal consiste em, após um conjunto de  $S$  estudos PSO serem executados, usando uma mesma abordagem PSO, combinar as soluções em uma partícula central ou média, a qual é avaliada e resulta em uma nova solução, que agrega características médias de todas as soluções anteriores, e no cálculo de um único e novo custo, o qual também agrega as características dos resultados anteriores. Os passos básicos da estratégia são descritos a seguir:

- **Passo 1** Definir a estratégia PSO a ser utilizada.
- **Passo 2** Executar  $S$  estudos com o algoritmo PSO escolhido.
- **Passo 3** Encontrar a partícula central estendida:

$$\vec{X}_{EC}(T + 1) = \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S \vec{G}best_s(T). \quad (6.1)$$

- **Passo 4** Avaliar a partícula central estendida  $\vec{X}_{EC}$ . O custo desta solução será o custo térmico complementar calculado para esta partícula.

---

**Algoritmo 6.1:** Pseudo-código para o algoritmo *Extended Center PSO*.

---

- 1 Definir a estratégia PSO a ser utilizada;
  - 2 Definir o número de estudos  $S$  a serem executados;
  - 3 Executar  $S$  estudos com o algoritmo PSO escolhido;
  - 4 Encontrar a partícula central estendida  $\vec{X}_{EC}$  conforme equação (6.1);
  - 5 Calcular os volumes dos reservatórios  $v_{it}$  através da equação (2.18) para cada usina da partícula central estendida;
  - 6 Calcular a geração hidráulica do conjunto de usinas da partícula central estendida, conforme equação (2.17);
  - 7 Calcular a complementação térmica através da equação (2.16);
  - 8 Calcular o custo térmico da partícula central estendida usando as equações (2.15) e (2.14);
- 

Conforme é apresentado na seção 6.1, embora em alguns casos o melhor resultado encontrado pelas abordagens PSO estudadas apresente custo inferior ao da abordagem *Extended Center PSO*, ao se comparar a média de uma série de resultados para uma abordagem PSO específica com o *ECPSO*, esta abordagem sempre apresenta resultados mais eficientes.

## 6.1 Análise de Desempenho do *Extended Center PSO*

Para cada abordagem PSO apresentada e implementada neste trabalho, além da série de execuções realizadas e descritas na seção 5.4, foi executado o *Extended Center PSO*, considerando as mesmas condições de teste. O número de estudos  $S$  executado foi de 16, e foram realizados testes nos mesmos 3 períodos do histórico de vazões brasileiro: (a) de Maio/1951 a Abril/1956, (b) de Maio/1961 a Abril/1966 e (c) de Maio/1980 a Abril/1985. Os resultados obtidos para cada abordagem foram comparados com o melhor dos 16 estudos PSO executados e também com os resultados do NLP.

### 6.1.1 Período 1951-1956

A Tabela 6.1 apresenta, para o período (a), a comparação entre os custos obtidos pelo melhor dos 16 estudos realizados para o *ECPSO* para cada abordagem, a média entre esses 16 estudos e o resultado final obtido pelo *ECPSO*.

Pode-se observar que o *ECPSO* apresentou um resultado superior, quando comparado à média dos estudos realizados para cada abordagem PSO. Mesmo que alguns dos

**Tabela 6.1:** *Custo Térmico (\$) - Extended Center PSO - Período: Maio/1951-Abril/1956.*

	<b>Melhor de 16</b>	<b>Média</b>	<b>ECPSO</b>
<b>PSO</b>	1.675.927.743	1.729.397.169	1.657.951.051
<b>TVAC</b>	1.656.677.371	1.722.530.529	1.671.327.050
<b>CLAN</b>	1.553.915.789	1.682.053.866	1.633.356.056
<b>CLANM</b>	1.573.346.895	1.655.327.335	1.610.291.004
<b>CPSO</b>	1.655.446.282	1.730.646.602	1.658.084.551
<b>CCPSO</b>	1.561.800.141	1.687.897.300	1.634.380.198
<b>NLP</b>	1.517.224.499	-	-

16 estudos tenham obtido um custo menor, o *ECPSO* apresentou um resultado melhor que a média entre os estudos realizados.

Conforme discutido na seção 5.3.4, é preciso ainda analisar os estudos em relação à Energia Armazenada final do sistema. A Tabela 6.2 apresenta os melhores e piores resultados de Energia Armazenada final para os 16 estudos, os valores médios entre os 16 estudos, e os valores obtidos pelo *ECPSO*.

**Tabela 6.2:** *Energia Armazenada (%) - Extended Center PSO - Período: Maio/1951-Abril/1956.*

	<b>Melhor de 16</b>	<b>Pior de 16</b>	<b>Média</b>	<b>ECPSO</b>
<b>PSO</b>	100,000	93,735	97,923	93,610
<b>TVAC</b>	100,000	98,022	99,782	97,798
<b>CLAN</b>	99,590	88,771	95,887	92,195
<b>CLANM</b>	99,606	93,481	97,193	92,412
<b>CPSO</b>	100,000	97,590	98,675	93,269
<b>CCPSO</b>	99,996	91,661	97,315	93,076
<b>NLP</b>	100,000	-	-	-

Pela Tabela 6.2, pode-se observar que a abordagem *PSO-TVAC* apresentou os melhores resultados, e também o menor desvio entre o melhor e o pior valor. Os valores obtidos pelo *ECPSO* foram piores que a média, fato que pode ser explicado pelo fato de que os valores médios não são necessariamente factíveis.

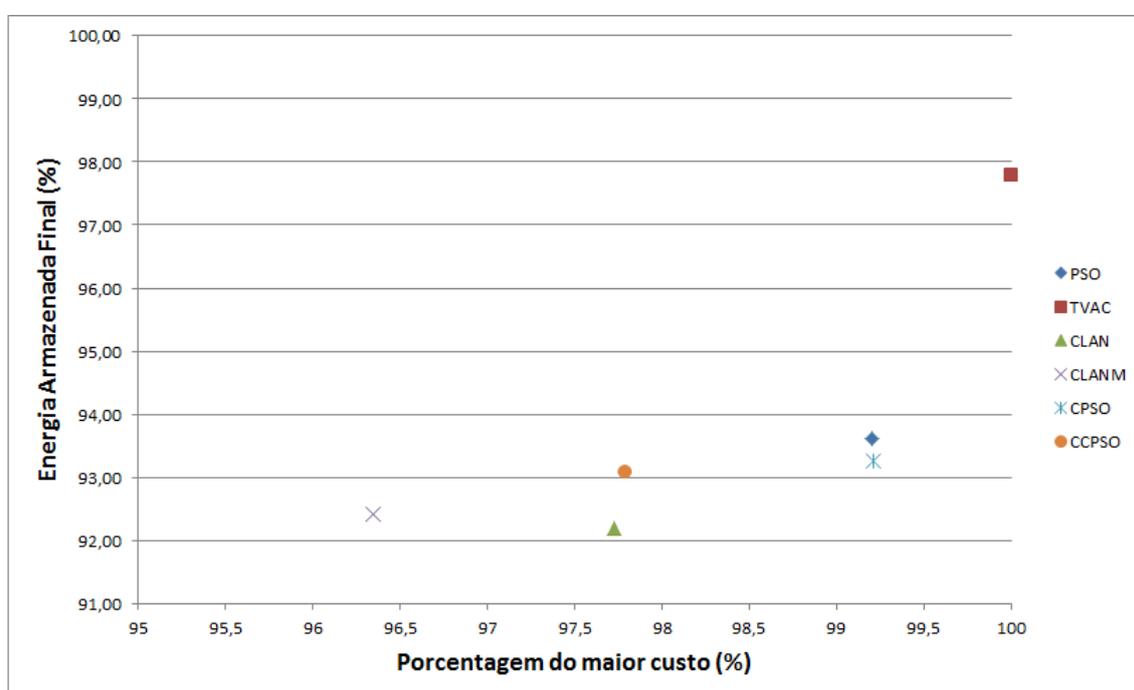
Considerando simultaneamente custo e Energia Armazenada, como mostrado na tabela Tabela 6.3, em que os valores de custo são normalizados em relação ao maior custo, pode-se observar que, com a utilização do *ECPSO*, o algoritmo *Clan PSO com migração* apresentou melhor custo, porém uma Energia Armazenada relativamente baixa. Já a abordagem *PSO-TVAC* apresentou a melhor Energia Armazenada, porém o custo mais elevado para o *Extended Center PSO*.

A Figura 6.1 apresenta a frente de Pareto para os valores da tabela Tabela 6.3. Observa-se que a abordagem *Center Clan PSO* apresenta o melhor compromisso entre as duas variáveis envolvidas, custo e Energia Armazenada. Caberá ao operador ou tomador

**Tabela 6.3:** *Relação Custo × Energia Armazenada (%) - Extended Center PSO - Período: Maio/1951-Abril/1956.*

	% do maior custo	EA final (%)
<b>PSO</b>	99,200	93,610
<b>TVAC</b>	100,000	97,798
<b>CLAN</b>	97,728	92,195
<b>CLANM</b>	96,348	92,412
<b>CPSO</b>	99,208	93,269
<b>CCPSO</b>	97,789	93,076

de decisão a escolha entre priorizar a maximização do armazenamento ou a minimização do custo.

**Figura 6.1:** *Frente de Pareto para a relação custo X Energia Armazenada.*

### 6.1.2 Período 1961-1966

Para o período (b) - de Maio/1961 a Abril/1966 - a Tabela 6.4 apresenta os resultados de custo térmico final obtido para o melhor dos 16 estudos, a média entre esses 16 estudos, e o resultado obtido pelo *ECPSO*. Da mesma forma, a Tabela 6.5 apresenta os resultados obtidos para a Energia Armazenada final.

Pelas Tabelas 6.4 e 6.5, é possível observar que a abordagem por *ECPSO* apresentou melhores resultados que a média entre os estudos, além de apresentar melhor custo em relação ao melhor resultado entre os 16 estudos. É possível ainda observar que em todos os casos o *ECPSO* apresentou uma Energia Armazenada final de 100%.

**Tabela 6.4:** *Custo Térmico (\$) - Extended Center PSO - Período: Maio/1961-Abril/1966.*

	<b>Melhor de 16</b>	<b>Média</b>	<b>ECPSO</b>
<b>PSO</b>	721.355.292	740.473.284	718.366.015
<b>TVAC</b>	698.469.152	713.639.100	695.083.397
<b>CLAN</b>	706.691.470	714.770.102	702.662.665
<b>CLANM</b>	703.070.793	711.482.947	698.739.920
<b>CPSO</b>	717.651.905	730.687.821	710.370.720
<b>CCPSO</b>	715.266.895	727.552.276	713.724.072
<b>NLP</b>	730.219.608	-	-

**Tabela 6.5:** *Energia Armazenada (%) - Extended Center PSO - Período: Maio/1961-Abril/1966.*

	<b>Melhor de 16</b>	<b>Média</b>	<b>ECPSO</b>
<b>PSO</b>	100,000	99,999	100,000
<b>TVAC</b>	100,000	100,000	100,000
<b>CLAN</b>	100,000	99,997	100,000
<b>CLANM</b>	100,000	99,995	100,000
<b>CPSO</b>	100,000	99,999	100,000
<b>CCPSO</b>	100,000	99,999	100,000
<b>NLP</b>	100,000	-	-

Observa-se nesse caso que o *PSO-TVAC* foi o que apresentou o melhor custo para a abordagem proposta, sendo seguido de perto pelo resultado da abordagem *Clan PSO com migração*. Em todos os casos, os resultados obtidos pela abordagem *ECPSO* foram melhores que o *NLP*.

### 6.1.3 Período 1980-1985

As Tabelas 6.6 e 6.7 apresentam os resultados obtidos para custo e Energia Armazenada final para o período (c) - de Maio/1980 a Abril/1985.

**Tabela 6.6:** *Custo Térmico (\$) - Extended Center PSO - Período: Maio/1980-Abril/1985.*

	<b>Melhor de 16</b>	<b>Média</b>	<b>ECPSO</b>
<b>PSO</b>	263.811.002	276.382.173	249.515.132
<b>TVAC</b>	254.232.550	268.964.106	243.382.462
<b>CLAN</b>	257.417.192	265.167.775	241.358.895
<b>CLANM</b>	255.096.756	261.999.096	238.143.157
<b>CPSO</b>	265.361.823	284.720.670	255.615.246
<b>CCPSO</b>	260.310.380	265.664.045	241.940.578
<b>NLP</b>	314.388.531	-	-

Pelas Tabelas 6.6 e 6.7, é possível observar uma melhora significativa dos resultados obtidos pelo *ECPSO* em relação tanto à média entre os estudos quanto em

**Tabela 6.7:** *Energia Armazenada (%) - Extended Center PSO - Período: Maio/1980-Abril/1985.*

	<b>Melhor de 16</b>	<b>Média</b>	<b>ECPSO</b>
<b>PSO</b>	99,790	99,275	100,000
<b>TVAC</b>	99,572	99,228	99,995
<b>CLAN</b>	99,413	99,190	100,000
<b>CLANM</b>	99,391	99,195	100,000
<b>CPSO</b>	99,464	99,181	99,915
<b>CCPSO</b>	99,397	99,219	100,000
<b>NLP</b>	100,00	-	-

relação ao melhor dos 16 estudos para cada abordagem. Adicionalmente, o *ECPSO* apresentou, para todas as abordagens, resultado melhor que o NLP. Para a Energia Armazenada Final, os resultados são também satisfatórios, podendo ser considerados todos como 100%.

Os resultados obtidos demonstram que, para a maioria dos estudos executados, especialmente em períodos médios ou úmidos, a abordagem *ECPSO* apresenta um desempenho superior a todas as abordagens PSO testadas, com melhoria nos valores de custo e Energia Armazenada final, além de soluções melhores que as apresentadas pelo NLP. Assim, o *Extended Center PSO* apresenta-se como uma alternativa promissora na avaliação de problemas através de algoritmos baseados em *PSO*.

---

## Conclusões e Trabalhos Futuros

---

O problema do planejamento energético de sistemas hidrotérmicos de geração é complexo, sendo de grande porte, dinâmico, estocástico, interconectado e não linear. Várias alternativas já foram propostas na tentativa de encontrar a solução ótima. Neste trabalho, foram estudadas e implementadas algumas abordagens recentes de meta-heurísticas de otimização baseadas no comportamento dos enxames de partículas, mais conhecidas como *Particle Swarm Optimization - PSO*. Além do *PSO* original, foram implementadas variações do algoritmo já propostas na literatura, como *PSO-TVAC*, *Clan PSO*, *Clan PSO com migração* e *Center PSO*, além do proposto *Center Clan PSO*. Todas as abordagens foram testadas com dados reais do SIN brasileiro e os resultados foram comparados àqueles obtidos através de um algoritmo clássico de otimização por fluxo em redes não linear (*NLP*).

Os resultados obtidos com as abordagens *PSO* apresentam-se promissores e compatíveis aos obtidos com o algoritmo clássico, comprovando a eficiência das meta-heurísticas estudadas na solução de problemas complexos. Para o cenário de testes usado, e para todos os períodos (seco, médio e chuvoso), a abordagem *Clan PSO com migração* foi a que apresentou os melhores resultados para o sistema teste proposto. Os resultados promissores foram obtidos devido à baixa sensibilidade tanto à não linearidade quanto à convexidade oferecido pelas abordagens *PSO*, e que são características do problema do planejamento energético.

Contudo, é preciso avaliar o tempo gasto para ajustar os parâmetros mais adequados a serem usados para cada abordagem e o comportamento social do enxame, para o problema em questão, na tentativa de tornar a busca pela solução ótima mais eficiente. Deve-se ressaltar, neste trabalho, as quantidades elevadas de iterações para a convergência e os tempos computacionais também proibitivos. Estas características podem inviabilizar o uso do *PSO* em determinadas situações que demandem respostas mais rápidas.

A partir do estudo das abordagens e sua implementação, uma nova abordagem de solução baseada no algoritmo *Center PSO* foi proposta e implementada, sendo aqui

chamada de *Extended Center PSO*. Para comprovar sua eficiência, foram realizados estudos com o mesmo sistema teste e períodos dos testes anteriores. Os resultados obtidos mostram que a utilização da abordagem *ECPSO* melhora os resultados obtidos por praticamente todas as abordagens *PSO* testadas, e a abordagem *Clan PSO com migração* foi novamente a que apresentou os melhores resultados, exceto no período Maio/1961 à Abril/1966, onde a abordagem *PSO-TVAC* apresentou um desempenho ligeiramente superior.

Há ainda que se avaliar melhor o problema da restrição de volume final, especialmente nos períodos mais secos, onde uma abordagem multi-objetivo poderia ser mais adequada. Pode-se concluir que os algoritmos baseados em *PSO* podem substituir, especialmente no caso de problemas envolvendo funções objetivo e restrições complexas e de difícil tratamento matemático, os métodos de otimização clássicos, sem um grande prejuízo nas soluções obtidas.

## 7.1 Trabalhos Futuros

Entre os possíveis trabalhos futuros a serem realizados, podem ser enumeradas as seguintes ações:

1. Testar as mesmas abordagens *PSO* para sistemas com um número maior de usinas hidrelétricas, tanto com reservatório quanto fios d'água;
2. Testar outras abordagens *PSO*, que também vem sendo propostas na literatura;
3. Realizar estudos matematicamente mais aprofundados, na tentativa de encontrar valores ótimos para o ajuste dos parâmetros, principalmente aqueles selecionados de forma empírica;
4. Modelar e implementar o problema de planejamento energético como um problema multiobjetivo, levando em consideração tanto a minimização do custo térmico envolvido quanto a maximização do volume final esperado para os reservatórios das usinas.

---

## Referências Bibliográficas

---

ABIDO, M. Optimal design of power-system stabilizers using particle swarm optimization. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 17, n. 3, p. 406 – 413, sep 2002. ISSN 0885-8969.

ADOBEFLEX. 2012. Disponível em: <<http://www.adobe.com/br/products/flex.html>>.

AL-AGTASH, S. Hydrothermal scheduling by augmented lagrangian: consideration of transmission constraints and pumped-storage units. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 4, p. 750–756, 2001.

ALRASHIDI, M. R.; EL-HAWARY, M. E. A survey of particle swarm optimization applications in electric power systems. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, v. 13, n. 4, p. 913–918, 2009.

AMJADY, N.; SOLEYMANPOUR, H. R. Daily hydrothermal generation scheduling by a new modified adaptive particle swarm optimization technique. *Electric Power Systems Research*, v. 80, n. 6, p. 723 – 732, 2010. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877960900282X>>.

ANEEL. *Agência Nacional de Energia Elétrica*. 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.

ARVANITIDIS, N. V.; ROSING, J. Composite representation of a multireservoir hydroelectric power system. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-89, n. 2, p. 319–326, 1970.

BASTOS-FILHO, C. et al. Dynamic clan particle swarm optimization. In: *Intelligent Systems Design and Applications, 2009. ISDA '09. Ninth International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 249 –254.

BERNHOLTZ, B.; GRAHAM, L. J. Hydrothermal economic scheduling part 1. solution by incremental dynamic programming. *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 79, n. 3, p. 921 –929, april 1960. ISSN 0018-9510.

BRASIL.GOV.BR. *Site do governo brasileiro*. 2012. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/>>.

CARVALHO, D.; BASTOS-FILHO, C. Clan particle swarm optimization. In: *Evolutionary Computation, 2008. CEC 2008. (IEEE World Congress on Computational Intelligence). IEEE Congress on*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 3044 –3051.

CARVALHO, M. F.; SOARES, S. An efficient hydrothermal scheduling algorithm. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 2, n. 3, p. 537–542, aug. 1987. ISSN 0885-8950.

CHANG, S.-C. et al. Hydroelectric generation scheduling with an effective differential dynamic programming algorithm. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 5, n. 3, p. 737–743, aug 1990. ISSN 0885-8950.

CICOGNA, M. A. *Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos Orientado por Objetos*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — FEEC/UNICAMP, fevereiro 1999.

CICOGNA, M. A. *Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica*. Tese (Doutorado) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - Universidade Estadual de Campinas, 2003.

CLERC, M.; KENNEDY, J. The particle swarm—explosion, stability, and convergence in a multidimensional complex space. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, v. 6, n. 1, p. 58–73, 2002.

CRUZ Jr., G. *Modelo Equivalente Não Linear para o Planejamento da Operação a Longo Prazo de Sistemas de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas (SP), 1998.

CRUZ Jr., G.; SOARES, S. Non-uniform composite representation hydroelectric systems for long-term hydrothermal scheduling. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 2, p. 702–707, may 1996. ISSN 0885-8950.

DRAKE, J. H. et al. Soptimum operation of a hydrothermal system. *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 81, n. 3, p. 242–248, april 1962. ISSN 0018-9510.

EBERHART, R. C.; SHI, Y. Comparison between genetic algorithms and particle swarm optimization. In: *Proceedings of the 7th International Conference on Evolutionary Programming VII*. London, UK: Springer-Verlag, 1998. (EP '98), p. 611–616. ISBN 3-540-64891-7. Disponível em: <<http://dl.acm.org/citation.cfm?id=647902.739129>>.

EBERHART, R. C.; SHI, Y. Comparing inertia weights and constriction factors in particle swarm optimization. *Evolutionary Computation, 2000. Proceedings of the 2000 Congress on*, v. 1, p. 84–88 vol.1, 2000. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1109/CEC.2000-.870279>>.

EIA. *World electricity installed capacity by Type on January 1, 2006*. U.S.A., 2006. Energy information administration, u.s. departament of energy. Disponível em: <<http://www.eia.gov>>.

EL-HAWARY, M. E.; CHRISTENSEN, G. S. *Optimal Economic Operation of Electric Power Systems*. New York: Academic Press, 1979.

ENGELBRECHT, A. P. *Fundamentals of Computational Swarm Intelligence*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2006. ISBN 0470091916.

ENGLES, L. et al. *Dynamic programming applied to hydro and thermal generation scheduling*. New York: IEEE Tutorial Course Text, 76CH1107-2-PWR, 1976.

FARHAT, I. A.; EL-HAWARY, M. E. Optimization methods applied for solving the short-term hydrothermal coordination problem. *Electric Power Systems Research*, v. 79, n. 9, p. 1308–1320, 2009. ISSN 03787796. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2009.04.001>>.

FINARDI, E.; SILVA, E. da. Solving the hydro unit commitment problem via dual decomposition and sequential quadratic programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 2, p. 835–844, 2006.

FORTUNATO, L. A. M. et al. *Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica*. Niterói: EDUFF Editora Universitária, 1990.

FOSSO, O. B. et al. Generation scheduling in a deregulated system: the norwegian case. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 1, p. 75–81, 1999.

FRANCO, P. E. C.; CARVALHO, M. F.; SOARES, S. A network flow model for short-term hydro-dominated hydrothermal scheduling problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 2, p. 1016–1022, 1994.

FUKAO, T.; YAMAZAKI, T.; KIMURA, S. An application of dynamic programming to economic operation problem of a power system. *Electric Technical Journal of Japan*, v. 5, p. 64, 1959.

FUKAO, T.; YAMAZAKI, T. A solution method of economic operation of hydro-thermal power systems including flow-interconnected hydro-power plants. *The Journal of the Institute of Electrical Engineers of Japan*, v. 7, n. 848, p. 601–610, 1959.

GAING, Z.-L. Particle swarm optimization to solving the economic dispatch considering the generator constraints. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 18, n. 3, p. 1187 – 1195, aug. 2003. ISSN 0885-8950.

HOTA, P.; BARISAL, A.; CHAKRABARTI, R. An improved pso technique for short-term optimal hydrothermal scheduling. *Electric Power Systems Research*, v. 79, n. 7, p. 1047 – 1053, 2009. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877960900008X>>.

JAVA. 2012. Disponível em: <<http://www.java.com>>.

JIEKANG, W. et al. A hybrid method for optimal scheduling based on particle swarm optimization and chance-constrained programming. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, v. 23, n. 4, p. 1570–1579, 2008.

KENNEDY, J.; EBERHART, R. Particle swarm optimization. In: *Neural Networks, 1995. Proceedings., IEEE International Conference on*. [S.l.: s.n.], 1995. v. 4, p. 1942 –1948.

KIRCHMAYER, L. K. *Economic control of interconnected systems*. New York: Wiley, 1959.

LEITE, P. T.; CARNEIRO, A. A. F. M.; CARVALHO, A. Aplicação de algoritmos genéticos na determinação da operação ótima de sistemas hidrotérmicos de potência. *Sba Controle & Automação, scielo*, v. 17, p. 81 – 88, 03 2006. ISSN 0103-1759. Disponível em: <[http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0103-17592006000100008&nrm=iso](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592006000100008&nrm=iso)>.

- LIU, Y. et al. Center particle swarm optimization. *Neurocomputing*, Elsevier Science Publishers B. V., Amsterdam, The Netherlands, The Netherlands, v. 70, p. 672–679, January 2007. ISSN 0925-2312. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.neucom.2006.10.002>>.
- MANDAL, K. K.; BASU, M.; CHAKRABORTY, N. Particle swarm optimization technique based short-term hydrothermal scheduling. *Appl. Soft Comput.*, Elsevier Science Publishers B. V., Amsterdam, The Netherlands, The Netherlands, v. 8, p. 1392–1399, September 2008. ISSN 1568-4946. Disponível em: <<http://dl.acm.org/citation.cfm?id=1410470.1410623>>.
- MIRANDA, V.; SRINIVASAN, D.; PROENÇA, L. Evolutionary computation in power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 20, n. 2, p. 89 – 98, 1998. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061597000409>>.
- MME. *Matriz Energética Brasileira 2030 - site do Ministério de Minas e Energia*. 2007. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/spe/galerias/arquivos/Publicacoes-/matriz\\_energetica\\_nacional\\_2030/MatrizEnergeticaNacional2030.pdf](http://www.mme.gov.br/spe/galerias/arquivos/Publicacoes-/matriz_energetica_nacional_2030/MatrizEnergeticaNacional2030.pdf)>.
- OLIVEIRA, G.; SOARES, S. A second order network flow algorithm for hydrothermal scheduling. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 10, n. 3, p. 1635 –1641, aug 1995. ISSN 0885-8950.
- ONS. *Operador Nacional do Sistema Elétrico*. 2012. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- PARK, J.-B. et al. A particle swarm optimization for economic dispatch with nonsmooth cost functions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 1, p. 34–42, 2005. Cited By (since 1996) 266. Disponível em: <<http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-13844317036&partnerID=40&md5=38b599c165638f803c4c8b3ee90dfac2>>.
- PEN. *Plano Anual da Operação Energética - PEN 2011*. 2011. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/download/avaliacao\\_condicao\\_operacao\\_energetica/PEN\\_2011\\_VOL1\\_RELATORIO\\_EXECUTIVO.pdf](http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao_operacao_energetica/PEN_2011_VOL1_RELATORIO_EXECUTIVO.pdf)>.
- PEREIRA, M. V. F. Optimal scheduling of hydrothermal systems – an overview. In: *Proc. IFAC Intl. Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems*. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.], 1985.
- PEREIRA, M. V. F. Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 11, n. 3, p. 161–169, 1989.
- PERERA, K. W. Optimum generating schedule for a hydro-thermal power system/an analog computer solution to the short-range problem. *SIMULATION*, v. 12, n. 4, p. 191–199, April 1969.
- POSTGRESQL. 2012. Disponível em: <<http://www.postgresql.org/>>.
- RATNAWEERA, A.; HALGAMUGE, S.; WATSON, H. Self-organizing hierarchical particle swarm optimizer with time-varying acceleration coefficients. *Evolutionary Computation, IEEE Transactions on*, v. 8, n. 3, p. 240 – 255, june 2004. ISSN 1089-778X.

- REIS, L. B. dos. *Geração de Energia Elétrica*. [S.l.]: Manole, 2011.
- SCHREIBER, G. P. *Usinas Hidrelétricas*. Rio de Janeiro: Edgard Blucher Ltda, 1977.
- SHI, Y.; EBERHART, R. C. Parameter selection in particle swarm optimization. In: *EP '98: Proceedings of the 7th International Conference on Evolutionary Programming VII*. London, UK: Springer-Verlag, 1998. p. 591–600. Disponível em: <<http://portal.acm.org/citation.cfm?id=647902.738978>>.
- SOARES, S.; CARNEIRO, A. A. F. M. Optimal operation of reservoirs for electric generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 6, n. 3, p. 1101–1107, 1991.
- SOARES, S.; LYRA, C.; TAVARES, H. Optimal generation scheduling of hydrothermal power systems. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-99, n. 3, p. 1107–1118, may 1980. ISSN 0018-9510.
- TURGEON A. & CHARBONNEAU, R. An aggregation-disaggregation approach to long-term reservoir management. *Water Resources Research*, v. 34, n. 12, p. 3585–3594, 1998.
- WONG, K.; WONG, Y. Short-term hydrothermal scheduling part. i. simulated annealing approach. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, v. 141, n. 5, p. 497–501, sep 1994. ISSN 1350-2360.
- WOOD, A.; WOLLENBERG, B. *Power generation, operation, and control*. J. Wiley & Sons, 1996. (A Wiley Interscience publication, v. 1). ISBN 9780471586999. Disponível em: <<http://books.google.com/books?id=xg6yQgAACAAJ>>.
- WU, Y.-G.; HO, C.-Y.; WANG, D.-Y. A diploid genetic approach to short-term scheduling of hydro-thermal system. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 15, n. 4, p. 1268–1274, nov 2000. ISSN 0885-8950.
- YANG, C.-H. et al. A modified particle swarm optimization for global optimization. *IJACT: International Journal of Advancements in Computing Technology*, v. 3, n. No. 7, p. 169–189, 2011.
- YANG, P.-C.; YANG, H.-T.; HUANG, C.-L. Scheduling short-term hydrothermal generation using evolutionary programming techniques. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, v. 143, n. 4, p. 371–376, jul 1996. ISSN 1350-2360.
- YEH, W. Reservoir management and operations models: a state of the art review. *Water Resources Research*, v. 21, n. 12, p. 1797–1818, 1985.
- YOSHIDA, H. et al. A particle swarm optimization for reactive power and voltage control considering voltage security assessment. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 15, n. 4, p. 1232–1239, nov 2000. ISSN 0885-8950.
- YU, B.; YUAN, X.; WANG, J. Short-term hydro-thermal scheduling using particle swarm optimization method. *Energy Conversion and Management*, v. 48, n. 7, p. 1902–1908, 2007. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890407000489>>.

YU, Z.; SPARROW, F. T.; NDERITU, D. Long-term hydrothermal scheduling using composite thermal and composite hydro representations. *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, v. 145, n. 2, p. 210–216, 1998.

YUAN, X.; WANG, L.; YUAN, Y. Application of enhanced pso approach to optimal scheduling of hydro system. *Energy Conversion and Management*, v. 49, n. 11, p. 2966–2972, 2008. <ce:title>Special Issue 3rd International Conference on Thermal Engineering: Theory and Applications</ce:title>. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890408002446>>.

## ***ANEXO A – Energia Armazenada***

O presente anexo apresenta a formulação de Energia Armazenada conforme descrito por CRUZ Jr. (1998).

Seja  $x^0$  o volume útil de uma usina hidrelétrica isolada em um dado estado de armazenamento inicial:

$$x^0 = x^{inicial} - \underline{x}. \quad (A.1)$$

Seja  $h(x)$  a altura de queda média como uma função do volume útil apenas:

$$h(x) = h_{mon}(x^0) - h_{jus_{med}} - pc, \quad (A.2)$$

em que  $h_{jus_{med}}$  é o nível médio do canal de fuga.

Cada quantidade incremental de água  $dx$  descarregada do reservatório irá produzir uma quantidade incremental de energia elétrica  $de$  igual à energia potencial da quantidade incremental de água multiplicada pelo rendimento médio do processo de conversão de energia

$$de = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot h(x) \cdot dx = k \cdot h(x) \cdot dx, \quad (A.3)$$

em que  $\rho$  é o peso específico da água e  $g$  é a aceleração da gravidade.

A energia associada com o armazenamento do reservatório pode então ser calculada como a integração de (A.3) dentro dos limites do volume útil:

$$e(x^0) = \int_0^{x^0} de = k \cdot \int_0^{x^0} h(x) \cdot dx, \quad (A.4)$$

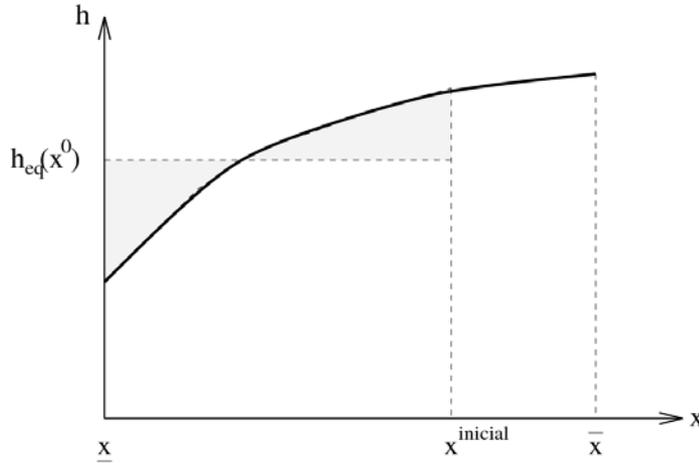
ou

$$e(x^0) = x^0 \cdot k \cdot h_{eq}(x^0), \quad (A.5)$$

em que:

$$h_{eq}(x^0) = \frac{1}{x^0} \cdot \int_0^{x^0} h(x) dx, \quad (A.6)$$

é a *altura equivalente* com a qual a usina transforma a água armazenada em seu reservatório em energia elétrica durante o deplecionamento, como ilustrado na figura a seguir.



**Figura A.1:** *Altura Equivalente do Reservatório.*

Note de (A.5) que a energia armazenada no reservatório é calculada como o produto da água armazenada  $x^0$  e da produtividade média da usina  $p = k \cdot h_{eq}(x^0)$ .

Para um sistema com  $N$  usinas em cascata, uma quantidade incremental de água  $dx_i$  descarregada da usina  $i$  passará por todas as usinas a jusante e produzirá uma quantidade incremental de energia  $de_i$  expressa como:

$$de_i = \left[ \sum_{j \in J_i} k_j \cdot h_j(x_j) \right] dx_i, \quad (\text{A.7})$$

em que  $J_i$  é o conjunto das usinas a jusante da usina  $i$ .

A energia armazenada  $e_i(x_i^0)$  em cada usina  $i$  é calculada pela integração de (A.7), a qual requer conhecimento dos relacionamentos entre os armazenamentos das usinas a jusante  $x_j$ ,  $j \in J_i$ , e o nível de armazenamento do reservatório da usina,  $x_i$ , durante o processo de deplecionamento. Portanto, a estimação da energia armazenada no sistema requer a adoção de uma *regra de operação de reservatórios (ROR)* para estabelecer o comportamento dos reservatórios durante o processo de deplecionamento.

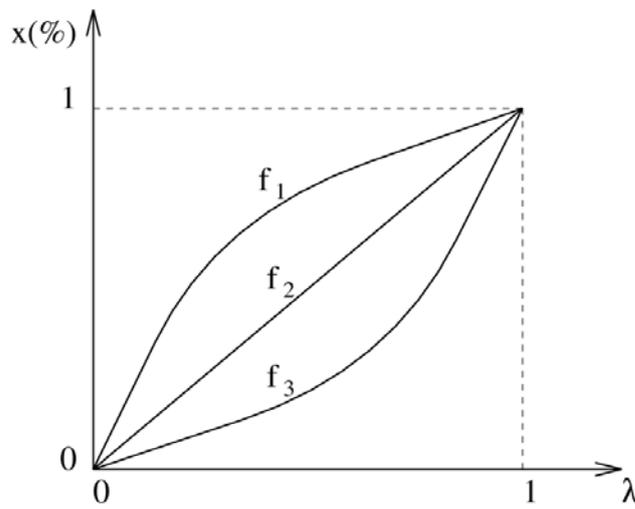
Um meio comum de representar uma regra de operação de reservatórios é associar o armazenamento de cada reservatório com um parâmetro único  $\lambda$ , variando de zero a um, tal que, para  $\lambda = 1$  os reservatórios estão em seu armazenamento inicial e para  $\lambda = 0$  os reservatórios estão vazios. Seja  $f_i(\lambda)$  qualquer função real diferenciável entre

zero e um, tal que:

$$f_i(\lambda) = \begin{cases} 1 & \text{se } \lambda = 1 \\ 0 & \text{se } \lambda = 0 \end{cases} \quad (\text{A.8})$$

A regra de operação do reservatório  $i$  pode ser estabelecida como:

$$x_i(\lambda) = x_i^0 \cdot f_i(\lambda). \quad (\text{A.9})$$



**Figura A.2:** Regras de Operação.

Note que a forma das funções  $f_i(\lambda)$  irá estabelecer o comportamento relativo dos reservatórios durante o processo de deplecionamento. Inserindo (A.9) em (A.7), a energia incremental produzida por cada usina pode ser expressa como uma função de  $\lambda$ :

$$de_i = \left[ \sum_{j \in J_i} k_j \cdot h_j(x_j(\lambda)) \right] dx_i(\lambda). \quad (\text{A.10})$$

Desde que

$$dx_i(\lambda) = x_i^0 \cdot \frac{df_i(\lambda)}{d\lambda} \cdot d\lambda, \quad (\text{A.11})$$

a expressão final para  $de_i$  será:

$$de_i = \left[ \sum_{j \in J_i} k_j \cdot h_j(x_j(\lambda)) \right] \cdot x_i^0 \cdot \frac{df_i(\lambda)}{d\lambda} \cdot d\lambda. \quad (\text{A.12})$$

A energia armazenada na usina  $i$  pode agora ser calculada integrando-se (A.12)

em relação a  $\lambda$ :

$$e_i(x^0_i) = \int_0^1 \sum_{j \in J_i} k_j \cdot h_j(x_j(\lambda)) \cdot x^0_i \cdot \frac{df_i(\lambda)}{d\lambda} \cdot d\lambda, \quad (\text{A.13})$$

a qual pode ser reescrita como:

$$e_i(x^0_i) = x^0_i \cdot \sum_{j \in J_i} k_j \cdot \int_0^1 h_j(x_j(\lambda)) \cdot \frac{df_i(\lambda)}{d\lambda} \cdot d\lambda, \quad (\text{A.14})$$

ou, finalmente:

$$e_i(x^0_i) = x^0_i \cdot \sum_{j \in J_i} k_j \cdot h_{eqij}, \quad (\text{A.15})$$

em que:

$$h_{eqij} = \int_0^1 h_j(x_j(\lambda)) \cdot \frac{df_i(\lambda)}{d\lambda} \cdot d\lambda, \quad (\text{A.16})$$

é a *altura equivalente* da usina  $j$  em relação à usina  $i$ , isto é, a altura média com a qual a usina  $j$  transforma a água proveniente da usina  $i$  em energia durante o deplecionamento de ambas segundo a regra  $f_i(\lambda)$ . Note de (A.15) que a energia armazenada no reservatório  $i$  é calculada como o produto da água armazenada  $x^0_i$  e a produtividade média agregada da usina  $\sum_{j \in J_i} k_j \cdot h_{eqij}$ . A energia armazenada total no sistema  $e(x^0)$  é então calculada como:

$$e(x^0) = \sum_{i \in R} e_i(x^0_i), \quad (\text{A.17})$$

em que  $R$  é o conjunto de usinas com reservatório do sistema.

Deve-se observar que as funções  $f_i(\lambda)$  não devem necessariamente ser diferenciáveis. Esta hipótese foi assumida apenas por conveniência da apresentação. Consequentemente, o modelo equivalente genérico aqui proposto pode ser implementado para quaisquer regras de operação contínuas usando-se técnicas de integração numérica.