

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**PLANEJAMENTO DINÂMICO DA EXPANSÃO  
DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO  
ATRAVÉS DE METAHEURÍSTICAS**

**CLEBER ESTEVES SACRAMENTO**

Tese submetida ao  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
como parte dos requisitos para obtenção do Título de  
Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva

Co-Orientador: Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso

**AGOSTO 2007**

**ITAJUBÁ – MG – BRASIL**

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –  
Bibliotecária Margareth Ribeiro – CRB\_6/1700

S123p

Sacramento, Cleber Esteves

Planejamento dinâmico da expansão de sistemas de subtransmissão através de metaheurísticas / Cleber Esteves Sacramento. Itajubá, (MG): [s.n.], 2007.

211 p.: il.

Orientador: Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva.

Co-orientador: Prof. Dr. Luiz Antônio da Fonseca Manso.

Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Planejamento Dinâmico. 2. Metaheurística. 3. Não – Determinístico.

I. Silva, Armando Martins Leite da, orient. II. Manso, Luiz Antônio da Fonseca, co-orient. III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.

CDU 621.315 (043)




Ministério da Educação  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
Criada pela Lei nº 10435, de 24 de abril de 2002


## PRONUNCIAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA DE TESE DE DOUTORADO


A Comissão Examinadora nomeada pela Portaria nº 413 de 17 de agosto de 2007, cumpridas todas as etapas da Sessão de Defesa de Tese previstas no Regulamento do Curso de Doutorado em Engenharia Elétrica, se posiciona favoravelmente à "Aprovação" da Tese de Doutorado intitulada: "Planejamento Dinâmico da Expansão de Sistemas de Subtransmissão através de Metaheurísticas" e emite instrução para que o Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, tome as providências necessárias junto ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) para a expedição do título de **Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica, na Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**, desde que atendidas as demais exigências regimentais, a **Cleber Esteves Sacramento**.


Itajubá, 20 de agosto de 2007.

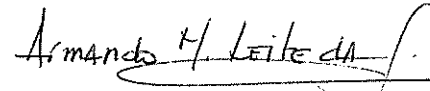
  
Prof. Dr. Milton Brown Do Coutto Filho  
1º Examinador – UFF

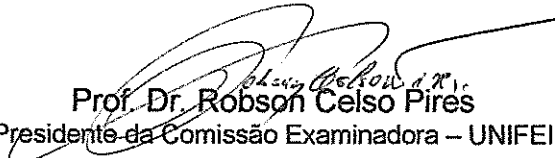
  
Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula  
2º Examinador – UNESP

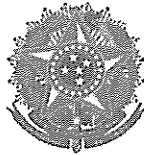
  
Prof. Dr. Leonardo de Mello Honório  
3º Examinador - UNIFEI

  
Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa  
4º Examinador – UNIFEI

  
Prof. Dr. Luiz Antonio da Fonseca Manso  
5º Examinador – UFSJ – (Co-Orientador)

  
Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva  
6º Examinador – UNIFEI – (Orientador)

  
Prof. Dr. Robson Celso Pires  
Presidente da Comissão Examinadora – UNIFEI



Ministério da Educação  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
Criada pela Lei nº 10435, de 24 de abril de 2002

**FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA DE TESE DE DOUTORADO**

Título da Tese: **“Planejamento Dinâmico da Expansão de Sistemas de Subtransmissão através de Metaheurísticas”**

Autor: **Cleber Esteves Sacramento**

**JULGAMENTO**

Examinadores	Conceito	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	A	
5º	A	
6º	A	

Resultado Médio: Conceito:     A     ou seja,     Aprovado    

Observações: \_\_\_\_\_

Itajubá, 20 de agosto de 2007.

Prof. Dr. Milton Brown Do Coutto Filho  
1º Examinador – UFF

Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula  
2º Examinador – UNESP

Prof. Dr. Leonardo de Mello Honório  
3º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa  
4º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Luiz Antonio da Fonseca Manso  
5º Examinador – UFSJ – (Co-Orientador)

Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva  
6º Examinador – UNIFEI – (Orientador)

Prof. Dr. Robson Celso Pires  
Presidente da Comissão Examinadora – UNIFEI

Dedico esta Tese à minha família.

## Agradecimentos

- ✓ Agradeço a Deus pelo deslumbrante milagre da vida.
- ✓ Aos meus pais, por terem sido meus primeiros orientadores nesta Tese ainda inacabada que é a minha vida.
- ✓ À minha esposa e filhos que abriram mão de tantas coisas em função de minha realização e que, acredito, também seja a deles.
- ✓ Ao Prof. Armando por não me deixar desistir desta empreitada e pela paciência nos meus momentos de indecisão. As inequívocas demonstrações de companheirismo, profissionalismo e um grande amor à ciência foram sempre minha inspiração.
- ✓ Ao Prof. Luíz Manso pelas valiosas correções e sugestões de melhoria que certamente tornaram o presente texto mais didático e mais agradável de se ler.
- ✓ Um agradecimento especial aos amigos do GESis: Leonidas C. de Resende, Warley de Souza Sales e Leandro Soares Rezende pelas imprescindíveis contribuições no desenvolvimento deste trabalho. Serei eternamente grato.
- ✓ À Cemig que, através do apoio financeiro ao projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, possibilitou a conclusão desta Tese.

## RESUMO

O planejamento dinâmico da expansão de sistemas de subtransmissão (PDES) é uma tarefa de otimização complexa, pois deve assegurar o atendimento à demanda de energia elétrica, com nível de confiabilidade adequado, minimizando custos de expansão (investimentos) e de operação (perdas ôhmicas, interrupção, etc.) a longo prazo. O principal objetivo do PDES é definir onde, quando e quais reforços deverão ser implantados na rede elétrica. Para tal, deve-se considerar um horizonte plurianual, de modo a determinar as melhores seqüências de obras de reforço. A maior parte dos trabalhos encontrados na literatura é dedicada a sistemas de transmissão, com enfoque no planejamento determinístico e estático, sendo empregada uma grande diversidade de técnicas de otimização, desenvolvidas com o propósito de explorar as características combinatórias do problema.

Nesta Tese é apresentada uma nova metodologia para solucionar o problema PDES, utilizando *Estratégias de Evolução* e *Busca Tabu* em conjunto com a heurística utilizada pelo GRASP (*Greedy Randomized Search Procedure*), para a construção de soluções iniciais inteligentes. Outras metaheurísticas são também discutidas. A modelagem dada ao problema considera a busca pela solução de mínimo valor presente do custo global, composto pelos custos associados a investimentos, perdas ôhmicas e interrupção. Os custos de interrupção são obtidos pela avaliação do índice de confiabilidade LOLC (Loss of Load Cost).

As alternativas de reforço são primeiramente avaliadas através de um algoritmo de fluxo de potência linear (fluxo DC), incluindo perdas ativas de transmissão. As melhores soluções encontradas são posteriormente reavaliadas através do fluxo não-linear (fluxo AC), a fim de se verificar a necessidade de obras complementares, visando atender ao critério de nível de tensão especificado nas barras. Estas soluções são, então, submetidas a diferentes cenários de carga, e novos reforços podem ser agregados ou postergados. Utilizando-se os critérios de *Mínimo Custo Esperado* e *Mínimo Máximo Arrependimento*, uma solução de reforço é então escolhida. Para ilustrar a metodologia proposta, aplicações em um sistema hipotético e em sistemas reais são realizadas e os resultados devidamente discutidos.

# ABSTRACT

The dynamic expansion planning of sub-transmission systems (DEPS) is a complex optimization problem, since it has to ensure load demand along the years of the planning horizon, while minimizing investment and operation costs, within adequate reliability levels. The main goal of DEPS is to define where, when and what reinforcements have to be put into service in the electrical network. In order to determine the best sequences of sub-transmission equipment reinforcements, multistage analyses have to be carried out within the planning horizon. Most of the methodologies found in the technical literature deals with deterministic static planning, and a variety of optimization techniques are employed to cope with the combinatorial characteristic of this problem.

In this thesis, a new methodology is proposed to solve the DEPS problem, based on *Evolution Strategies* and *Tabu Search*, together with the heuristic known as GRASP, *Greedy Randomized Search Procedure*, which is used to build initial intelligent solutions. Other metaheuristics are also discussed in the thesis. The proposed DEPS model tries to reach the minimum present value of the total cost, which includes the costs associated with investments, Joule losses and customer load interruptions. Interruption costs are obtained through the assessment of the reliability index known as LOLC (*Loss of Load Cost*).

The alternatives to sub-transmission reinforcements are initially obtained based on a DC linear load flow algorithm, including transmission losses. The best achieved solutions are further evaluated through an AC nonlinear load flow, in order to verify the needs for complementary reactive support to attend bus voltage magnitude criteria. These best solutions are then submitted to different load scenarios, and new reinforcements may be aggregated or even postponed. Based on strategies such as Minimum Expected Cost and Minimax (i.e., minimizing the maximum possible loss), a final sub-transmission equipment reinforcement sequence is chosen. In order to illustrate the proposed methodology, applications to hypothetical and real sub-transmission networks are carried out and the results are duly discussed.



# SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>VIII</b>
<b>LISTA DE TABELAS .....</b>	<b>X</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS .....</b>	<b>XVI</b>
<b>CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	1
1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO .....	5
1.2.1 Planejamento Determinístico .....	5
1.2.2 Planejamento sob Incertezas Externas .....	7
1.2.3 Planejamento sob Incertezas Internas.....	9
1.2.4 Conclusões .....	11
1.3 ESTRUTURA DA TESE.....	13
<b>CAPÍTULO 2 PLANEJAMENTO ESTÁTICO .....</b>	<b>16</b>
2.1 INTRODUÇÃO.....	16
2.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DETERMINÍSTICO.....	16
2.3 METAHEURÍSTICAS.....	20
2.3.1 Algoritmos Genéticos.....	20
2.3.2 Busca Tabu .....	25
2.3.3 Estratégias de Evolução .....	27
2.3.4 Otimização por Enxame de Partículas.....	32
2.3.5 Enxame Evolucionário de Partículas .....	35
2.3.6 Busca Dispersa .....	38
2.4 ANÁLISE COMPARATIVA.....	42
2.4.1 Sistema Teste.....	42
2.4.2 Sistema Pirapora 2 .....	54
2.5 CONCLUSÕES.....	67
<b>CAPÍTULO 3 PLANEJAMENTO DINÂMICO .....</b>	<b>69</b>
3.1 INTRODUÇÃO.....	69
3.2 INICIALIZAÇÃO INTELIGENTE .....	70

3.2.1 Sistema Teste.....	75
3.2.2 Sistema Pirapora 2.....	76
3.3 MODELO 1.....	78
3.4 MODELO 2.....	80
3.5 MODELO 3.....	82
3.6 APLICAÇÃO DOS MODELOS.....	85
3.6.1 Sistema Teste.....	85
3.6.2 Sistema Pirapora 2.....	92
3.7 CONCLUSÕES.....	97
<b>CAPÍTULO 4 ASPECTOS COMPLEMENTARES.....</b>	<b>100</b>
4.1 INTRODUÇÃO.....	100
4.2 PERDAS ÔHMICAS.....	100
4.2.1 Sistema Teste.....	105
4.2.2 Sistema Pirapora 2.....	107
4.3 ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA AC.....	109
4.4 CONFIABILIDADE.....	114
4.4.1 Sistema Teste.....	118
4.4.2 Sistema Pirapora 2.....	126
4.5 CONCLUSÕES.....	132
<b>CAPÍTULO 5 INCERTEZAS EXTERNAS.....</b>	<b>134</b>
5.1 INTRODUÇÃO.....	134
5.2 TÉCNICA DE CENÁRIOS.....	135
5.3 CRITÉRIO DO MÍNIMO CUSTO ESPERADO.....	137
5.4 CRITÉRIO DE MINIMIZAÇÃO DO MÁXIMO ARREPENDIMENTO.....	138
5.5 OUTROS CRITÉRIOS DE SELEÇÃO.....	139
5.6 APLICAÇÃO.....	141
5.6.1 Resultados.....	144
5.6.2 Critério de Mínimo Custo Esperado.....	149
5.6.3 Minimização do Máximo Arrependimento.....	153
5.7 CONCLUSÕES.....	156
<b>CAPÍTULO 6 METODOLOGIA APLICADA.....</b>	<b>158</b>
6.1 INTRODUÇÃO.....	158

6.2 AJUSTES NO MODELO DE OTIMIZAÇÃO.....	160
6.3 METODOLOGIA DESENVOLVIDA E APLICAÇÃO.....	164
6.3.1 Obtenção do Sistema Equivalente.....	166
6.3.2 Conversão para o formato de entrada do Otimizador.....	167
6.3.3 Busca das Alternativas de Expansão .....	168
6.3.4 Conversão para o formato de entrada do NH2.....	172
6.3.5 Análise de Confiabilidade .....	173
6.3.6 Análise de Fluxo de Potência AC .....	177
6.3.7 Análise sob Incertezas.....	178
6.4 CONCLUSÕES.....	189
<b>CAPÍTULO 7 CONCLUSÕES.....</b>	<b>191</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>197</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Cruzamento a Partir de um Ponto.....	23
Figura 2.2 – Cruzamento na Região entre Dois Pontos.....	23
Figura 2.3 – Cruzamento Uniforme.....	24
Figura 2.4 – Exemplo de um Indivíduo.....	31
Figura 2.5 – Velocidade da partícula j - termos de inércia, memória e cooperação..	34
Figura 2.6 – Sistema Teste.....	43
Figura 2.7 – Resultados para o Sistema Atual.....	45
Figura 2.8 – Resultados para o Sistema Futuro sem Expansão.....	47
Figura 2.9 – Resultados para o Sistema Futuro com Expansão.....	52
Figura 2.10 – Sistema Pirapora 2.....	54
Figura 2.11 – Resultados para o Sistema Pirapora 2 sem Reforços.....	58
Figura 2.12 – Resultados para o Sistema Pirapora 2 com Expansão Ótima.....	64
Figura 4.1 – Resultados da Análise de Fluxo AC do Sistema em 2015.....	114
Figura 5.1 – Região de Domínio das Estratégias de Acordo com o Critério de Hurwicz.....	141
Figura 5.2 – Custo Esperado × Custo Unitário de Interrupção para o Sistema Pirapora 2.....	151
Figura 5.3 – Custo Esperado × Custo Unitário de Interrupção - Estratégias A1, E2 e B3.....	152
Figura 5.4 – Mínimo Custo Esperado × Custo Unitário de Interrupção - Sistema Pirapora 2.....	152

Figura 5.5 – Custo Esperado × Taxa de Desconto - Sistema Pirapora 2.....	153
Figura 5.6 – Máximo Arrependimento × Custo Unitário de Interrupção - Sistema Pirapora 2.....	154
Figura 5.7 – Máximo Arrependimento × Custo Unitário de Interrupção – Seqüências A1, E2 e B3.....	155
Figura 5.8 – Máximo Arrependimento × Taxa de Desconto - Sistema Pirapora 2..	156
Figura 6.1 – Janela do Programa Conversor.....	167
Figura 6.2 – Diagrama Unifilar do Sistema Noroeste.....	168
Figura 6.3 – Carga Total do Sistema Noroeste – Cenários Alto, Médio e Baixo.....	179
Figura 6.4 – Custo Esperado × Custo Unitário de Interrupção - Sistema Noroeste.....	182
Figura 6.5 – Custo Esperado × Taxa de Desconto - Sistema Noroeste.....	182
Figura 6.6 – Máximo Arrependimento × Custo Unitário de Interrupção - Sistema Noroeste.....	184
Figura 6.7 – Máximo Arrependimento × Taxa de Desconto - Sistema Noroeste.....	184
Figura 6.8 – Diagrama Unifilar com Expansão da Estratégia A - Sistema Noroeste.....	187
Figura 6.9 – Diagrama Unifilar com Expansão da Estratégia I - Sistema Noroeste.....	189

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Dados de Geração.....	43
Tabela 2.2 – Dados de Carga.....	43
Tabela 2.3 – Dados de Circuitos Existentes.....	44
Tabela 2.4 – Dados de Circuitos Novos.....	44
Tabela 2.5 – Potência Máxima e Custo de Operação de cada Gerador.....	45
Tabela 2.6 – Fluxo e Carregamento Percentual de cada Circuito para o Sistema Atual.....	46
Tabela 2.7 – Fluxo e Carregamento Percentual de cada Circuito para o Sistema Futuro sem Expansão.....	48
Tabela 2.8 – Parâmetros: GA.....	49
Tabela 2.9 – Parâmetros: TS.....	49
Tabela 2.10 – Parâmetros: ES.....	49
Tabela 2.11 – Parâmetros: PSO.....	49
Tabela 2.12 – Parâmetros: EPSO.....	49
Tabela 2.13 – Parâmetros: SS.....	50
Tabela 2.14 – Resultados: Sistema Teste.....	50
Tabela 2.15 – Dados de Circuitos com Expansão.....	51
Tabela 2.16 – Fluxo e Carregamento Percentual de cada Circuito para o Sistema Futuro com Expansão.....	53
Tabela 2.17 – Estudo comparativo dos algoritmos.....	53

Tabela 2.18 – Dados de Subestações.....	55
Tabela 2.19 – Dados de Circuitos Existentes.....	56
Tabela 2.20 – Dados de Circuitos Novos.....	57
Tabela 2.21 – Fluxo e Carregamento Percentual de cada Circuito para o Sistema Pirapora 2 sem Reforços.....	59
Tabela 2.22 – Parâmetros: GA.....	61
Tabela 2.23 – Parâmetros: TS.....	61
Tabela 2.24 – Parâmetros: ES.....	61
Tabela 2.25 – Parâmetros: PSO.....	61
Tabela 2.26 – Parâmetros: EPSO.....	61
Tabela 2.27 – Parâmetros: SS.....	62
Tabela 2.28 – Resultados: Sistema Pirapora 2.....	62
Tabela 2.29 – Dados de Circuitos com Expansão.....	63
Tabela 2.30 – Fluxo e Carregamento Percentual de cada Circuito para o Sistema CEMIG com a Expansão Ótima.....	65
Tabela 2.31 – Estudo comparativo dos algoritmos – Sistema Pirapora 2.....	66
Tabela 3.1 – Desempenho dos algoritmos: Sistema Teste.....	75
Tabela 3.2 – Desempenho dos Algoritmos: Sistema Pirapora 2.....	77
Tabela 3.3 – Valores Presentes das Seqüências – Modelo 1.....	87
Tabela 3.4 – Plano de Investimentos da Seqüência A – Modelo 1.....	87
Tabela 3.5 – Melhores Seqüências – Modelo 1.....	88
Tabela 3.6 – Valores Presentes das Seqüências – Modelo 2.....	89

Tabela 3.7 – Melhores Seqüências – Modelo 2.....	90
Tabela 3.8 – Plano de Investimentos - Sistema Teste.....	91
Tabela 3.9 – Valores Presentes das Melhores Seqüências.....	93
Tabela 3.10 – Cinco Melhores Seqüências de Reforços – Modelo 1.....	94
Tabela 3.11 – Cinco Melhores Seqüências de Reforços – Modelo 2.....	95
Tabela 3.12 – Cinco Melhores Seqüências de Reforços – Modelo 3.....	96
Tabela 4.1 – Dados de Circuitos Existentes: Determinísticos.....	105
Tabela 4.2 – Valores Presentes das Melhores Seqüências.....	106
Tabela 4.3 – Melhor Seqüência de Reforços Considerando Perdas.....	106
Tabela 4.4 – Dados de Circuitos Existentes.....	107
Tabela 4.5 – Valores Presentes das Melhores Seqüências .....	108
Tabela 4.6 – Melhor Seqüência de Reforços Considerando Perdas.....	108
Tabela 4.7 – Carga Reativa Prevista.....	109
Tabela 4.8 – Bancos de Capacitores Instalados em 2005.....	110
Tabela 4.9 – Susceptâncias Shunt das Linhas Existentes.....	110
Tabela 4.10 – Susceptâncias Shunt das Linhas Novas.....	111
Tabela 4.11 – Valor Presente das Quatro Melhores Alternativas de Expansão.....	112
Tabela 4.12 – Plano de Investimento da Seqüência A.....	112
Tabela 4.13 – Perdas Totais por Efeito Joule.....	113
Tabela 4.14 – Dados de Geração: Determinísticos e Estocásticos.....	118
Tabela 4.15 – Dados de Carga.....	119



Tabela 4.16 – Dados de Circuitos Existentes: Determinísticos.....	119
Tabela 4.17 – Dados de Circuitos Novos: Determinísticos e Estocásticos.....	119
Tabela 4.18 – Previsão da Expansão do Sistema Teste.....	121
Tabela 4.19 – Estudos de Caso.....	122
Tabela 4.20 – Resultados do Caso 1.....	123
Tabela 4.21 – Resultados do Caso 2.....	123
Tabela 4.22 – Resultados do Caso 3.....	123
Tabela 4.23 – Resultados do Caso 4.....	123
Tabela 4.24 – Resultados do Caso 5.....	124
Tabela 4.25 – Resultados do Caso 6.....	124
Tabela 4.26 – Resultados – Melhor Seqüência – Todos os Casos.....	124
Tabela 4.27 – Plano de Investimentos da Seqüência B3 .....	125
Tabela 4.28 – Previsão da Capacidade de Geração e da Carga do Sistema SE Pirapora 2.....	126
Tabela 4.29 – Dados Estocásticos das Unidades de Geração.....	127
Tabela 4.30 – Dados Estocásticos de Circuitos (Existentes).....	127
Tabela 4.31 – Dados Estocásticos para Linhas de Transmissão por Nível de Tensão.....	128
Tabela 4.32 – Estudos de Caso.....	129
Tabela 4.33 – Resultados – Caso 1.....	129
Tabela 4.34 – Resultados – Caso 2.....	129
Tabela 4.35 – Resultados – Caso 3.....	130

Tabela 4.36 – Resultados – Caso 4.....	130
Tabela 4.37 – Resultados – Caso 5.....	130
Tabela 4.38 – Resultados – Caso 6.....	130
Tabela 4.39 – Resultados – Melhores Sequências.....	131
Tabela 4.40 – Plano de Expansão para a seqüência D5.....	131
Tabela 5.1 – Critério de Tomada de Decisão: Mínimo Custo Esperado.....	137
Tabela 5.2 – Matriz dos Arrependimentos.....	138
Tabela 5.3 – Previsão da Capacidade de Geração e da Carga do Sistema Pirapora 2 - Cenário 1.....	142
Tabela 5.4 – Previsão da Capacidade de Geração e da Carga do Sistema Pirapora 2 - Cenário 2.....	142
Tabela 5.5 – Previsão da Capacidade de Geração e da Carga do Sistema Pirapora 2 - Cenário 3.....	143
Tabela 5.6 – Melhores Seqüências por Ordem de Priorização – Cenário 1, Sistema Pirapora 2.....	145
Tabela 5.7 – Melhores Seqüências por Ordem de Priorização – Cenário 2, Sistema Pirapora 2.....	146
Tabela 5.8 – Melhores Seqüências por Ordem de Priorização – Cenário 3, Sistema Pirapora 2.....	147
Tabela 5.9 – Melhores Seqüências para os Cenários 1, 2 e 3.....	148
Tabela 5.10 – Custo de Interrupção - Sistema Pirapora 2.....	149
Tabela 5.11 – Custos Total e Esperado para o Sistema Pirapora 2.....	150
Tabela 5.12 – Matriz de Arrependimentos - Sistema SE Pirapora 2.....	154
Tabela 6.1 – Cinco Melhores Seqüências – Sistema Noroeste.....	171

Tabela 6.2 – Dados Estocásticos para Unidades de Geração.....	173
Tabela 6.3 – Custo Total das Melhores Seqüências – Sistema Noroeste.....	173
Tabela 6.4 – Sensibilidade do Índice LOLC e do Custo Total em Relação aos Dados Estocásticos.....	174
Tabela 6.5 – Sensibilidade do Índice LOLP em Relação aos Dados Estocásticos.....	175
Tabela 6.6 – Custo Total para Curva de Carga Horária.....	176
Tabela 6.7 – Médias dos Carregamentos e das Tensões.....	178
Tabela 6.8 – Melhores Seqüências - Cenários Baixo e Alto.....	180
Tabela 6.9 – Custos Total e Esperado para o Sistema Noroeste.....	181
Tabela 6.10 – Matriz de Arrependimentos - Sistema Noroeste.....	183
Tabela 6.11 – Estratégia A – Sistema Noroeste.....	186
Tabela 6.12 – Estratégia I – Sistema Noroeste.....	188

## LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

CEMIG	- Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
EC	- <i>Evolutionary Computation</i>
EENS	- <i>Expected Energy Not Supplied</i>
EPSO	- <i>Evolutionary Particle Swarm Optimization</i>
ES	- <i>Evolution Strategies</i>
FIFO	- <i>First In First Out</i>
FS	- <i>Fuzzy Sets</i>
GA	- <i>Genetic Algorithms</i>
GRASP	- <i>Greedy Randomized Search Procedure</i>
INT	- Inicialização Inteligente
IRP	- <i>Integrated Resource Planning</i>
LOLC	- <i>Loss of Load Cost</i>
LOLE	- <i>Loss of Load Expectation</i>
LOLP	- <i>Loss of Load Probability</i>
LRC	- Lista Restrita de Candidatos
MTTR	- <i>Mean Time To Repair</i>
PDES	- Planejamento Dinâmico da Expansão de Sistemas de Subtransmissão
PSO	- <i>Particle Swarm Optimization</i>
SA	- <i>Simulated Annealing</i>
SS	- <i>Scatter Search</i>
TS	- <i>Tabu Search</i>
Vis (s)	- Vizinhança de “s”

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Até os anos 70, a tarefa de planejar reforços em redes elétricas era auxiliada apenas por programas de fluxo de potência, curto-circuito e estabilidade transitória [F75]. Estes métodos eram em sua grande maioria determinísticos, visto que a análise estava limitada a alguns cenários de demanda, hidrologia e parâmetros econômicos. Já aparecia naquele momento um interesse pela utilização de algoritmos de programação matemática, com uma tendência para o planejamento automático.

O problema de planejamento de sistemas de transmissão/subtransmissão consiste em definir os reforços a serem adicionados tendo em vista o atendimento da carga futura. As rotas e as capacidades de novas linhas, a localização de novas subestações, a entrada em operação de equipamentos para exploração do sistema existente, incluindo transformadores, banco de capacitores, etc., devem ser definidas.

Atualmente, o planejamento da expansão pode ser classificado através das seguintes linhas de abordagem:

Quanto à consideração de incertezas:

- *Determinística* – Numa abordagem *determinística pura*, a adição de reforços é baseada essencialmente nos custos de investimentos considerando a rede intacta e/ou considerando uma lista de contingências (e.g., critério N-1). Em geral, se consideram ainda os custos de perdas ôhmicas e manutenção. A

demanda de potência futura é caracterizada através de cenários um tanto otimistas, não sendo assumido qualquer tratamento para tais incertezas.

- *Não-determinística* – Existem várias incertezas associadas ao processo de planejamento as quais podem ser divididas nas seguintes categorias:
  - *Incertezas Externas* – Envolvem *indefinições* relacionadas aos seguintes aspectos: projeções de mercado (demanda e energia); taxas de interesse e de câmbio; regras do novo ambiente competitivo; restrições ambientais; afluências hidrológicas; novas tecnologias; custos de combustíveis, etc.;
  - *Incertezas Internas* – Envolvem *indefinições* relacionadas às disponibilidades dos equipamentos dos sistemas de potência. O desempenho das redes pode ser avaliado através de índices de confiabilidade, incluindo índices de custos de produção e interrupção de energia. Em alguns estudos, o impacto das afluências hidrológicas nas capacidades de geração pode ser interpretado como uma incerteza interna (*disponibilidade energética*).

Quanto à interferência do planejador:

- *Automática* – Quando se utiliza um algoritmo computacional que define as decisões em relação à expansão da rede, sem qualquer interferência do planejador;
- *Interativa* – Quando o planejador interage com o algoritmo computacional adotado, utilizando sua própria experiência para auxiliar a tomada de decisões ou estudos complementares.

Quanto à evolução temporal dos reforços:

- *Estática* – Quando um único ano é considerado no planejamento (ano – horizonte). Os modelos estáticos determinam, para um dado estágio do planejamento, a localização e o dimensionamento dos reforços;
- *Dinâmica* – Quando um horizonte de planejamento é considerado (e.g., 10 anos) e, portanto, não somente a localização e o montante de capacidade, mas também a evolução temporal destas decisões é objeto do estudo.

A expansão de sistemas de subtransmissão é um problema essencialmente dinâmico e de natureza não-determinística e os estudos de planejamento devem considerar ao máximo as incertezas do processo. Porém, não se deve ignorar a experiência existente com alguns critérios determinísticos, e.g., N-1. Ademais, a inclusão de todas as incertezas externas e internas poderá inviabilizar o processo de planejamento tendo em vista as complexidades em termos de dados, modelos e custo computacional. O planejador terá a difícil tarefa de escolher quais incertezas são mais relevantes para o problema e o processo de tomada de decisões dificilmente poderá prescindir da participação deste profissional.

Para a solução do problema de planejamento, normalmente utilizam-se três conjuntos distintos de ferramentas:

- i) As possíveis configurações do sistema elétrico de subtransmissão são usualmente analisadas por um conjunto de programas já bastante conhecidos: fluxo de potência (linear ou não linear), curto-circuito, estabilidade transitória, etc.
- ii) Em relação à modelagem das incertezas, técnicas probabilísticas e baseadas em *fuzzy sets* (FS) poderão ser utilizadas. Os métodos baseados na Teoria de Probabilidades e Processos Estocásticos (incluindo Teoria de Confiabilidade) estão mais avançados para lidar com as incertezas internas mais relevantes deste problema, e.g., as disponibilidades dos componentes. Em relação à demanda de potência de longo prazo, outro parâmetro importante no planejamento, o uso de variáveis lingüísticas parece ser obrigatório e modelos

baseados em FS podem ser mais convenientes. Em geral, as incertezas externas serão mais bem percebidas através de variáveis lingüísticas com a exceção daquelas em que o comportamento passado caracteriza bem o comportamento futuro, como, por exemplo: séries hidrológicas e demanda de curto-prazo. Nestes casos, a Teoria de Probabilidades poderá ser empregada com segurança. Finalmente, deve-se destacar também a existência de algumas aplicações da *técnica de cenários* e a análise via *árvore de decisões* em sistemas elétricos de potência.

- iii) O terceiro conjunto importante de ferramentas diz respeito à otimização cujo objetivo principal é a minimização dos custos envolvidos na expansão das redes: investimentos, operação e manutenção, perdas, interrupção, multas, etc. Ferramentas tradicionais de programação matemática e métodos heurísticos e metaheurísticos são utilizadas e incluem programação linear, não-linear, dinâmica, inteira e/ou mista. Os métodos heurísticos e metaheurísticos incluem Algoritmos Genéticos (*Genetic Algorithms - GA*), Recozimento Simulado (*Simulated Annealing - SA*), Busca Tabu (*Tabu Search - TS*), Estratégias de Evolução (*Evolution Strategies - ES*), etc.

O objetivo final da aplicação dos três conjuntos de ferramentas anteriores é a determinação de alternativas sub-ótimas de expansão que deverão ser utilizadas em um processo de decisão onde o custo e o benefício serão adequadamente avaliados.

O planejamento do sistema elétrico de subtransmissão deverá utilizar as ferramentas usuais de análise, em particular a análise estática de desempenho da rede, num ambiente de incertezas internas e externas, cuja relevância deverá ser definida para cada problema. Em relação ao processo de otimização, existe um conjunto muito grande de opções [LCAV03], principalmente orientado ao planejamento determinístico. A aplicação destas técnicas em ambientes não-determinísticos deverá ser mais bem avaliada.

A seguir, será feita uma descrição geral dos métodos de planejamento determinísticos e sob incertezas, destacando-se os trabalhos mais relevantes.



## 1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

### 1.2.1 *Planejamento Determinístico*

Desde os primeiros estudos sobre planejamento de sistemas de potência, somente ferramentas de análise (e.g., fluxo de potência) foram empregadas no planejamento de sistemas elétricos, sendo o trabalho de projeto ou síntese inteiramente realizado pelos planejadores. A partir dos anos 70, o crescimento acentuado destes sistemas e a disponibilidade de maiores recursos computacionais, estimularam o desenvolvimento de programas baseados em técnicas de otimização. Alguns trabalhos [G70, KPG70, FP72, DE73] caracterizam muito claramente esta transição.

Os modelos determinísticos de planejamento ou síntese de sistemas utilizados ao longo das últimas três décadas podem ser classificados como matemáticos e heurísticos. Alguns modelos, no entanto, fazem uma combinação destas duas vertentes e podem ser denominados metaheurísticos.

Os modelos matemáticos utilizam técnicas clássicas de otimização como as programações: linear [G70, VGS85, KPL88, CB94], dinâmica [DE73], não-linear [YH89] e inteira mista [SSL89, BOPG01, AMC03]. Técnicas como a decomposição de Benders podem ser aplicadas para desacoplar os subproblemas: investimento e operação [PPCO85, BPG01]. Dois fortes obstáculos à utilização destes modelos são a não-linearidade (a formulação envolve o produto entre as variáveis: ângulo da tensão de barra e decisão de reforços) e a não-convexidade presentes no problema, que podem acarretar em dificuldades de convergência do algoritmo de solução do fluxo de potência e na obtenção de ótimos locais.

Os modelos heurísticos e metaheurísticos utilizam técnicas de otimização que, *passo a passo*, realizam um processo de geração, avaliação e seleção de opções de expansão. Estes modelos são mais atrativos, pois podem obter boas (i.e. economicamente competitivas) soluções factíveis a um baixo custo computacional. Ao mesmo tempo o processo de otimização pode utilizar estratégias que procuram

evitar o aprisionamento em vales da função objetivo e, conseqüentemente, reduzem o risco de obtenção de mínimos locais de baixa qualidade.

Alguns procedimentos heurísticos utilizam análises de sensibilidade para a alocação de novos circuitos. Tais sensibilidades podem estar relacionadas ao corte de carga [PP85] ou a outros aspectos do comportamento do sistema, como o critério do mínimo esforço, que visa uma melhor distribuição dos fluxos de potência [M82]. Uma alternativa é dar um tratamento hierárquico à representação da rede [RM94]. Neste trabalho, o processo começa com uma representação simples da rede (modelo de transportes), passa pela adoção de um modelo híbrido e termina com a representação linearizada do fluxo de carga (fluxo DC).

Devido à natureza discreta dos reforços, o subproblema investimento tem uma característica combinatória. Então, técnicas como o Recozimento Simulado [RGM96, GAMR97], Algoritmos Genéticos [RP96, GMR98, SGA00], Busca Tabu [FC97, SOOB01, GRM00], e GRASP (*Greedy Randomized Search Procedure*) [BOA01] são mais atrativas, principalmente para o caso de sistemas de grande porte.

Em geral, os modelos determinísticos têm como objetivo a definição de alternativas de expansão que apresentem os menores investimentos de capital e sejam capazes de eliminar o corte de carga para a condição da rede intacta. Dos trabalhos anteriormente citados, apenas a referência [M82] apresenta uma segunda etapa, na qual reforços adicionais são identificados de modo que a rede possa suportar toda e qualquer contingência simples (Critério N-1). Pode-se constatar também que aspectos relacionados às incertezas são negligenciados ou muito simplificados. Por exemplo, nestes métodos não há qualquer avaliação quanto aos custos de produção (operação e manutenção; e gastos com combustível) e de interrupção de energia. Em razão do grande número de simplificações aplicadas ao modelo de análise, o plano de expansão obtido deve ser posteriormente verificado em aspectos técnicos, financeiros, ambientais, etc., para que o planejador possa tomar a decisão final.

A natureza combinatória do problema se torna mais intensa para o caso dinâmico ou a multiestágios [EGR04]. A consideração de incertezas externas [BCFL03, GCCP93,

LC03] é outro fator que contribui para a chamada explosão combinatória do problema, a qual dificilmente poderá ser enfrentada mediante o uso de ferramentas automáticas.

Nesta seção, foram discutidos os métodos mais representativos do planejamento determinístico da expansão de sistemas elétricos. Apesar dos substanciais avanços alcançados recentemente, estes métodos ainda apresentam limitações importantes em relação à precisão desejada na simulação do desempenho da rede, face ao uso das simplificações necessárias para viabilizar a utilização das técnicas de otimização existentes.

Por este motivo, até o presente momento, as empresas do setor elétrico brasileiro têm utilizado metodologias interativas, atendendo ao critério N-1 e fazendo uso basicamente do fluxo de carga AC (não-linear). Outros algoritmos de auxílio ao planejamento são utilizados (e.g., programas de avaliação de curto-circuito e de estabilidade transitória), fornecendo avaliações mais criteriosas das alternativas de reforços formuladas. Percebe-se, então, uma total ausência da utilização de técnicas de otimização, sendo feita apenas uma análise pontual de custos, principalmente investimentos e perdas.

Portanto, a utilização prática no Brasil dos modelos automáticos e/ou semi-automáticos existentes ainda é muito limitada. No entanto, o emprego destes modelos em análises preliminares, destinadas a definir um conjunto de boas alternativas de expansão pré-selecionadas a serem avaliadas pelos planejadores, representa uma estratégia muito interessante de planejamento, podendo ser facilmente assimilada pelas empresas do setor elétrico. Mesmo neste caso, a observância da representação adequada da rede e a escolha do horizonte de planejamento devem ser feitas de forma bastante criteriosa.

### **1.2.2 Planejamento sob Incertezas Externas**

Anteriormente à década de 70, a expansão de sistemas de potência era relativamente simples. Havia poucas incertezas com relação à demanda e fontes

energéticas e os financiamentos eram facilmente obtidos. A partir da primeira crise do petróleo, o rápido aumento nos preços dos combustíveis e o crescimento do interesse público pelos impactos ambientais e sociais da geração e transmissão de energia, aliados à complexidade dos sistemas, complicaram profundamente o processo de decisão.

Atualmente, as concessionárias do setor elétrico estão sendo submetidas a mudanças no mundo inteiro. Entre estas mudanças está a re-regulamentação da geração de energia elétrica, o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, alterações na regulação econômica, crescente preocupação com os impactos ambientais da produção e uso da eletricidade, aumento da oposição pública à construção de linhas de transmissão [CIGRE93]. Além disto, têm-se verificado consideráveis incertezas quanto: ao futuro crescimento da carga, à disponibilidade e preços dos combustíveis e aos custos e tempos de construção de diferentes reforços. Para enfrentar esta realidade um novo modelo de atuação chamado Planejamento Integrado de Recursos (*Integrated Resource Planning - IRP*) vem sendo empregado [HG90, BSZ95a, BSZ95b, T96]. O IRP avalia de forma consistente os recursos do lado da demanda e os recursos de fornecimento objetivando atender as necessidades dos consumidores, ao mais baixo custo econômico e social.

Além de indefinições em relação à carga futura e às taxas de juros, outras incertezas externas, como aquelas produzidas pela crescente utilização de geração distribuída [M03, CGMP03, MI03, IMRV03] devem ser consideradas na definição de reforços no sistema elétrico de subtransmissão.

Para fazer frente às incertezas citadas anteriormente (carga futura, disponibilidade e preços dos combustíveis, taxas de juros, etc.), podem-se adotar planos de expansão *flexíveis*, capazes de adaptar o desenvolvimento planejado para o sistema, de forma rápida e a custos razoáveis, mediante mudanças não previstas em relação às condições presentes à época do planejamento [CIGRE95]. Para este fim, os métodos mais adequados são a *técnica de cenários* e a *análise via árvore de decisões* [GCCP93,GNCP95], inicialmente aplicados em sistemas de geração hidro-

térmicos para a obtenção das chamadas estratégias de expansão. Estes métodos envolvem a solução de volumosos problemas matemáticos, até mesmo quando extensivas simplificações na modelagem do sistema de potência são adotadas. Apesar dos constantes progressos na capacidade de desempenho dos computadores, a aplicação destes métodos é ainda muito limitada. Em geral, os trabalhos divulgados analisam um número muito reduzido de cenários, especialmente para o caso da transmissão [BCFL03,LC03,LCPCQ03,VMRDW03], o qual apresenta requisitos computacionais mais elevados.

A solução mais simples para considerar incertezas externas é a definição de redes mais robustas, capazes de suportar os cenários futuros. Entretanto, para que a solução obtida não apresente uma baixa relação benefício-custo, é necessário utilizar técnicas específicas para a tomada de decisão, como, por exemplo, a minimização do máximo arrependimento [CIGRE95,FSGA96].

Observa-se, portanto, que um dos principais desafios para o planejador é a identificação das incertezas mais relevantes, para que se possa dotar o sistema de meios para superá-las. Em princípio, as incertezas externas que devem receber mais atenção, no caso brasileiro, devem estar associadas à projeção de carga, à localização de novos produtores (geração distribuída) e à configuração futura do sistema elétrico.

### **1.2.3 Planejamento sob Incertezas Internas**

Tradicionalmente, o planejamento pelo mínimo custo da expansão de sistemas de potência baseia-se na minimização dos custos de investimento e de produção requeridos para o atendimento da carga futura, para um dado nível padronizado de confiabilidade, estabelecido através de índices como, por exemplo, a LOLE – *loss of load expectation*. Em 1980 Munasinghe [M80] propôs uma técnica na qual o nível de confiabilidade era também uma variável a ser otimizada. Portanto, o plano de custo mínimo seria aquele que resultasse no menor somatório dos custos: de investimento, de produção e de interrupção. Um modelo de custo/benefício foi usado

para comparar os custos de interrupção com os custos do sistema (custos de investimento e produção) relativos a cada alternativa de expansão.

Sendo o nível de confiabilidade uma variável do processo de otimização, é possível a obtenção de alternativas com baixo custo global e deteriorada qualidade no fornecimento de energia. Para evitar estas alternativas, alguns trabalhos [LPMM97, A97] propõem que as decisões de reforços sejam tomadas com base em índices de risco do custo de interrupção.

Existem vários exemplos de planejamentos através dos quais os investimentos relacionados à melhoria da confiabilidade do serviço prestado são explicitamente avaliados com relação aos seus custos e benefícios econômicos [BSS88, WB93, BAM95, N95, DGF96, V96, B04]. No entanto, pesa contra estes exemplos a adoção de aproximações quanto ao cálculo do valor da confiabilidade.

A referência [BSS88] apesar de utilizar o programa SICRET, o qual é baseado em simulação Monte Carlo seqüencial, adotou um custo unitário de interrupção fixo e igual para todos os consumidores. Contrariamente, a referência [WB93] utiliza curvas de custo unitário de interrupção (*customer damage functions*) para sete classes de consumidor. Porém, devido à utilização da simulação Monte Carlo não-sequencial (representação por espaço de estados), a evolução cronológica das interrupções de energia não pôde ser representada. Desta forma, o custo de interrupção foi avaliado de forma aproximada, através da identificação isolada dos estados de falha e de amostras para suas respectivas durações. Em relação às demais referências, as aproximações adotadas são determinadas tanto por simplificações na utilização do custo unitário de interrupção quanto pela incapacidade dos modelos de avaliação da confiabilidade utilizados (métodos analíticos ou simulação não-sequencial) em representar a evolução cronológica de cada interrupção de energia.

Para que seja possível uma avaliação precisa do custo de interrupção, o modelo de planejamento adotado (especialmente no caso a multiestágios) deve fazer uso de heurísticas, baseadas em critérios/índices de confiabilidade, e dar um tratamento

hierárquico aos modelos de avaliação da confiabilidade [M99, ML01, ML04]. Deste modo, no início do processo, quando se tem um número elevado de alternativas, são utilizados modelos simplificados (e.g., enumeração de estados e simulação não-seqüencial). Somente em uma fase final do processo de seleção das alternativas de expansão, quando o número destas alternativas se apresenta bastante reduzido, torna-se viável a utilização de modelos mais complexos (e.g., simulação pseudo-cronológica [MLM99, LMMB00]), capazes de reproduzir a cronologia dos processos de falha do sistema.

Em geral, os trabalhos que consideram as incertezas internas fazem uso de funções de avaliação do sistema que apresentam um alto custo computacional. Por esta razão, o número de alternativas não pode ser elevado, principalmente para o problema dinâmico (multiestágios). Neste caso, as técnicas de otimização, quando empregadas, são bem simples, podendo fazer uso de árvores de expansão truncadas [ML01, ML04], ou de técnicas de decomposição *iterativa*, baseadas em multiplicadores de Lagrange [B04]. Atualmente, vem sendo desenvolvido pelo CEPEL, o modelo computacional PLANTAC [R03], o qual deverá incorporar a maior parte dos conceitos presentes em [BML02, B04].

Finalmente, vale destacar que os trabalhos comentados nesta seção não consideram as chamadas incertezas externas. Tem-se ainda verificado uma preferência ao ambiente de planejamento interativo, pois, em decorrência dos altos custos computacionais da função de avaliação do sistema (que inclui os custos de produção e da confiabilidade), fica inviável a análise de um grande número de alternativas, como no caso dos métodos automáticos. Portanto, no planejamento sob incertezas internas, dificilmente são utilizadas técnicas de otimização para o processo de tomada de decisão.

#### **1.2.4 Conclusões**

A maior parte dos trabalhos encontrados na literatura são dedicados ao planejamento determinístico e estático, sendo empregada uma grande diversidade de técnicas de otimização, desenvolvidas com o propósito de explorar as

características combinatórias do problema. Porém, para viabilizar o emprego destas técnicas, o sistema é avaliado através de modelos bastante simplificados. Em geral, somente os custos de investimento são considerados e as incertezas (internas e externas) são ignoradas ou modeladas de forma extremamente simplificada. Percebe-se que a linha determinística é o alvo preferencial dos trabalhos teóricos, com uma forte componente acadêmica, e que geralmente não apresentam aplicações em sistemas reais. Os trabalhos determinísticos que mais chamaram a atenção são encontrados nas referências [RM94, CW00, EGR04].

A consideração das incertezas externas representa uma tarefa extremamente complexa, pois aumenta consideravelmente a combinação de alternativas. Um outro aspecto complicador está na modelagem destas incertezas, principalmente quando não se pode buscar no passado informações suficientes para se extrapolar o seu comportamento futuro. As incertezas externas podem ser representadas através da técnica de cenários e árvore de decisão.

Apesar dos últimos avanços da informática, ainda são raros os trabalhos apresentando ou discutindo a aplicação de incertezas externas no planejamento. Dentre estes trabalhos, destacam-se dois artigos conceituais produzidos pelo Grupo de Trabalho 37.10 do Cigré [CIGRE93, CIGRE95] e um estudo em sistemas de geração [GCCP93], que tem um forte caráter inovador e aplica boa parte dos conceitos apresentados pelos artigos do Cigré. [MP98] é um outro importante trabalho aplicado a sistemas de distribuição.

Em sua versão mais detalhada, a solução do problema da expansão deve produzir respostas a três questões básicas: *quais* reforços serão necessários para atender ao crescimento do consumo de energia elétrica, e ainda, *onde* e *quando* eles serão alocados. Se apenas as incertezas internas são consideradas, o objetivo se restringe a selecionar o plano de expansão capaz de atender a demanda futura da carga com *mínimo* custo e *máxima* confiabilidade. Porém, não há mais dúvidas quanto à necessidade de se levar em conta as incertezas externas. Deste modo, a obtenção de planos de expansão mais flexíveis ou robustos, capazes de suportar os diferentes cenários futuros, produzirá a melhor estratégia de expansão do sistema.



Duas ações distintas devem ser tomadas para enfrentar o problema acima: o uso de heurísticas, com base na experiência dos planejadores, para reduzir a dimensão do problema, e a utilização de algoritmos eficazes e computacionalmente eficientes na avaliação dos custos envolvidos. É ainda recomendável que algumas etapas do processo, como a montagem dos casos a serem analisados, sejam automatizadas. Deste modo, será possível reduzir o volume de trabalho dos planejadores, que poderão dedicar a maior parte do seu tempo ao monitoramento do processo e à tomada de decisões.

### **1.3 ESTRUTURA DA TESE**

Esta Tese de doutoramento é composta por seis capítulos descritos, de forma resumida, a seguir.

O presente Capítulo introduziu o problema do planejamento da expansão de sistemas de potência, bem como apresentou algumas das razões pelas quais se justifica a aplicação de técnicas de otimização e a adoção de tratamento de incertezas e de uma abordagem dinâmica para o problema. As técnicas de otimização e as abordagens mais empregadas para a solução deste problema foram discutidas e serão detalhadas no próximo capítulo.

O Capítulo 2 apresenta uma formulação matemática para o problema da expansão determinística e estática bem como apresenta os principais conceitos das metaheurísticas selecionadas durante a pesquisa bibliográfica. Para validar e identificar as técnicas de otimização mais promissoras, diversos algoritmos foram implementados e submetidos a uma análise comparativa, sendo utilizados um sistema teste e um sistema real. Os resultados da análise comparativa são apresentados e discutidos, indicando as técnicas de otimização a serem utilizadas nos próximos capítulos.

No Capítulo 3 são propostos três métodos para a abordagem dinâmica do planejamento da expansão. Ao se considerar a dinâmica do processo, o nível de

complexidade e, conseqüentemente, o tempo computacional das simulações aumenta consideravelmente. Para reduzir o tempo gasto nas simulações e possibilitar o emprego da abordagem dinâmica, uma inicialização inteligente é proposta, utilizando-se os conceitos da técnica de busca GRASP (*Greedy Randomized Search Procedure*). Uma análise comparativa foi realizada utilizando-se um sistema teste e um sistema real. Os resultados desta análise são apresentados e discutidos, indicando a metodologia a ser utilizada nos próximos capítulos.

Outros aspectos, como a consideração das perdas ôhmicas no processo de otimização, a análise de fluxo de potência AC e a avaliação da confiabilidade das melhores alternativas de expansão, são apresentados no Capítulo 4. A relevância da inclusão destes aspectos na análise é mostrada através dos resultados das aplicações. Devido à complexidade, não se mostrou viável a inserção das análises de confiabilidade e fluxo de potência AC durante o processo de otimização e as mesmas são desenvolvidas apenas para as melhores alternativas.

A técnica de Cenários, destinada ao tratamento dos riscos e incertezas associados ao processo de planejamento, é apresentada no Capítulo 5, bem como os principais critérios para a tomada de decisão. Uma aplicação completa, utilizando a técnica de otimização e a abordagem dinâmica propostas nos Capítulos 2 e 3, e incorporando os aspectos complementares apresentados e discutidos no Capítulo 4, é desenvolvida e os resultados discutidos.

No Capítulo 6 é apresentada uma metodologia para solucionar o problema do Planejamento Dinâmico da Expansão de Sistemas de Subtransmissão (PDES), utilizando as ferramentas computacionais já difundidas no setor elétrico. O objetivo deste capítulo é mostrar a aplicabilidade prática da metodologia desenvolvida nesta Tese. Alguns programas conversores de dados são desenvolvidos para facilitar esta tarefa. Uma aplicação completa em um novo sistema real, com porte maior que o sistema utilizado nos capítulos anteriores, é desenvolvida e os principais passos para a utilização da metodologia são detalhados.

No Capítulo 7 são apresentadas as principais conclusões dos estudos realizados e as propostas de trabalhos futuros.

# CAPÍTULO 2

## PLANEJAMENTO ESTÁTICO

### 2.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, primeiramente, será apresentada a formulação adotada para o problema da expansão dos sistemas elétricos de subtransmissão, determinística e estática, de médio prazo. Em seguida, os principais conceitos das metaheurísticas selecionadas durante a pesquisa bibliográfica, bem como os resultados de uma análise comparativa desenvolvida são apresentados e discutidos.

### 2.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DETERMINÍSTICO

O problema do planejamento da expansão, em uma abordagem determinística e estática, e utilizando modelo de fluxo de potência DC para a representação da rede, pode ser formulado através da função objetivo dada pela Equação (2.1).

$$w = \text{Min} \left( \sum_{i=1}^{ng} c_i g_i + \sum_{i=1}^{nr} e_i r_i + \sum_{i=1}^{nt} C_{inv_i} M_i \right)$$

*s.a.*

$$g + r + B\theta = d$$
$$|f| \leq f_{\max}$$
$$|fn| \leq fn_{\max}$$
$$0 \leq g \leq g_{\max}$$
$$0 \leq r \leq d$$
$$0 \leq M \leq M_{\max}$$
(2.1)

onde:

$c_i$	custo da geração $i$ ;
$e_i$	custo do corte de carga $i$ ;
$C_{inv_i}$	custo de investimento por unidade de transmissão (circuito) nova $i$ ;
$g_i$	despacho da geração $i$ ;
$r_i$	corte de carga $i$ ;
$M_i$	número de unidades alocado na transmissão nova $i$ ;
$ng$	número de barras de geração;
$nr$	número de barras de carga;
$nt$	número de ramos que poderão receber novos circuitos;
$g$	vetor contendo o despacho da geração;
$r$	vetor contendo os cortes de carga;
$B$	matriz de susceptância de barra;
$\theta$	vetor contendo os ângulos das tensões de barra;
$d$	vetor contendo as cargas das barras;
$g_{max}$	vetor contendo os limites de geração;
$f$	vetor contendo os fluxos nos circuitos existentes;
$f_{max}$	vetor contendo os limites de capacidade dos circuitos existentes;
$fn$	vetor contendo os fluxos nos circuitos novos;
$fn_{max}$	vetor contendo os limites de capacidade dos circuitos novos;
$M$	vetor contendo os números de unidades de transmissão nova;
$M_{max}$	vetor contendo as quantidades máximas de unidades de transmissão nova.

A princípio, existe uma inconsistência nesta função objetivo, a qual tenta minimizar os custos instantâneos de produção e de corte de carga, somados ao custo de investimento. Porém, em sua versão mais usual, os modelos determinísticos têm como objetivo a definição de alternativas de expansão que apresentem os menores investimentos de capital e sejam capazes de reduzir a zero o corte de carga para a condição de rede intacta. Portanto, não há uma preocupação quanto ao custo de operação do sistema, e a função objetivo pode ser simplificada, conforme Equação (2.2). Neste caso, cada  $e_i$  não mais representa os custos dos cortes de carga, mas

sim penalidades que devem ser ajustadas de modo a tornar o corte de carga menos atrativo (i.e. mais caro) que o investimento em reforços.

$$\begin{aligned}
 w = \text{Min} \left( \sum_{i=1}^{nr} e_i r_i + \sum_{i=1}^{nt} C_{inv_i} M_i \right) \\
 \text{s.a.} \\
 g + r + B\theta = d \\
 |f| \leq f_{\max} \\
 |fn| \leq fn_{\max} \\
 0 \leq g \leq g_{\max} \\
 0 \leq r \leq d \\
 0 \leq M \leq M_{\max}
 \end{aligned} \tag{2.2}$$

Mesmo considerando um modelo de rede DC, a função objetivo do problema pode incorporar os custos relativos às *perdas ôhmicas*. A inserção desta parcela de custos será analisada posteriormente.

Apesar das simplificações realizadas, o problema de otimização da Equação (2.2) é não-linear (produtos entre as variáveis: ângulo da tensão de barra e decisão de reforços, presentes no cálculo de  $B\theta$  e de  $fn$ ) e envolve variáveis inteiras (vetor  $M$ ). Em geral, este problema é dividido em dois subproblemas: o de investimento e o de operação. Estes subproblemas são tratados separadamente, seja utilizando técnicas matemáticas como a Decomposição de Benders, seja através de metaheurísticas como os Algoritmos Genéticos. Então, para uma dada decisão de investimento ( $M$ ) deve-se resolver o subproblema da operação, que vem a ser o problema de programação linear dado pela Equação (2.3).

$$\begin{aligned}
 w_{op} &= \text{Min} \sum_{i=1}^{nr} e_i r_i \\
 \text{s.a.} \\
 g + r + B\theta &= d \\
 |f| &\leq f_{\max} \\
 0 &\leq g \leq g_{\max} \\
 0 &\leq r \leq d
 \end{aligned} \tag{2.3}$$

Vê-se que a função objetivo  $w_{op}$  resulta no ponto de operação que minimiza o corte de carga para a configuração definida pela decisão de investimento  $M$ . De posse deste resultado é possível resolver o subproblema investimento, o qual é representado pela Equação (2.4).

$$\begin{aligned}
 w &= \text{Min} \sum_{i=1}^{nt} C_{inv_i} M_i \\
 \text{s.a.} \\
 \sum_{i=1}^{nr} r_i &= 0
 \end{aligned} \tag{2.4}$$

De acordo com a Equação (2.4), a solução do subproblema investimento será aquela que minimizará o custo da expansão e, ao mesmo tempo, não implicará em cortes de carga para a condição de rede intacta. Isto implica em que, de todas as decisões de investimento avaliadas pela Equação (2.3), somente aquelas que não apresentarem cortes de carga serão consideradas para a obtenção da alternativa de expansão de menor custo.

Como já salientado, o planejamento da expansão é um problema de otimização inteira-mista, não-linear e com natureza combinatória explosiva, pois o número de alternativas de expansão cresce exponencialmente com o número de ramos (corredores) que poderão receber reforços. Como exemplo, se 10 ramos podem receber de 0 a 3 reforços, o total de combinações será dado por  $4^{10} = 1.048.576$ . Um outro aspecto que contribui para o elevado custo computacional do problema está na

função de avaliação, que utiliza um algoritmo de fluxo de potência com otimização de medidas corretivas. A modelagem AC e/ou a consideração de incertezas internas aumentará significativamente o custo computacional da função de avaliação das alternativas de expansão.

## 2.3 METAHEURÍSTICAS

Nesta seção, será feita uma breve apresentação dos conceitos utilizados pelas técnicas selecionadas na pesquisa bibliográfica. Como será observado, para cada uma destas técnicas existe uma extensa gama de variações para os modelos, procedimentos e parâmetros utilizados. A fundamentação teórica destas técnicas será abordada de modo a se identificar o seu melhor modelo tendo em vista as peculiaridades do sistema elétrico de subtransmissão.

### 2.3.1 Algoritmos Genéticos

Os Algoritmos Genéticos (GA – *Genetic Algorithms*) se fundamentam em uma analogia com o processo natural de evolução das espécies, nos quais, dada uma população, os indivíduos com características genéticas melhores têm maiores chances de sobrevivência e de produzirem filhos cada vez mais aptos, enquanto indivíduos menos aptos tendem a desaparecer [G89a]. Para simular este processo natural os GA utilizam três mecanismos básicos de reprodução: **seleção**, **cruzamento** e **mutação** [GMR98]. Estes mecanismos são reiteradamente aplicados sobre as populações, que vão sendo geradas, com o objetivo de explorar o espaço de busca e encontrar melhores soluções para o problema (alternativas de expansão).

Para tornar possível esta analogia, cada indivíduo da população, representado por um cromossomo, é associado a uma solução do problema. Então, cada gene de um cromossomo (indivíduo) representa uma componente da solução. Existem três tipos de representação possíveis para os cromossomos: binária, inteira ou real. A essa representação se dá o nome de *alfabeto* do GA. A codificação binária é a mais



encontrada em GA convencionais. No entanto, a sua aplicação em problemas de expansão do sistema elétrico resulta em um comportamento *caótico* para o GA [GMR98]. Para estes estudos a codificação inteira é a mais recomendada, sendo, portanto, adotada nesta Tese.

### **Seleção**

A idéia principal do operador de seleção em um GA é oferecer aos melhores indivíduos da população atual, preferência para o processo de reprodução, permitindo que estes indivíduos possam passar as suas características às próximas gerações. Isto funciona como na natureza, onde os indivíduos altamente adaptados ao seu ambiente possuem naturalmente mais oportunidades para reproduzir do que aqueles indivíduos considerados mais fracos.

Durante a etapa de seleção o GA escolherá os progenitores, i.e., os indivíduos da população atual que criarão os descendentes para a próxima geração. Os mecanismos de seleção ou amostragem são bastante variados, dentre os quais se destacam três grupos principais segundo o grau de influência da aleatoriedade no processo:

*Amostragem direta:* seleção de um subconjunto de indivíduos da população mediante um critério fixo, no estilo de "os n melhores", "os n piores", etc.;

*Amostragem aleatória simples ou equiprovável:* é determinada a mesma probabilidade para todos os elementos da população, de serem selecionados para a amostra;

*Amostragem estocástica:* são atribuídas probabilidades de seleção ou pontuações aos elementos da população com base na sua função de adaptação (*fitness function*).

### **Cruzamento**

A fase de cruzamento produz, através de “reprodução”, a troca de genes entre pares de cromossomos selecionados para dar origem a dois novos indivíduos que formarão a população da próxima geração. A operação de cruzamento permite a propagação das características dos indivíduos mais aptos de uma população para as gerações descendentes.

As duas formas mais comuns de “reprodução” em GA são: cruzamento a partir de um ponto (*single-point crossover*) e cruzamento na região entre dois pontos (*two-point crossover*). Na primeira forma, é sorteado aleatoriamente o ponto  $p$  a partir do qual haverá a troca de genes. Assim, o primeiro filho terá os genes do primeiro pai, até a posição  $p-1$ , e os genes do segundo pai a partir de  $p$ . O oposto ocorrerá para o segundo filho. Já na segunda forma, o cruzamento se dará apenas na região delimitada por dois pontos sorteados aleatoriamente.

Uma terceira forma de reprodução é dada pelo cruzamento uniforme (*uniform crossover*), através do qual cada gene do descendente é criado copiando o gene correspondente de um dos pais, escolhido de acordo com uma máscara de cruzamento gerada aleatoriamente (vetor binário do mesmo tamanho do cromossomo). Para o primeiro filho, onde houver 1 na máscara de cruzamento, o gene correspondente será copiado do primeiro pai, e onde houver 0 será copiado o gene do segundo pai. O processo é repetido de maneira inversa para o segundo filho. As Figuras 2.1, 2.2 e 2.3 ilustram as três formas de cruzamentos descritas anteriormente.

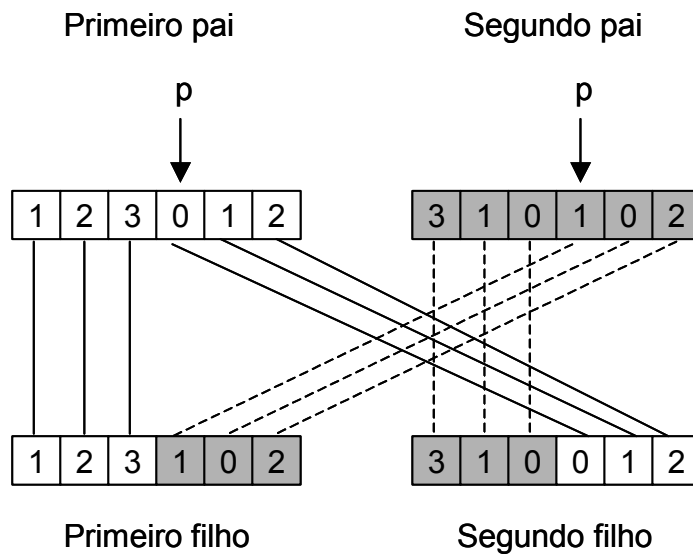


Figura 2.1 – Cruzamento a Partir de um Ponto.

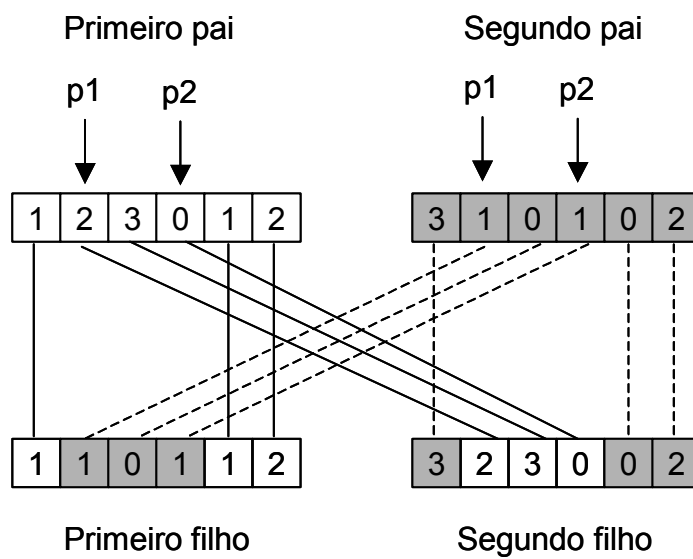


Figura 2.2 – Cruzamento na Região entre Dois Pontos.

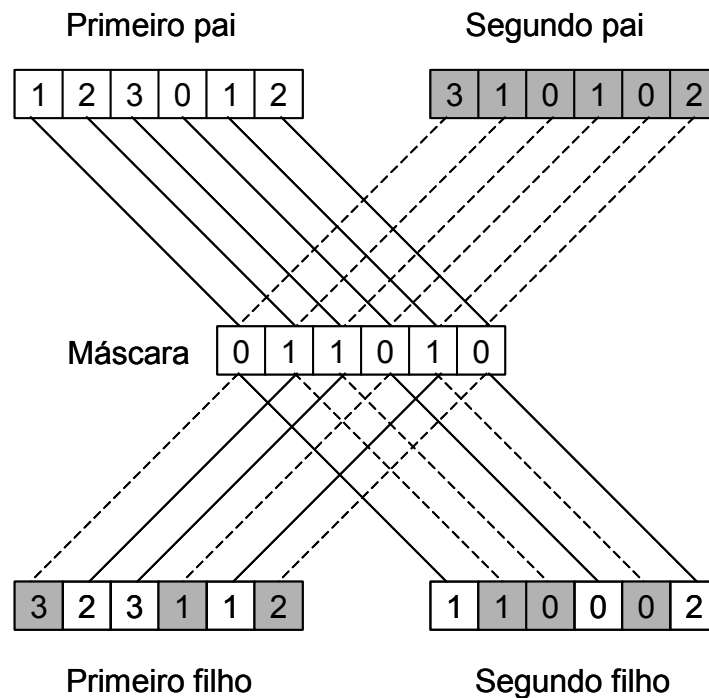


Figura 2.3 – Cruzamento Uniforme.

### **Mutação**

A mutação é o mecanismo através do qual permite-se a introdução e manutenção da diversidade genética na população. Ela trabalha alterando arbitrariamente genes dos novos indivíduos obtidos na etapa de cruzamento. Assim, a mutação assegura que a probabilidade de se chegar a qualquer ponto do espaço de busca nunca será zero. O operador de mutação é aplicado aos genes de cada indivíduo novo com uma probabilidade dada pela taxa de mutação  $\rho_m$ .

Para o caso da codificação binária, a mutação consiste na inversão do valor do gene (de 0 para 1 ou de 1 para 0). Já no caso da codificação inteira, a mutação de um gene consiste na adição ou subtração da unidade (1 circuito, para o problema da expansão da transmissão) ao seu valor.

### ***Elitismo***

Os melhores indivíduos de uma população podem ser perdidos se eles não forem selecionados para reprodução ou se eles forem destruídos por cruzamento ou mutação. O objetivo do elitismo é permitir que os melhores indivíduos sejam passados de uma geração para outra. Então, através do elitismo, os melhores indivíduos de uma dada população serão incorporados diretamente à população seguinte, sem passar pela população auxiliar (população de progenitores). Posteriormente, a população seguinte será completada pelas operações de seleção, cruzamento e mutação. Em geral, o elitismo é aplicado a um número reduzido de indivíduos, e.g., 1 ou 2 para uma população de 50 indivíduos.

### ***Critério de Parada***

O algoritmo genético deve ser interrompido assim que o número máximo de gerações é atingido. Alternativamente, pode-se interromper o processo quando a melhor solução encontrada fica inalterada por um determinado número de gerações consecutivas.

#### ***2.3.2 Busca Tabu***

A metaheurística Busca Tabu (TS – *Tabu Search*) é um processo adaptativo empregado na solução de problemas de otimização combinatória para modificar o comportamento de heurísticas de busca local, de forma que a exploração do espaço de soluções não seja interrompida ou perturbada, quando não existam deslocamentos que melhorem a solução corrente. Através de conhecimentos adquiridos durante a exploração do espaço de soluções, o método evita que mínimos locais recentemente visitados exerçam efeito atrativo à trajetória da busca, garantindo uma exploração mais inteligente quando comparado a métodos tradicionais de busca local. O método de Busca Tabu foi proposto por [H86]. Uma descrição mais detalhada pode ser encontrada em [G89b, G90, GL97]. Alguns estudos importantes sobre a sua aplicação em sistemas de transmissão foram

publicados recentemente [GRM00, SOOB01]. Um algoritmo de TS é baseado nos conceitos de **vizinhança**, **movimento**, **lista tabu**, **função de aspiração**, **intensificação** e **diversificação**.

### ***Vizinhança e Movimento***

A vizinhança de uma solução, inicial ou atual,  $s$  é definida como o conjunto de soluções obtidas através de modificações elementares em  $s$ , chamadas de *movimentos*. A cada iteração, um algoritmo de TS obtém elementos da vizinhança da solução  $s$  e a seguir identifica o seu melhor vizinho, transformando-o na solução atual. Este procedimento é empregado mesmo em caso de piora da solução, o que é interessante para evitar o aprisionamento prematuro do processo de busca em vales locais.

### ***Lista Tabu e Função de Aspiração***

A estratégia de realizar o movimento da solução atual para o seu melhor vizinho, mesmo quando houver piora na solução obtida, não é suficiente para escapar da obtenção precoce de ótimos locais. Para isto, é utilizada uma *lista tabu*, a qual é composta por regras chamadas de *restrições tabu*. Essas regras servem para evitar que os movimentos reversos correspondentes a movimentos realizados anteriormente sejam efetuados, prevenindo, assim, a repetição de ciclos. O tamanho da *lista tabu*, geralmente chamado de *tempo tabu*, é um parâmetro que define por quantas iterações um movimento reverso permanecerá na lista, devendo ser cuidadosamente dimensionado para cada tipo de problema. Vê-se, então, que a *lista tabu* é do tipo *FIFO (first in first out)*, ou seja, o primeiro elemento (movimento) a entrar é o primeiro elemento a sair.

Uma *restrição tabu* pode ser ignorada quando se identifica que o respectivo movimento levará à visita de novas soluções atrativas (e.g., quando a solução visitada é a melhor solução encontrada até o momento). Isso é determinado pela *função de aspiração*, a qual permite que uma solução proibida pela *lista tabu* seja excepcionalmente visitada.

### ***Intensificação e Diversificação***

A busca por soluções em uma dada região é chamada “intensificação”, pois quanto mais promissora for esta região, mais intensa será a busca. Por outro lado, quanto mais intenso se torna o processo de busca, maior será a probabilidade dele ficar “preso” em uma região promissora, obtendo apenas ótimos locais.

Para evitar este aprisionamento em mínimos ou máximos locais, deve ser empregado o procedimento de *diversificação*, através do qual o processo de busca é reiniciado diversas vezes, a partir de novas soluções iniciais. A diversificação permite que o algoritmo faça uma busca mais abrangente, visitando regiões ainda não exploradas e tendo uma probabilidade maior de envolver todo o universo de soluções possíveis do problema.

### ***Critério de Parada***

O algoritmo de Busca Tabu deve ser interrompido assim que o número máximo de procedimentos de diversificação é atingido. Por sua vez, cada procedimento de diversificação será interrompido quando o número de movimentos (somente aqueles que definem os melhores vizinhos) atingir um valor limite, ou quando a melhor solução da presente diversificação permanecer consecutivamente a mesma após um determinado número movimentos.

### ***2.3.3 Estratégias de Evolução***

As Estratégias de Evolução (ES – *Evolution Strategies*) foram desenvolvidas por Rechenberg [R73, R94] e Schwefel [S75, S95]. Posteriormente, a idéia foi ampliada por outros pesquisadores [H92, K91, O92]. Inicialmente, tais técnicas destinavam-se a resolução de problemas de otimização de parâmetros.

Diferentemente do que geralmente ocorre nos Algoritmos Genéticos, onde é necessária a codificação/decodificação do indivíduo (solução), nas ES a

representação é realizada de forma direta. Portanto, cada componente do indivíduo (gene) é representado por uma variável real do problema.

As ES procuram a solução ótima de um problema, por meio da evolução de uma população (conjunto de soluções possíveis). A cada geração, ou iteração, os indivíduos são avaliados por uma função de adaptação, a qual pode ser a própria função objetivo do problema em questão, e os melhores indivíduos são selecionados para serem os progenitores da próxima geração. Uma nova população é então gerada a partir de mutações destes progenitores. Os novos indivíduos são, por sua vez, avaliados e novamente selecionam-se os melhores para a geração seguinte. Repete-se este procedimento, geração após geração, até que um critério de parada seja satisfeito. Como em cada geração os melhores indivíduos são selecionados e procriados, espera-se que as futuras gerações se enriqueçam de indivíduos com bons desempenhos. Assim, ao se satisfazer o critério de parada, toma-se o melhor indivíduo como a solução do problema. Geralmente, os mecanismos de **seleção** e **mutação** são utilizados para simular o processo evolutivo das ES.

### **Seleção**

As diversas versões de ES derivam do modelo  $(\mu, \kappa, \lambda, \rho)$ ES proposto por Schwefel [S74], cujos parâmetros têm os seguintes significados:

- $\mu$  – número total de progenitores numa geração;
- $\kappa$  – número de ciclos reprodutivos de um indivíduo;
- $\lambda$  – número total de descendentes criados numa geração;
- $\rho$  – número de progenitores de um indivíduo;

Os modelos de ES mais explorados são:

$(\mu, \lambda)$ ES – Este modelo utiliza um esquema determinístico de seleção. A notação  $(\mu, \lambda)$  indica que  $\mu$  progenitores geram  $\lambda$  descendentes por meio de mutações, e os  $\mu$  melhores descendentes são selecionados para substituírem seus pais. Note que este procedimento permite que o melhor indivíduo da futura geração apresente um desempenho inferior ao do seu progenitor. Isto, por um lado, possibilita uma ligeira



deterioração das próximas gerações, mas por outro é interessante, pois permite à população maior flexibilidade para sair de uma região de atração para um ótimo local.

$(\mu+\lambda)$ ES – Neste modelo, os novos  $\mu$  progenitores são selecionados do conjunto  $\mu+\lambda$ , garantindo assim, que os indivíduos da geração futura sejam sempre melhores que os seus progenitores. Devido às recomendações de Schwefel, o modelo  $(\mu,\lambda)$ ES tem sido mais utilizado, embora análises experimentais tenham demonstrado que o modelo  $(\mu+\lambda)$ ES apresenta, em alguns casos, desempenho igual ou melhor que o anterior.

### **Mutação**

A mutação permite gerar diversidade nas populações, garantindo assim, que diferentes regiões, dentro do espaço de busca, sejam exploradas. Nas ES a mutação consiste em adicionar a cada componente do indivíduo (gene) uma perturbação normalmente distribuída.

$$\tilde{X} = X^k + \sigma \times Z \quad (2.5)$$

sendo:

$$Z = [N_1(0,1), \dots, N_i(0,1), \dots, N_{ng}(0,1)] \quad (2.6)$$

onde:

$X^k$  é um vetor de  $ng$  parâmetros objetos (variáveis do problema);

$\tilde{X}$  representa o indivíduo que sofreu mutação;

$\sigma$  é a amplitude de mutação ou passo mutacional;

$N_i$  corresponde a uma distribuição Gaussiana com média zero e variância unitária.

A forma de administrar a amplitude de mutação,  $\sigma$ , durante o processo evolutivo define duas categorias de ES: *não-adaptativas* e *auto-adaptativas*.

Nas ES *não-adaptativas*,  $\sigma$  é mantido constante durante todo o processo evolutivo e apenas os parâmetros objetos ficam sujeitos à mutação e seleção. A eficiência desta metodologia está fortemente ligada ao parâmetro  $\sigma$ . Por exemplo, valores grandes de  $\sigma$  originarão importantes alterações nos indivíduos, o que é geralmente benéfico no início de um processo evolucionário. Grandes perturbações permitem aos novos indivíduos saltar para longe dos progenitores e pesquisar novas regiões. No entanto, à medida que os indivíduos aproximam-se do ótimo, estas perturbações podem afastá-los desta região.

Nas ES *auto-adaptativas*, o passo mutacional fica, também, sujeito à mutação e seleção. A idéia fundamental é que cada indivíduo é governado por parâmetros, objetos e estratégicos (amplitudes de mutação), os quais estão sujeitos à evolução. Se um indivíduo é selecionado para a geração seguinte, este leva consigo seus parâmetros estratégicos. Assim, o algoritmo é capaz de aprender quais as melhores amplitudes de mutação a serem utilizadas durante a evolução.

Com auto-adaptação, à medida que os indivíduos aproximam-se do ótimo, as amplitudes de mutação reduzir-se-ão para garantir que as perturbações introduzidas nos novos indivíduos sejam pequenas. Deste modo, evita-se que os indivíduos saltem para fora desta região. Por outro lado, quando os indivíduos se encontram distantes da zona de otimalidade, as amplitudes tendem a aumentar com o intuito de possibilitar que os novos indivíduos migrem para regiões diferentes.

Nas ES auto-adaptativas, surge um novo parâmetro, denominado fator de aprendizagem, o qual é responsável por administrar o quão rápido, ou lento, será o movimento de elevação/redução dos parâmetros estratégicos [M05].

### **Modelagem do Problema**

No problema de planejamento ótimo, deseja-se encontrar um conjunto de opções de reforços, tais que o seu custo de implantação seja mínimo e, ao mesmo tempo, não apresente cortes de carga para a rede intacta.

A representação dos indivíduos será tal que cada gene corresponderá a uma das opções de reforços e, ainda, será preenchido por um número inteiro, variando de 0 até o número máximo de reforços por gene, que é denotado por  $n_r$ . Além disso, ao indivíduo será incorporado, para o caso das ES auto-adaptativas, o parâmetro  $\sigma$ .

Sendo assim os indivíduos terão o aspecto mostrado na Figura 2.4.

$X_1$	$X_2$	...	$X_i$	...	$X_{ng}$	$\sigma$
-------	-------	-----	-------	-----	----------	----------

Figura 2.4 – Exemplo de um Indivíduo

onde  $X_i$  é uma das possíveis opções de reforços e  $ng$  o número de genes, i.e. o número de possíveis conexões (distintas) entre barras da rede.

Pode-se verificar que a mutação é feita a partir da soma de um ruído, com distribuição Gaussiana, a cada gene do indivíduo. Este ruído pode assumir infinitos valores, inclusive valores negativos. Portanto, torna-se necessária a discretização da variável real ou gene  $X_i$  a fim de adaptar a mutação para o problema em questão. Tal processo pode ser realizado através do seguinte procedimento de discretização:

$$X_i^* = X_i + \sigma \times N_i(0,1) \quad (2.7)$$

$$X_i^{(disc)} = \begin{cases} 0, & \text{se } X_i^* < 0 \\ \text{Round}\{X_i^*\}, & \text{se } X_i^* \in [0, n_r] \\ n_r, & \text{se } X_i^* > n_r \end{cases} \quad (2.8)$$

onde:

$X_i^{(disc)}$  - gene “i” discretizado;

$Round\{X_i^*\}$  - operador que retorna o número inteiro mais próximo do valor da variável real  $X_i^*$ ;

$\sigma \times N_i(0,1)$  - amplitude contínua da mutação ou ruído.

O operador *Round* retorna um número inteiro utilizando o seguinte critério: se a parte fracionária da variável é menor que  $\frac{1}{2}$ , assume-se o valor do menor inteiro mais próximo da variável em questão; caso contrário, usa-se o inteiro imediatamente superior.

### **Critério de Parada**

O algoritmo de ES deve ser interrompido assim que o número máximo de gerações (iterações) é atingido. Alternativamente, pode-se interromper o processo quando a melhor solução encontrada fica inalterada por um determinado número de gerações consecutivas.

### **2.3.4 Otimização por Enxame de Partículas**

O método de Otimização por Enxame de Partículas (PSO - *Particle Swarm Optimization*) é uma técnica de computação evolucionária, introduzida por Kennedy e Eberhart [KE95], inspirada na simulação do movimento dos bandos de pássaros. A PSO compartilha muitas características com os Algoritmos Genéticos e Programas Evolucionários. Esta técnica utiliza uma população de indivíduos, também denominados por partículas, com uma população inicial distribuída aleatoriamente no espaço de soluções. Busca-se, então, o valor ótimo de uma função de adaptação pela atualização da população. Este processo é realizado através do número de gerações. Cada população nova é gerada a partir da população antiga, com um conjunto simples de regras que possuem elementos estocásticos. Um estudo envolvendo a aplicação do algoritmo PSO em sistemas de transmissão foi publicado recentemente [SRC02].

As principais características do algoritmo PSO são: (i) a utilização de operadores primitivos, isto é, não há a necessidade de modelos complexos (gradiente, matriz jacobiano, etc.) para a execução dos cálculos; e (ii) o baixo custo computacional em termos de memória e velocidade.

### **Modelagem do Problema**

O modelo básico do algoritmo PSO consiste de um enxame de  $m$  partículas movendo-se em um espaço de busca  $n$ -dimensional, onde cada ponto é um ótimo global em potencial da função  $f(x)$  sobre um dado domínio  $D$ . A posição de cada partícula é dependente do tempo, sendo denotada por:

$$x^j(t) = [x_1^j(t), x_2^j(t), \dots, x_i^j(t), \dots, x_n^j(t)] \quad (2.9)$$

onde:

- $j$  - número da partícula, podendo assumir valores de  $1, \dots, m$ ;
- $n$  - número de componentes do vetor de posição da partícula;
- $t$  - tempo (gerações).

De maneira similar, cada partícula tem uma velocidade denotada  $v^j(t)$ . Por convenção, as posições das partículas são atualizadas com um intervalo de tempo  $\Delta t = 1$ , para que as gerações  $1, 2, 3, \dots, t$  correspondam aos tempos  $1, 2, 3, \dots, t$ . Portanto, cada partícula tem uma trajetória, o que pode ser entendido como se as partículas *voassem* sobre o espaço de busca.

Para a obtenção da nova posição da partícula adiciona-se um deslocamento à posição corrente, o qual é dado pela multiplicação da velocidade da partícula pelo intervalo de tempo. Lembrando que este intervalo é igual a 1, e omitindo a função do tempo, a nova posição da partícula pode ser obtida através da Equação (2.10). A velocidade da partícula também é atualizada a cada intervalo de tempo, e pode ser obtida pela Equação (2.11).

$$x^{j+1} = x^j + v^{j+1} \quad (2.10)$$

$$v^{j+1} = wv^j + c_1r_1(p^j - x^j) + c_2r_2(g - x^j) \quad (2.11)$$

A nova velocidade pode ser vista como a soma de três termos, multiplicados pelas constantes  $w$ ,  $c_1$  e  $c_2$ , respectivamente. Os tamanhos relativos desses termos determinam suas contribuições na nova velocidade da partícula, e conseqüentemente, na direção da busca. O primeiro termo é a velocidade corrente da partícula e pode ser considerado como o termo de momento, isto é, relacionado à inércia da partícula. O segundo termo, associado a uma busca local, é proporcional ao vetor  $p^j - x^j$ , o que implica em uma tendência da partícula voltar para a melhor posição local, dada por  $p^j$ . Este termo está relacionado com a memória da partícula. Finalmente, o terceiro termo, associado a uma busca global, é proporcional ao vetor  $g - x^j$ , implicando numa tendência da partícula se deslocar para a melhor posição global, dada por  $g$ . A cooperação (troca de informações e características) entre as partículas é representada por este último termo. A Figura 2.5 ilustra o vetor de velocidade da partícula resultante da soma dos três termos.

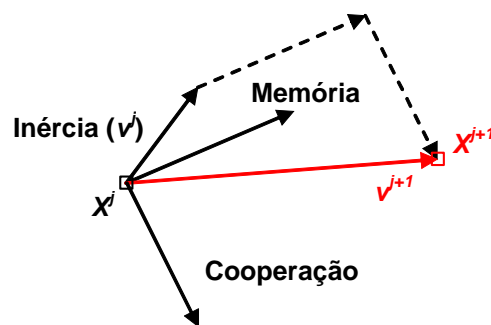


Figura 2.5 – Velocidade da partícula  $j$  - termos de inércia, memória e cooperação.

Os elementos estocásticos são introduzidos pelas variáveis  $r_{1i}$  e  $r_{2i}$ , os quais são números aleatórios com distribuição uniforme no intervalo  $[0,1]$ . O índice  $i$  é incluído aqui para destacar o fato que um novo número aleatório é utilizado para cada componente do vetor de velocidade. O algoritmo é dito assíncrono em conseqüência do ótimo global ser atualizado no final de cada geração.

As partículas podem ser representadas por duas classes de parâmetros: os parâmetros objetos, que são as variáveis do problema; e os parâmetros estratégicos, que são os pesos de cada termo da Equação (2.11), dados pelas constantes  $w$ ,  $c_1$  e  $c_2$ .

### ***Critério de Parada***

Assim como no algoritmo de Estratégias de Evolução, o número máximo de gerações e o número de gerações consecutivas em que a solução permanece inalterada são adotados como critérios de parada para o algoritmo PSO.

### ***2.3.5 Exame Evolucionário de Partículas***

Apesar de apresentar resultados satisfatórios, o algoritmo PSO ainda apresenta algumas desvantagens. Dentre elas, a necessidade do ajuste dos parâmetros estratégicos ( $w$ ,  $c_1$  e  $c_2$ ). Isto significa que o algoritmo PSO possui forte dependência de controles externos, definidos heurísticamente e baseados em tentativa e erro. Portanto, dificilmente pode-se obter algoritmos flexíveis e eficientes para todas as situações e em todas as classes de problemas.

Tendo em vista estas considerações, foi proposto recentemente um método que une características dos algoritmos evolucionários e PSO [MF02]. Neste método, denominado Exame Evolucionário de Partículas (EPSO - *Evolutionary Particle Swarm Optimization*), são utilizadas: a idéia de auto-adaptação, para o ajuste dos parâmetros estratégicos, e a competição entre os indivíduos (partículas). Para tal, o algoritmo EPSO utiliza cinco mecanismos básicos para simular o processo evolutivo: **replicação**, **mutação**, **reprodução**, **avaliação** e **seleção** [MF02]. Estes mecanismos são reiteradamente aplicados sobre o conjunto de indivíduos que vão sendo gerados (evoluídos), com o objetivo de explorar o espaço de busca e encontrar melhores soluções para o problema (alternativas de expansão).

### **Replicação e Mutação**

Os mecanismos de replicação e de mutação têm como objetivo principal gerar a população de descendentes das partículas. Desta forma, é resguardada a diversidade de soluções no espaço de busca. Para tal, cada partícula é replicada, isto é clonada,  $r - 1$  vezes e cada clone sofre mutação nos seus parâmetros estratégicos.

A mutação dos parâmetros estratégicos pode ser adotada com base na seguinte equação [MF02]:

$$\tilde{W}_k^j = W_k^j [LogN(0,1)]^\tau \quad (2.12)$$

onde:

$LogN(0,1)$  - variável aleatória com distribuição Lognormal derivada da Gaussiana  $N(0,1)$ , de média 0 e variância 1; e

$\tau$  - fator de aprendizagem, fixado externamente, que controla a amplitude das mutações.

### **Reprodução, Avaliação e Seleção.**

Após a replicação e mutação, cada partícula reproduz um descendente de acordo com as Equações (2.13) e (2.14).

$$x^{j+1} = x^j + v^{j+1} \quad (2.13)$$

$$v^{j+1} = W_i^j v^j + W_m^j (p^j - x^j) + W_c^j (b_G - x^j) \quad (2.14)$$

onde:

$W_i^j$  - matriz diagonal de pesos do termo inércia da partícula j, em que o elemento



- $W_{i_k}^j$  - peso para a dimensão  $k$  do termo inércia;
- $W_m^j$  - matriz diagonal de pesos do termo memória da partícula  $j$ , em que o elemento  $W_{m_k}^j$  é o peso para a dimensão  $k$  do termo memória;
- $W_c^j$  - matriz diagonal de pesos do termo cooperação da partícula  $j$ , em que o elemento  $W_{c_k}^j$  é o peso para a dimensão  $k$  do termo cooperação;
- $p^j$  - melhor solução (posição no espaço) encontrada pela trajetória da partícula  $j$ ;
- $b_G$  - melhor solução (posição no espaço) encontrada pelo enxame até o momento.

Em relação ao termo de cooperação ( $b_G$ ), pode-se adicionar um ruído derivado do sorteio de um número aleatório com distribuição normal. O objetivo é direcionar as partículas para a região em torno do ponto ótimo corrente e não para a posição do ponto. A busca da solução ótima pode não ser realizada eficientemente caso este ruído não seja considerado.

Em seguida, a população de descendentes é avaliada por uma função de adaptação, a qual pode ser a própria função objetivo do problema em questão.

A idéia principal do operador de seleção no algoritmo EPSO é selecionar os melhores indivíduos da população atual, permitindo que estes indivíduos possam passar as suas características às próximas gerações através da mutação. Isto funciona como na natureza, onde os indivíduos mais adaptados ao ambiente possuem maiores chances de sobreviver do que aqueles indivíduos considerados menos adaptados.

Durante a etapa de seleção, o EPSO escolherá uma partícula de cada grupo de  $r$  descendentes para formar a nova partícula. Os mecanismos de seleção ou amostragem são bastante variados, dentre os quais se destacam dois grupos principais segundo o grau de influência da aleatoriedade no processo:

- *Amostragem elitista*: seleção da melhor partícula do grupo de  $r$  descendentes;

- *Amostragem estocástica*: são atribuídas probabilidades de seleção aos indivíduos da população com base na sua função de adaptação.

### ***Discretização das Variáveis***

O planejamento da expansão dos sistemas elétricos de subtransmissão é um problema de otimização inteira-mista, não-linear e com natureza combinatória explosiva, pois o número de alternativas de expansão cresce exponencialmente com o número de ramos que poderão receber reforços.

Para os problemas que envolvem variáveis discretas, foi proposta em [KE97] uma versão, com representação das partículas através de números binários, para a PSO. Este modelo poderia ser aplicado também para o EPSO. No entanto, optou-se por adotar a estratégia exposta através das Equações (2.13) e (2.14).

Para o caso específico do problema de minimizar o custo de expansão do sistema elétrico de subtransmissão e o corte de carga, as partículas da PSO são representadas por um vetor com dimensão igual ao número de pontos de possíveis reforços (parâmetro objeto). Cada componente deste vetor assumirá valores discretos no intervalo  $[0, n]$ , onde  $n$  é o número máximo de reforços que podem ser adicionados ao sistema em cada ponto. Ao EPSO são acrescentados os pesos (parâmetros estratégicos) na representação das partículas.

### ***2.3.6 Busca Dispersa***

Desenvolvida por Glover [CGTT63, G63, G65] para a obtenção de regras de decisão locais melhoradas para o problema “*Job Shop Scheduling*” [G63], a Busca Dispersa (SS - *Scatter Search*) é um novo exemplo de métodos evolucionários. A principal diferença, em relação às metaheurísticas evolutivas apresentadas até aqui, é o emprego de técnicas sistemáticas (e não aleatórias) na substituição de uma população por outra. Nesse sentido, a Busca Dispersa promove a intensificação e a diversificação utilizando mecanismos que a assemelham à Busca Tabu [GL97].

Inicialmente, o algoritmo da Busca Dispersa constrói um conjunto inicial de soluções e aplica métodos heurísticos para melhorar a qualidade de cada uma dessas soluções. Em seguida, um subconjunto das melhores soluções é selecionado para ser o conjunto de referência. Após essas fases iniciais, é realizado um processo iterativo que, em cada passo:

- i. Cria novas soluções a partir de combinações de subconjuntos do conjunto de referência atual;
- ii. Aplica métodos heurísticos para melhorar a qualidade individual das soluções criadas;
- iii. Substitui o conjunto de referência atual por um subconjunto das melhores soluções existentes.

A qualidade das soluções é medida de acordo com critérios variados, levando em conta, por exemplo, a função objetivo e a diversidade.

O processo SS é estruturado para capturar informação não contida separadamente nos vetores soluções originais e tirar vantagem dos métodos heurísticos auxiliares para selecionar os elementos a serem combinados e gerar novos vetores.

A Busca Dispersa opera um conjunto de soluções (conjunto de referência), as quais são combinadas para a criação de novas soluções. Diferentemente da população em GA, o conjunto de referência de soluções em SS é relativamente pequeno. Geralmente, GA necessitam de grandes populações para manter um nível desejado de diversidade enquanto SS sistematicamente injeta diversidade no conjunto de referência.

A abordagem SS pode ser descrita em linhas básicas, como a seguir:

- i. Gerar um conjunto inicial de vetores de soluções para garantir um nível crítico de diversidade e aplicar o processo heurístico designado para o problema como uma tentativa de melhorar estas soluções. Designar um subconjunto dos melhores vetores para serem as soluções de referência. A noção de “melhores” neste passo não é limitada à medida dada exclusivamente pela avaliação da função objetivo. Em particular, uma solução pode ser adicionada ao conjunto de referência se a diversidade do conjunto melhora até mesmo quando o valor da função objetivo da solução é inferior a outras soluções competidoras para admissão no conjunto de referência.
- ii. Criar novas soluções consistindo de combinações estruturadas de subconjuntos das soluções de referência atuais. As combinações estruturadas são:
  - a. Escolhidas para produzir pontos dentro e fora da região convexa abarcada pelas soluções de referência;
  - b. Modificadas para produzir soluções aceitáveis. Por exemplo, para um problema discreto/inteiro, se uma solução é obtida por combinação linear de duas ou mais soluções, um processo de arredondamento generalizado que produz valores inteiros pode ser aplicado. Uma solução aceitável pode ou não ser factível em relação a outras restrições do problema.
- iii. Aplicar os processos heurísticos usados no *passo 1* para melhorar as soluções criadas no *passo 2*. Estes processos heurísticos devem ser capazes de operar com soluções infactíveis e podem ou não produzir soluções factíveis.
- iv. Extrair uma coleção das melhores soluções do *passo 3* e adicioná-las ao conjunto de referência. Repetir os *passos 2, 3 e 4* até o ponto em que o conjunto de referência permanece inalterado. Diversificar o conjunto de referência, reiniciando a partir do *passo 1*. Parar quando atingir um limite de iterações especificado.

A primeira característica notável em SS é que suas combinações estruturadas são aplicadas com o objetivo de criar centros ponderados de sub-regiões selecionadas.

Outra importante característica se relaciona às estratégias para selecionar sub-conjuntos particulares de soluções para combinar no passo 2. Estas estratégias são tipicamente projetadas para fazer uso de um tipo de *clustering* para permitir novas soluções serem construídas “*within clusters*” e “*across clusters*”. Finalmente, o método é organizado para usar mecanismos de melhoria auxiliares que são capazes de operar em regiões não factíveis, removendo a restrição de que as soluções devem ser factíveis a fim de serem incluídas no conjunto de referência.

Os princípios a seguir sintetizam os fundamentos da metodologia Busca Dispersa:

- i. Informação útil sobre a forma (ou localização) das soluções ótimas contidas em uma coleção adequadamente diversificada de soluções de elite;
- ii. Quando soluções são combinadas como uma estratégia de explorar tais informações, é importante prover mecanismos capazes de construir combinações que extrapolam as regiões abarcadas pelas soluções consideradas. Similarmente, é também importante incorporar processos heurísticos para mapear soluções combinadas em novas soluções. O propósito deste mecanismo de combinação é incorporar diversidade e qualidade;
- iii. Levar em consideração, simultaneamente, soluções múltiplas, como base para criar combinações, aumentando a oportunidade de explorar informações contidas na união de soluções de elite.

Como os mecanismos SS não estão restritos a um modelo uniforme único, a exploração de possibilidades estratégicas podem se mostrar efetivas em uma aplicação particular. Estas observações e princípios levam à seguinte estrutura de implementação.

- i. Um *método de geração de diversificação* para gerar uma coleção de diversas tentativas de solução, usando uma tentativa de solução arbitrária (ou solução semente) como uma entrada;
- ii. Um *método de melhoramentos* para transformar uma tentativa de solução em uma ou mais tentativas de solução melhorada;
- iii. Um *método de atualização do conjunto de referência* para construir e manter um conjunto de referência consistindo das  $b$  “melhores” soluções encontradas (onde o valor  $b$  é tipicamente pequeno, isto é, não mais que 20), organizado para fornecer acesso eficiente pelas outras partes do método. As soluções ganham pertinência no conjunto de referência de acordo com suas qualidades e suas diversidades;
- iv. Um *método de geração de subconjuntos* para operar no conjunto de referência, a fim de produzir um subconjunto de suas soluções como uma base para criar soluções combinadas;
- v. Um *método de combinação de soluções* para transformar um dado subconjunto de soluções produzidas pelo método de geração de subconjuntos em um ou mais vetores de solução combinados.

Processos específicos para suportar estes passos são descritos em [GL97].

## 2.4 ANÁLISE COMPARATIVA

### 2.4.1 Sistema Teste

O sistema apresentado na Figura 2.6 será utilizado para avaliar as metodologias estudadas. Como alternativas de expansão definiu-se que serão admitidos até 3 circuitos entre duas barras, além dos circuitos existentes. Cada circuito novo terá o dobro da reatância e a metade da capacidade do correspondente circuito existente.

Deste modo, cada circuito existente é adotado como um circuito duplo, e os respectivos ramos poderão receber de 0 a 3 circuitos simples. A potência base deste sistema é de 100 MVA.

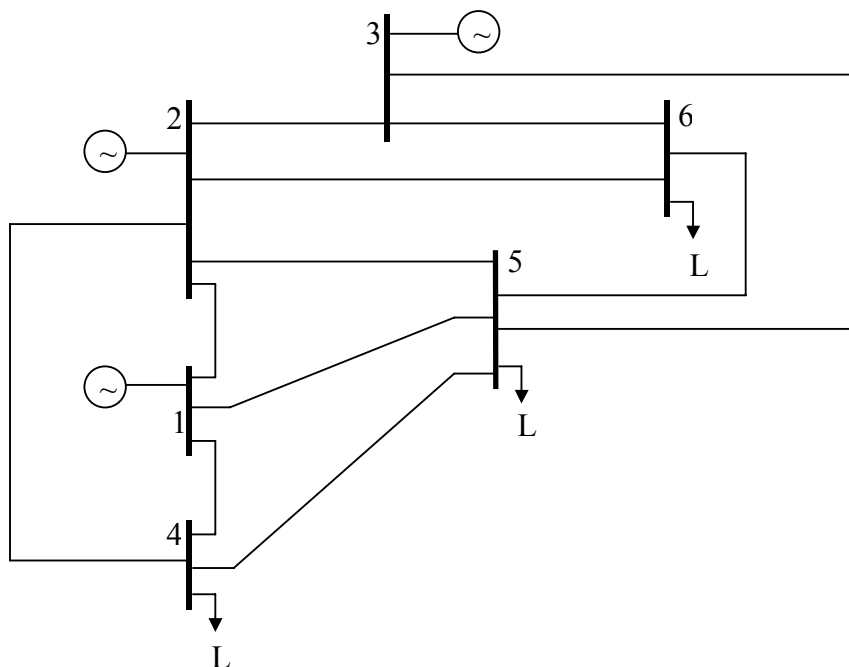


Figura 2.6 – Sistema Teste.

Nas Tabelas 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4, são apresentados os dados do sistema teste para o ano de referência (Ano 0). A capacidade máxima total de geração é de 2,60 p.u. e a carga pico atinge 2,10 p.u. Para a expansão foi considerado um horizonte de 10 anos, representando um crescimento de 100% em relação ao ano inicial. Assim, no último ano, a capacidade de geração atinge 5,20 p.u. e carga 4,20 p.u.

Tabela 2.1 – Dados de Geração.

BARRA	CAP. MAX. (pu)
1	1,20
2	0,70
3	0,70

Tabela 2.2 – Dados de Carga.

BARRA	POTÊNCIA (pu)
4	0,70
5	0,70
6	0,70

Tabela 2.3 – Dados de Circuitos Existentes.

BARRAS		CIRC. N°	REATÂNCIA (pu)	CAP. MAX. (pu)
1	2	1	0,20	0,50
1	4	2	0,20	0,50
1	5	3	0,30	0,40
2	3	4	0,25	0,40
2	4	5	0,10	0,80
2	5	6	0,30	0,40
2	6	7	0,20	0,50
3	5	8	0,26	0,40
3	6	9	0,10	0,80
4	5	10	0,40	0,30
5	6	11	0,30	0,40

Tabela 2.4 – Dados de Circuitos Novos.

BARRAS		REATÂNCIA (pu)	CAP. MAX. (pu)	CUSTO* (10 <sup>6</sup> R\$)	ADIÇÃO MÁXIMA
1	2	0,40	0,25	25	3
1	4	0,40	0,25	25	3
1	5	0,60	0,20	20	3
2	3	0,50	0,20	20	3
2	4	0,20	0,40	40	3
2	5	0,60	0,20	20	3
2	6	0,40	0,25	25	3
3	5	0,52	0,20	20	3
3	6	0,20	0,40	40	3
4	5	0,80	0,15	15	3
5	6	0,60	0,20	20	3

\* Como pode ser observado, utilizou-se um custo proporcional à capacidade máxima do circuito existente, i.e., R\$/MW. Num caso real, entretanto, tal custo estará associado ao comprimento do circuito, i.e., R\$/km.

Para um melhor entendimento da necessidade de expansão do sistema teste, inicialmente, foram obtidos os resultados para o sistema atual, i.e., sem o acréscimo de carga e de capacidade de geração e sem a expansão da transmissão. A Tabela



2.5 mostra a geração máxima em cada gerador e seus respectivos custos de operação.

Tabela 2.5 – Potência Máxima e Custo de Operação de cada Gerador.

GERAÇÃO	P MAX (PU)	CUSTO (R\$/MW)
G1	1,20	25,00
G2	0,70	15,00
G3	0,70	35,00

Na Figura 2.7, são apresentados os resultados para o sistema atual.

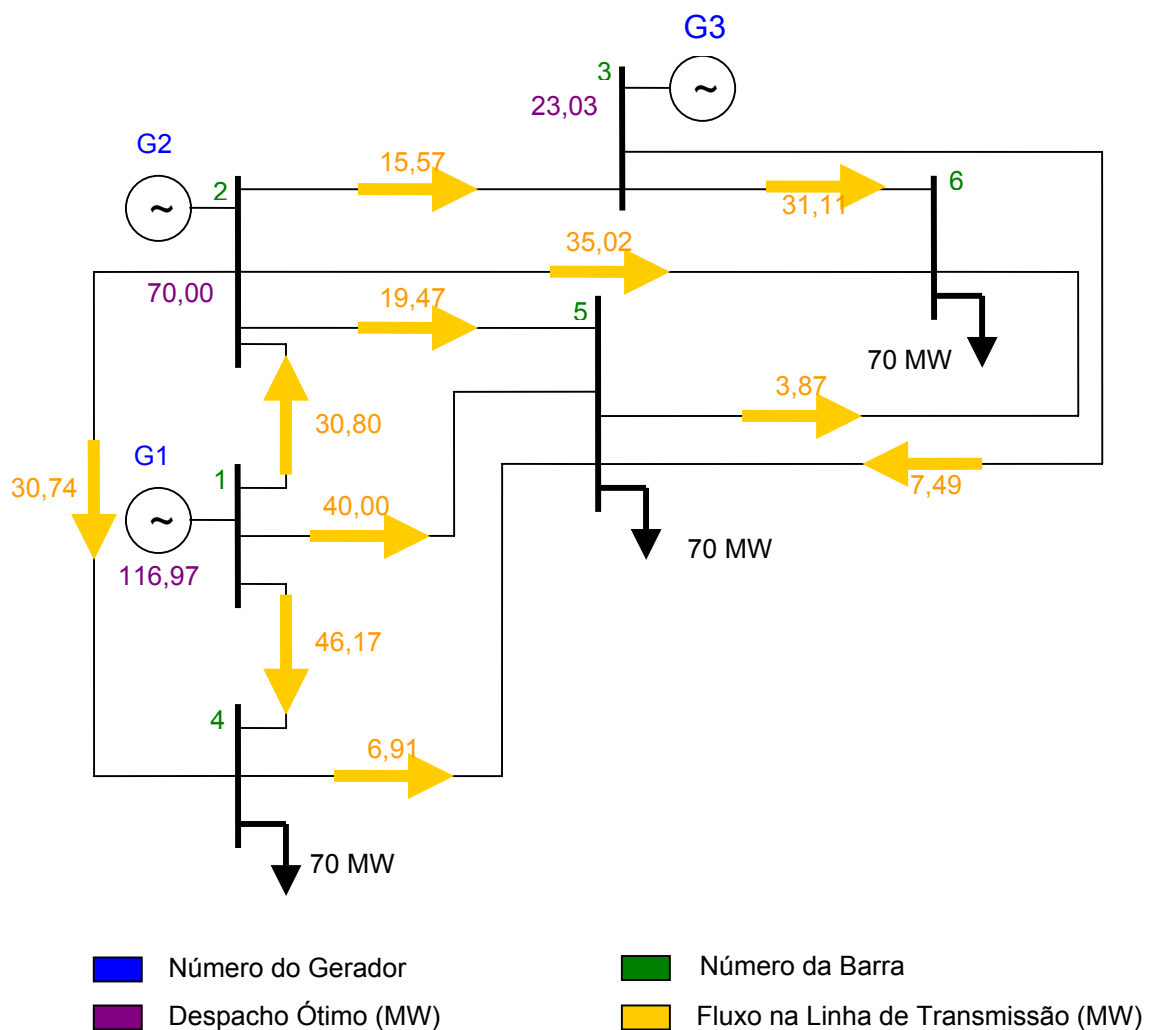


Figura 2.7 – Resultados para o Sistema Atual.

Na Tabela 2.6, são apresentados o fluxo e o carregamento percentual de cada circuito para o sistema atual.

Tabela 2.6 – Fluxo e Carregamento Percentual de cada Circuito para o Sistema Atual.

BARRAS		CIRC. N°	FLUXO (MW)	FLUXO/CAP MAX (%)
1	2	1	30,80	61,60%
1	4	2	46,17	92,34%
1	5	3	40,00	100,00%
2	3	4	15,57	38,93%
2	4	5	30,74	38,43%
2	5	6	19,47	48,68%
2	6	7	35,02	70,04%
3	5	8	7,49	18,73%
3	6	9	31,11	38,89%
4	5	10	6,91	23,03%
5	6	11	3,87	9,68%

Como é possível verificar, os circuitos 2 e 3 apresentam os maiores carregamentos percentuais. A princípio, poderia se concluir que estes ramos devem apresentar maior necessidade de expansão. Isto será confirmado, ou não, nos resultados para o sistema futuro.

Para o sistema futuro, sem qualquer reforço na transmissão e considerando um aumento de 100% na carga e na geração, utilizou-se uma política de despacho de mínimo custo, cujos parâmetros são apresentados na Tabela 2.5. Foi utilizado também um custo de interrupção no valor de 1.000 R\$/MWh, para todas as barras de carga do sistema. No entanto, diferentes custos de interrupção podem ser utilizados, com o intuito de priorizar o corte em determinada barra.

A Figura 2.8 ilustra os resultados obtidos nesta análise e a Tabela 2.7 apresenta o fluxo e o carregamento percentual de cada circuito para o sistema futuro sem expansão. Observa-se que, mesmo com a nova capacidade de geração disponível, houve corte em todas as barras de carga: Barra 4 → 15,12 MW; Barra 5 → 13,58 MW; Barra 6 → 29,92 MW. Observe-se ainda que existem cinco circuitos (2, 3, 5, 8 e

9) com carregamento percentual *crítico*. Portanto, há necessidade de expansão da rede de transmissão do sistema teste para eliminar os cortes de carga previstos no futuro.

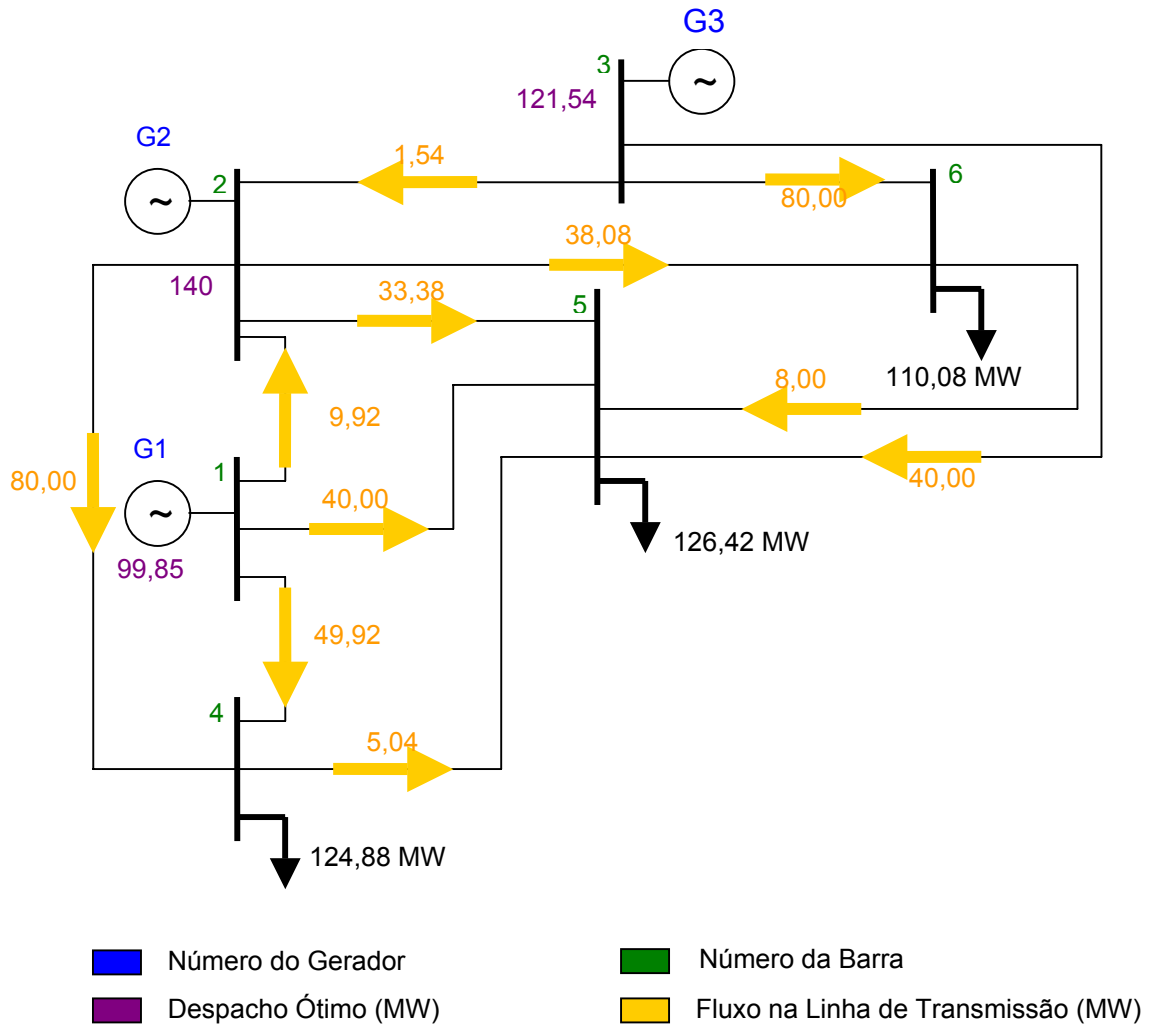


Figura 2.8 – Resultados para o Sistema Futuro sem Expansão.

Tabela 2.7 – Fluxo e Carregamento Percentual de cada Circuito para o Sistema Futuro sem Expansão.

BARRAS		CIRC. N°	FLUXO (MW)	FLUXO/CAP MAX (%)
1	2	1	9,92	19,84%
1	4	2	49,92	99,84%
1	5	3	40,00	100,00%
2	3	4	1,54	3,85%
2	4	5	80,00	100,00%
2	5	6	33,38	83,45%
2	6	7	38,08	76,16%
3	5	8	40,00	100,00%
3	6	9	80,00	100,00%
4	5	10	5,04	16,80%
5	6	11	8,00	20,00%

Considerando um processo de planejamento convencional, pode-se observar que existem 6 ramos candidatos a reforços. Obviamente, poder-se-ia ainda acrescentar novas conexões entre as barras existentes, o que não está sendo adotado neste estudo. Neste processo convencional de planejamento, os seguintes parâmetros deverão ser econômica e tecnicamente gerenciados: quais ramos e suas respectivas capacidades de transmissão. A idéia básica é sempre minimizar o custo de expansão sem cortes de carga.

As técnicas descritas anteriormente: Algoritmos Genéticos, Busca Tabu, Estratégias de Evolução, Otimização por Enxame de Partículas, Exame Evolucionário de Partículas e Busca Dispersa, serão avaliadas através de um estudo utilizando o sistema descrito no item anterior. Especificamente no caso das Estratégias de Evolução, será considerado somente o modelo não adaptativo.

Antes de apresentar os resultados obtidos, vale lembrar que, após ajustes provenientes de testes e de análises cuidadosamente realizadas para cada uma das técnicas, foram adotados os parâmetros apresentados nas Tabelas 2.8 a 2.13.

Tabela 2.8 – Parâmetros: GA

PARÂMETRO	VALOR
Tamanho da população	30
Taxa de elitismo	0,1
Taxa de cruzamento	0,9
Probabilidade de mutação	0,02

Tabela 2.9 – Parâmetros: TS

PARÂMETRO	VALOR
Tamanho da lista tabu	5
Intensificações	50
Diversificações	5

Tabela 2.10 – Parâmetros: ES

PARÂMETRO	VALOR
Tamanho da população	30
Amplitude de mutação	0,4

Tabela 2.11 – Parâmetros: PSO

PARÂMETRO	VALOR
Tamanho da população	30
Peso associado à memória (c1)	2,0
Peso associado à cooperação (c2)	2,0
Peso associado à inércia (w)	1,0
Amplitude de mutação	0,4

Tabela 2.12 – Parâmetros: EPSO

PARÂMETRO	VALOR
Tamanho da população	30
Peso associado à memória (wm)	2,0
Peso associado à cooperação (wc)	2,0
Peso associado à inércia (wi)	1,0
Amplitude de mutação	0,4
Coefficiente de aprendizagem	1,0

Tabela 2.13 – Parâmetros: SS

PARÂMETRO	VALOR
Conjunto de referência	5
Subconjunto qualidade	3
Subconjunto diversidade	2
Diversificações	5

Para todos os métodos, foi empregado o valor de R\$3.000,00 por kW para a penalidade do corte de carga, exceto para o método SS que não utiliza este parâmetro. A utilização de uma penalidade, no lugar do real valor do custo do corte de carga, é necessária para tornar os investimentos mais atrativos que a aplicação de cortes de carga. Em relação ao critério de parada, adotou-se para todos os métodos, exceto TS e SS, um número máximo de 100 iterações (gerações) ou 15 iterações consecutivas sem melhora da solução. No TS adotou-se um número máximo de 50 intensificações ou 15 intensificações consecutivas sem melhora da solução e no caso SS, o critério de parada é regido pelo número de diversificações (5).

Ao final de uma execução dos programas computacionais, as soluções encontradas por cada um dos algoritmos estão apresentadas na Tabela 2.14. A coluna da direita (C.I.) indica o custo de investimento da solução encontrada.

Tabela 2.14 – Resultados: Sistema Teste

ALGORITMO	C.I. (R\$ x 10 <sup>6</sup> )
GA	85,00
TS	85,00
ES	85,00
PSO	85,00
EPSO	85,00
SS	85,00

Pode-se observar que a melhor solução apresenta um investimento de R\$ 85 milhões e que esta solução foi encontrada por todos os métodos.

De acordo com os resultados obtidos, a melhor alternativa de expansão para o sistema Teste, no horizonte de planejamento, é adicionar um circuito simples nos ramos 2 (1 – 4), 3 (1 – 5) e 9 (3 – 6), cujos custos são R\$25 milhões, R\$20 milhões e R\$40 milhões, respectivamente. A Tabela 2.15 apresenta os dados da nova rede, onde os valores alterados estão em destaque.

Tabela 2.15 – Dados de Circuitos com Expansão.

BARRAS		CIRC. N°	REATÂNCIA (pu)	CAP. MAX. (pu)
1	2	1	0,20	0,50
<b>1</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>0,13</b>	<b>0,75</b>
<b>1</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>0,20</b>	<b>0,60</b>
2	3	4	0,25	0,40
2	4	5	0,10	0,80
2	5	6	0,30	0,40
2	6	7	0,20	0,50
3	5	8	0,26	0,40
<b>3</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>0,07</b>	<b>1,20</b>
4	5	10	0,40	0,30
5	6	11	0,30	0,40

A Tabela 2.15 apresenta na coluna REATÂNCIA (pu), a reatância equivalente dos circuitos existentes e dos circuitos propostos, bem como a capacidade máxima total.

Na Figura 2.9 são apresentados os resultados para o sistema futuro, i.e. com a expansão da transmissão obtida por todos os algoritmos testados. Note que mesmo com o gerador 1 (G1) sendo mais barato que o gerador 3 (G3), a rede de transmissão não permite que o despacho em G1 seja máximo. Isto pode ser comprovado pelo fluxo no circuito 3 (1 – 5), que está em sua capacidade máxima. Os ramos tracejados representam os circuitos que foram reforçados.

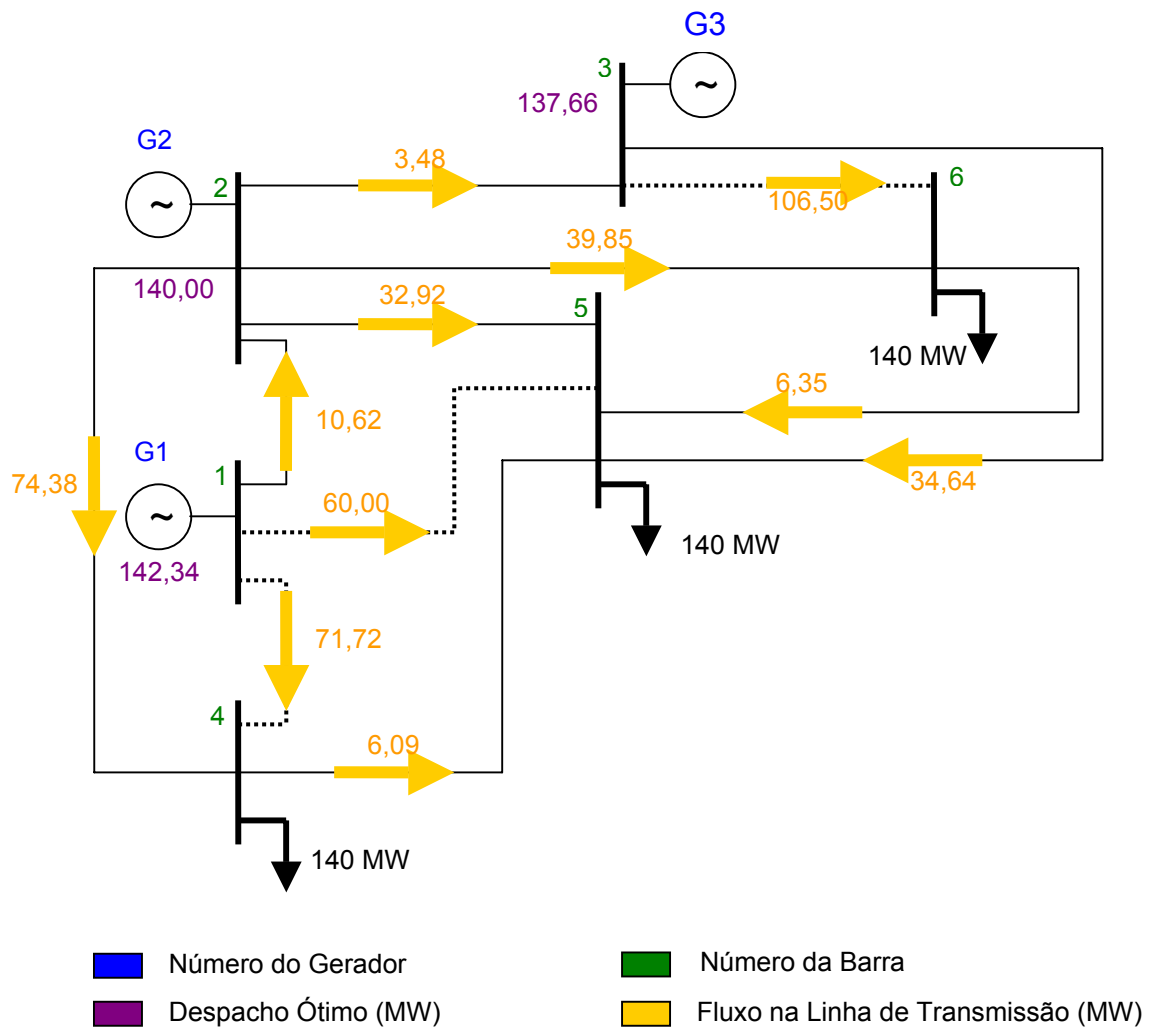


Figura 2.9 – Resultados para o Sistema Futuro com Expansão.

Na Tabela 2.16, são apresentados o fluxo e o carregamento percentual de cada circuito. Como pode ser verificado, mesmo após a expansão, os circuitos 2, 3, 5 e 9 ainda apresentam alto carregamento percentual. Observe que uma configuração mais dispendiosa (não vencedora) poderá ser reconsiderada, se seu potencial de capacidade restante (i.e. não utilizada) de transmissão puder ser adequadamente avaliado pelo processo de planejamento, tendo em vista a dinâmica da expansão.



Tabela 2.16 – Fluxo e Carregamento Percentual de cada Circuito para o Sistema Futuro com Expansão.

BARRAS		CIRC. N°	FLUXO (MW)	FLUXO/CAP MAX (%)
1	2	1	10,62	21,24%
1	4	2	71,72	95,63%
1	5	3	60,00	100,00%
2	3	4	3,48	8,70%
2	4	5	74,38	92,98%
2	5	6	32,92	82,30%
2	6	7	39,85	79,70%
3	5	8	34,64	86,60%
3	6	9	106,50	88,75%
4	5	10	6,09	20,30%
5	6	11	3,35	15,88%

Para comparar o comportamento dos algoritmos, foram realizados testes adicionais variando alguns parâmetros como tamanho da população inicial e amplitude de mutação. Como estes algoritmos dependem de valores aleatórios, cada execução poderá apresentar um resultado levemente distinto em termos de solução e custo. Portanto, na Tabela 2.17, calcula-se o *percentual de acertos* para cada método e também o *número médio de iterações* para os casos em que a solução ótima foi encontrada.

Tabela 2.17 – Estudo Comparativo dos Algoritmos.

MÉTODO	ACERTOS (%)	ITERAÇÕES	TEMPO (s) *
GA	40	25	34,69
TS	100	41	9,20
ES	86	52	40,97
PSO	22	80	33,99
EPSO	23	59	28,65
SS	98	3	5,18

\* O tempo apresentado refere-se à execução total do método e as simulações foram realizadas em um computador Pentium IV com 2.8 GHz.

Verifica-se que os algoritmos TS, ES e SS se mostram mais robustos, e entre eles, o algoritmo TS é o de maior sucesso, pois repetiu a mesma solução em todas as simulações. Portanto, um usuário poderá estar mais confiante na qualidade de uma única execução. É claro que a necessidade de reajustar os parâmetros não fica eliminada. Em relação ao tempo computacional médio, gasto nas simulações, percebe-se que os algoritmos SS e TS são os mais rápidos.

### 2.4.2 Sistema Pirapora 2

O sistema que será utilizado foi obtido a partir de estudos visando a interligação da nova subestação PRRD (SE Pirapora 2) à malha de 138 kV que atende a região de Várzea da Palma, Pirapora e Montes Claros em Minas Gerais. A Figura 2.10 apresenta o diagrama unifilar deste sistema.

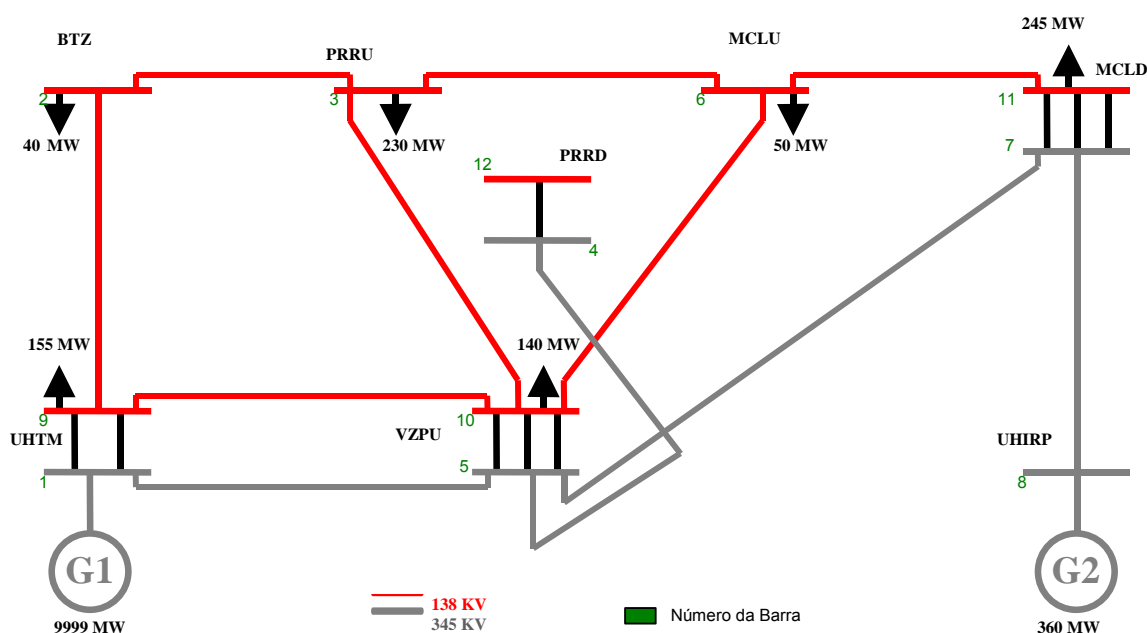


Figura 2.10 – Sistema Pirapora 2.

A seguir, são apresentados os dados necessários ao estudo com o sistema Pirapora 2. Adicionalmente, informa-se que a potência base do sistema é igual a 100 MVA.

Tabela 2.18 – Dados de Subestações.

SUBESTAÇÃO		COORDENADAS (km)		GERAÇÃO (MW)	CARGA (MW)
SIGLA	NOME	X	Y		
UHTM	Usina de Três Marias	0	0	9999	155
BTZ	Buritzeiro	0	118	-	40
PRRU	Pirapora 1	18	118	-	230
PRRD	Pirapora 2	18	101	-	-
VZPU	Várzea de Palma 1	56	100	-	140
MCLU	Montes Claros 1	189	118	-	50
MCLD	Montes Claros 2	200	118	-	245
UHIRP	Usina de Irapé	200	-42	250	-

Em relação aos dados fornecidos pela Tabela 2.18, cabe salientar que a coluna GERAÇÃO contém os limites de capacidade das usinas. Já a coluna CARGA apresenta os picos anuais de cada subestação. Finalmente, acrescentam-se os valores adotados para o custo de geração (em R\$/MW): 40,00 e 25,00, para as usinas UHTM e UHIRP, respectivamente<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Os valores mais realistas seriam R\$25,00 (UHTM) e R\$100,00 (UHIRP), visto que a primeira usina já está depreciada e a segunda está em construção. Embora tais valores alterem o ponto de operação em termos de despacho não interferem em nada no que diz respeito à função objetivo a ser otimizada para o problema em questão.

Tabela 2.19 – Dados de Circuitos Existentes.

BARRAS		CIRC. Nº	REATÂNCIA (pu)	CAP. MAX. (MW)
2	3	1	0,0439	125
2	9	2	0,3191	125
3	6	3	0,3963	125
3	10	4	0,0983	73
6	10	5	0,4216	73
6	11	6	0,0281	125
9	10	7	0,2374	125
1	5	8	0,0318	800
4	5	9	0,0111	800
5	7	10	0,0484	800
7	8	11	0,0502	800
1	9	12	0,0771	150
1	9	13	0,0771	150
4	12	14	0,0436	150
5	10	15	0,0500	150
5	10	16	0,0500	150
5	10	17	0,0500	150
7	11	18	0,0500	150
7	11	19	0,0500	150
7	11	20	0,0500	150

Tabela 2.20 – Dados de Circuitos Novos.

BARRAS		REATÂNCIA (pu)	CAP. MAX. (pu)	CUSTO* (10 <sup>6</sup> R\$)	ADIÇÃO MÁXIMA
2	3	0,0439	125	2,7000	2
2	6	0,4795	125	28,3500	3
2	9	0,3191	125	17,7000	2
2	10	0,1492	125	8,8233	3
2	11	0,5074	125	30,0000	3
2	12	0,0628	125	3,7138	3
3	6	0,3963	125	25,6500	2
3	9	0,3028	125	17,9047	3
3	10	0,0983	73	6,3071	2
3	11	0,4617	125	27,3000	3
3	12	0,0431	125	2,5500	3
6	9	0,5653	125	33,4217	3
6	10	0,4216	73	20,1319	2
6	11	0,0281	125	1,6500	2
6	12	0,4360	125	25,7764	3
9	10	0,2374	125	17,1919	2
9	11	0,5891	125	34,8323	3
9	12	0,2603	125	15,3887	3
10	11	0,3682	125	21,7681	3
10	12	0,0964	125	5,7020	3
11	12	0,4637	125	27,4188	3
4	12	0,0436	150	11,2500	2

Para a definição dos circuitos novos, foram consideradas todas as interligações entre as barras de 138 kV. Conforme será descrito a seguir, os dados destes circuitos são obtidos de forma automática, bastando fornecer as barras candidatas a receber reforços. Para o presente sistema estas barras são as de números: 2, 3, 6, 9, 10, 11 e 12.

Primeiramente, analisou-se o sistema Pirapora 2 sem qualquer adição de reforço em subtransmissão. O despacho ótimo e os fluxos obtidos para esta situação são representados na Figura 2.11.

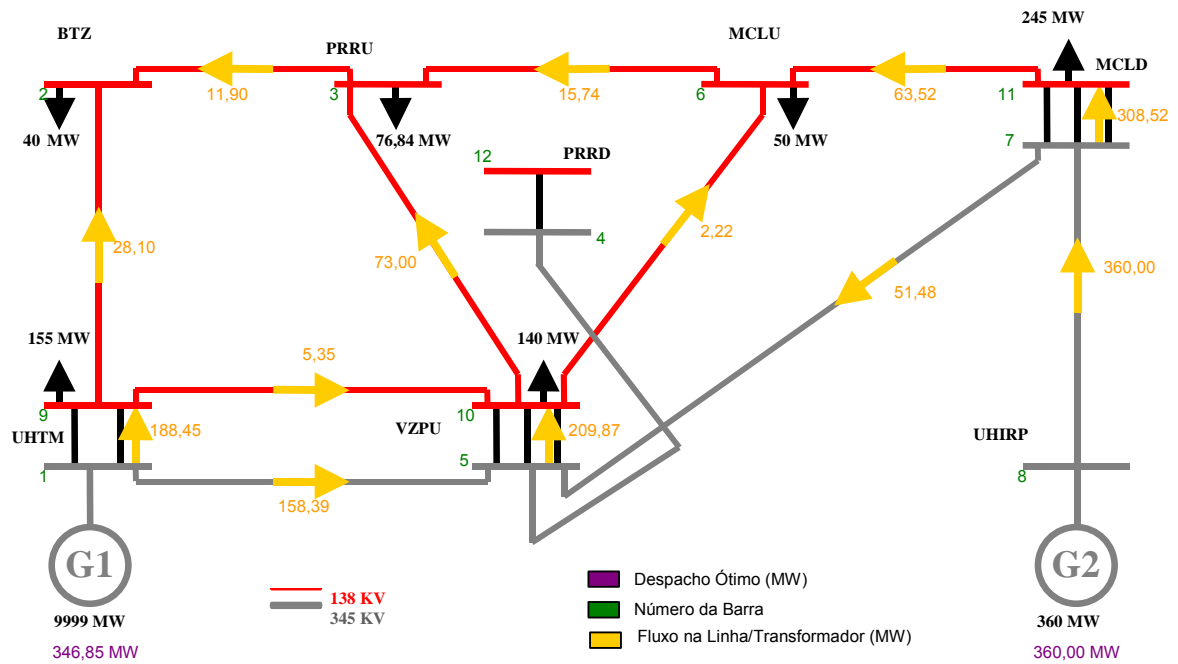


Figura 2.11 – Resultados para o Sistema Pirapora 2 sem Reforços.

Houve um corte de 153,16 MW na carga da barra 3 (SE Pirapora 1), sendo atendidos apenas 76,84 MW. O fluxo e o carregamento percentual obtidos para cada um dos circuitos existentes são apresentados na Tabela 2.21.

Tabela 2.21 – Fluxo e Carregamento Percentual de cada Circuito para o Sistema Pirapora 2 sem Reforços.

BARRAS		CIRC. N°	FLUXO (MW)	FLUXO/CAP MAX (%)
2	3	1	-11,90	9,52
2	9	2	-28,10	22,48
3	6	3	-15,74	12,59
3	10	4	-73,00	100,00
6	10	5	-2,22	3,01
6	11	6	-63,52	50,82
9	10	7	5,35	4,28
1	5	8	158,39	19,80
4	5	9	0,00	0,00
5	7	10	-51,48	6,44
7	8	11	-360,00	45,00
1	9	12	94,22	62,81
1	9	13	94,22	62,81
4	12	14	0,00	0,00
5	10	15	69,96	46,64
5	10	16	69,96	46,64
5	10	17	69,96	46,64
7	11	18	102,84	68,56
7	11	19	102,84	68,56
7	11	20	102,84	68,56

Em destaque está o circuito 4, que liga Pirapora 1 (PRRU) a Várzea da Palma 1 (VZPU) onde foi atingido o limite de capacidade de transmissão. Como os demais circuitos apresentam carregamentos percentuais que podem ser considerados baixos (inferiores a 70%), é razoável se esperar que a maioria das melhores alternativas de expansão aponte circuitos que reforçarão a interligação entre as SE PRRU e VZPU.

As técnicas descritas anteriormente: Algoritmos Genéticos, Busca Tabu, Estratégias de Evolução, Otimização por Enxame de Partículas, Exame Evolucionário de Partículas e Busca Dispersa, serão avaliadas através de um estudo utilizando o sistema Pirapora 2. Especificamente no caso das Estratégias de Evolução, será considerado somente o modelo não adaptativo. Para viabilizar a realização destes testes, algumas características foram incorporadas aos programas computacionais, as quais são brevemente descritas a seguir.

### **Montagem automática dos reforços**

A possibilidade de se alocar reforços em novos ramos torna mais trabalhosa a definição dos circuitos que poderão ser incorporados ao sistema. No entanto, com a implementação de um processo automático de geração dos reforços, o usuário necessita informar apenas quais são as barras candidatas e as suas respectivas coordenadas em quilômetros. De posse destes dados, o programa combina as barras candidatas, duas por vez, de modo a construir todas as interligações possíveis entre estas barras. Paralelamente, são calculados os custos de investimento e a reatância de cada reforço.

Vale lembrar que neste estudo foram permitidos reforços apenas na tensão de 138 kV em condutor de bitola  $170,5\text{mm}^2$ . Portanto, para o cálculo do custo das novas linhas foi utilizado um custo unitário de 150 mil R\$/km. Para o cálculo das reatâncias das linhas alocadas em novos ramos foi utilizado o valor típico do cabo  $170,5\text{ mm}^2$ , igual a  $0,00259\text{ pu/km}$ . No caso de linhas alocadas em ramos existentes, foi utilizado o valor da reatância da linha presente neste ramo.

### **Consideração dos circuitos preexistentes**

A estratégia de planejamento adotada permite alocar até três circuitos por ramo, levando em consideração os circuitos preexistentes. A título de exemplo, se em um determinado ramo já existe um circuito, então, apenas dois novos reforços poderão ser adicionados neste ramo.

Antes de se apresentar os resultados obtidos, vale lembrar que, após ajustes provenientes de testes e de análises cuidadosamente realizadas para cada uma das técnicas, foram adotados os parâmetros apresentados nas Tabelas 2.22 a 2.27.



Tabela 2.22 – Parâmetros: GA

PARÂMETRO	VALOR
Tamanho da população	30
Taxa de elitismo	0,1
Taxa de cruzamento	0,9
Probabilidade de mutação	0,01

Tabela 2.23 – Parâmetros: TS

PARÂMETRO	VALOR
Tamanho da lista tabu	5
Intensificações	50
Diversificações	5

Tabela 2.24 – Parâmetros: ES

PARÂMETRO	VALOR
Tamanho da população	30
Amplitude de mutação	0,4

Tabela 2.25 – Parâmetros: PSO

PARÂMETRO	VALOR
Tamanho da população	30
Peso associado à memória (c1)	1,0
Peso associado à cooperação (c2)	1,0
Peso associado à inércia (w)	0,4

Tabela 2.26 – Parâmetros: EPSO

PARÂMETRO	VALOR
Tamanho da população	30
Peso associado à memória (wm)	1,0
Peso associado à cooperação (wc)	1,0
Peso associado à inércia (wi)	1,0
Amplitude de mutação	0,4

Tabela 2.27 – Parâmetros: SS

PARÂMETRO	VALOR
Conjunto de referência	5
Subconjunto qualidade	3
Subconjunto diversidade	2
Diversificações	5

Para todos os métodos, foi empregado o valor de R\$ 350/kW para a penalidade do corte de carga, exceto para o método SS que não utiliza este parâmetro. Também, para todos os métodos, exceto TS e SS, adotou-se como critério de parada um número máximo de 150 iterações (gerações) ou 30 iterações consecutivas sem melhora da solução. No caso TS adotou-se um número máximo de 50 intensificações ou 20 intensificações consecutivas sem melhora da solução e para o SS, o critério de parada é regido pelo número de diversificações (5).

Ao final de uma execução dos programas computacionais, as soluções encontradas por cada um dos algoritmos estão apresentadas na Tabela 2.28. A coluna da direita (C.I.) indica o custo de investimento da solução encontrada.

Tabela 2.28 – Resultados: Sistema Pirapora 2

ALGORITMO	C.I. (R\$ x 10 <sup>6</sup> )
GA	7,65
TS	7,65
ES	7,65
PSO	12,61
EPSO	7,65
SS	10,02

Pode-se observar que a melhor solução apresenta um investimento de R\$ 7,65 milhões e que esta solução não foi encontrada pelos métodos PSO e SS. A alternativa de expansão correspondente a esta solução consiste na adição de três novos circuitos entre as barras 3 (PRRU) e 12 (PRRD).

A Tabela 2.29 apresenta os novos dados da rede de transmissão, onde os valores alterados pela adição dos circuitos definidos pela solução ótima estão em destaque.

Tabela 2.29 – Dados de Circuitos com Expansão

BARRAS		REATÂNCIA (pu)	CAP. MAX. (pu)
2	3	0,0439	125
2	6	0,4795	125
2	9	0,3191	125
2	10	0,1492	125
2	11	0,5074	125
2	12	0,0628	125
3	6	0,3963	125
3	9	0,3028	125
3	10	0,0983	73
3	11	0,4617	125
3	12	0,0431	125
6	9	0,5653	125
6	10	0,4216	73
6	11	0,0281	125
6	12	0,4360	125
9	10	0,2374	125
9	11	0,5891	125
9	12	0,2603	125
10	11	0,3682	125
10	12	0,0964	125
11	12	0,4637	125
4	12	0,0436	150
3	12	0,0431	125
3	12	0,0431	125
3	12	0,0431	125

Na Figura 2.12 são apresentados os resultados do sistema Pirapora 2 com a expansão ótima. Os ramos tracejados representam os circuitos que foram adicionados ao sistema.

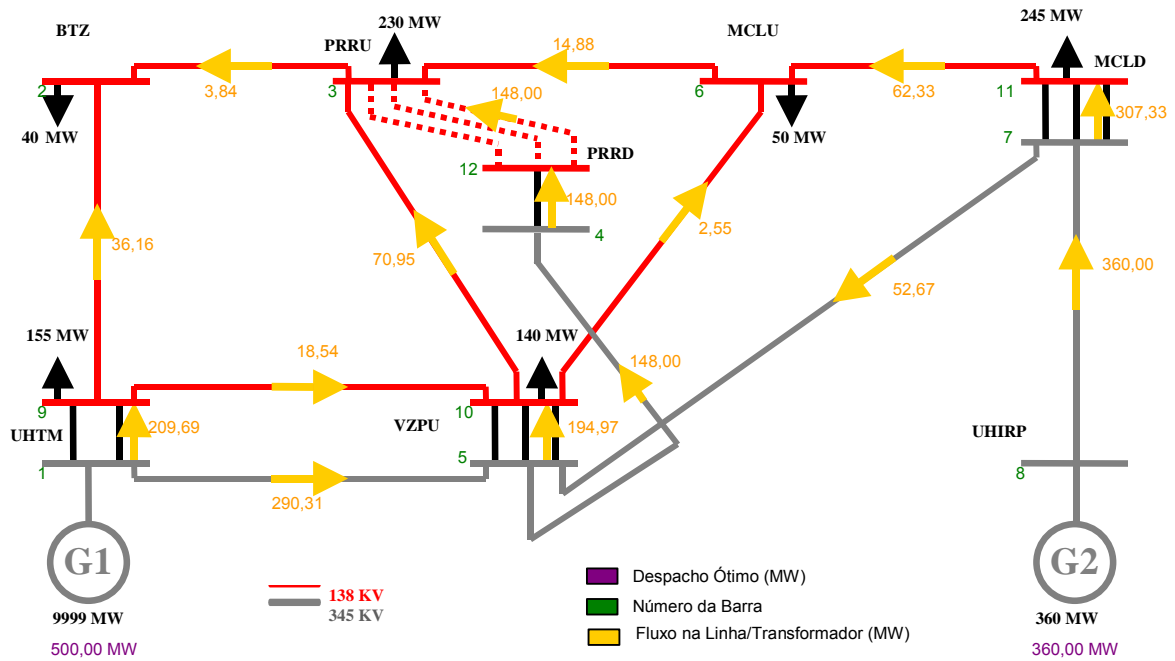


Figura 2.12 – Resultados para o Sistema Pirapora 2 com Expansão Ótima

Na Tabela 2.30 são apresentados o fluxo e o carregamento percentual de cada circuito. Como pode ser verificado, mesmo após a expansão do sistema, o circuito entre as barras 3 e 10 ainda apresenta alto carregamento percentual. Observe que uma configuração mais dispendiosa (não vencedora) poderá ser reconsiderada, se outros índices de desempenho (confiabilidade, perdas, níveis de tensão, potencial de capacidade restante de transmissão, etc.) forem considerados. Estes aspectos serão discutidos posteriormente.

Tabela 2.30 – Fluxo e Carregamento Percentual de cada Circuito para o Sistema Pirapora 2 com a Expansão Ótima.

BARRAS		CIRC. Nº	FLUXO (MW)	FLUXO/CAP MAX (%)
2	3	1	-3,84	3,07
2	9	2	-36,16	28,93
3	6	3	-14,88	11,91
3	10	4	-70,95	97,19
6	10	5	-2,55	2,04
6	11	6	-62,33	49,87
9	10	7	18,53	14,82
1	5	8	290,31	36,29
4	5	9	-148,00	18,50
5	7	10	-52,67	6,58
7	8	11	-360,00	45,00
1	9	12	104,35	69,90
1	9	13	104,35	69,90
4	12	14	148,00	32,89
5	10	15	64,99	43,33
5	10	16	64,99	43,33
5	10	17	64,99	43,33
7	11	18	102,44	68,30
7	11	19	102,44	68,30
7	11	20	102,44	68,30
3	12	21	-49,33	39,47
3	12	21	-49,33	39,47
3	12	21	-49,33	39,47

Os resultados apresentados podem sugerir que as técnicas GA, TS, ES e EPSO conduzem a melhores soluções do que as técnicas PSO e SS. Porém, isto poderia resultar de uma escolha fortuita das soluções iniciais, dado que estas também dependem da seqüência de números aleatórios utilizada.

Para comparar o comportamento dos algoritmos, os mesmos testes adicionais, já realizados com o sistema da Subseção 2.4.1, onde cada programa foi executado 10 vezes, foram aqui aplicados ao sistema Pirapora 2. Os resultados obtidos são resumidos na Tabela 2.31, a qual apresenta o *percentual de acertos* para cada método e também o *número médio de iterações* para os casos em que a solução ótima foi encontrada.

Tabela 2.31 – Estudo Comparativo dos Algoritmos – Sistema Pirapora 2

MÉTODO	ACERTOS (%)	ITERAÇÕES	TEMPO (s) *
GA	80	80	87,31
TS	100	47	7,83
ES	80	122	130,53
PSO	0	-	-
EPSO	60	35	72,1
SS	0	-	-

\* O tempo apresentado refere-se à execução total do método e as simulações foram realizadas em um computador Pentium IV com 2.8 GHz.

Verifica-se que os algoritmos TS, GA e ES se mostram mais robustos, e entre eles, o algoritmo TS é o de maior sucesso, pois repetiu a mesma solução em todas as simulações. Portanto, um usuário poderá estar mais confiante na qualidade de uma única execução. É claro que a necessidade de reajustar os parâmetros não fica eliminada. Em relação ao tempo computacional médio, gasto nas simulações, percebe-se que o algoritmo TS é o mais rápido.

Pode-se notar, também, que os algoritmos PSO e SS não foram capazes de encontrar a solução ótima. No caso do PSO, o processo de busca converge prematuramente devido às características do sistema analisado e do fato da população inicial ser gerada aleatoriamente. Isto adiciona muita diversidade ao processo de busca e o PSO se mostra um bom algoritmo de busca local. Já em relação ao SS, o motivo principal do péssimo desempenho apresentado está relacionado às estratégias de melhoramento das soluções adotadas. Como exemplo, na fase de melhoramento das soluções (tornar a solução viável ou reduzir o custo de investimento), a adição de um reforço em ramos da rede onde ainda não foram incluídos reforços tem prioridade em relação àqueles ramos já reforçados. Ao mesmo tempo, a prioridade de retirada de um reforço é dos ramos que contêm mais reforços. Como, no sistema SE Pirapora 2 a solução ótima consiste na adição de 3 reforços num único ramo, pode-se constatar que aplicar esta estratégia não se configura uma boa escolha. Obviamente, outras estratégias poderiam ser adotadas, no entanto, estas tendem a variar de acordo com o sistema em estudo, o que torna o algoritmo SS menos flexível.

## 2.5 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou uma formulação matemática para o problema da expansão determinística e estática, descrevendo os principais conceitos das metaheurísticas selecionadas durante a pesquisa bibliográfica. Foram desenvolvidos programas computacionais para os métodos descritos e comparados seus resultados utilizando-se dois sistemas: Teste e Pirapora 2.

No sistema Teste foi empregada uma penalidade para o corte de carga bem superior àquela utilizada para o sistema Pirapora 2. Isto comprova a dificuldade de se ajustar tal parâmetro, pois este é muito dependente das características de cada sistema, e.g., custo unitário dos investimentos e montantes de corte de carga de alternativas geradas no início do processo. Para ajustar não apenas a penalidade do corte de carga, mas também todos os demais parâmetros foi necessário executar diversas simulações das metaheurísticas implementadas.

O algoritmo Busca Tabu, pelo fato de ser baseado em um procedimento adaptativo de busca local, que apesar de utilizar uma estrutura de memória e de aceitar movimentos que pioram a solução atual para escapar de ótimos locais, necessita ser diversificado (reiniciado) várias vezes, redirecionando a busca para regiões ainda não suficientemente exploradas do espaço de soluções. Para os demais métodos avaliados, os quais utilizam uma população inicial (ou seja, um conjunto de soluções iniciais), o processo de busca já é direcionado para várias regiões do espaço de solução. No caso específico do SS, a população inicial deve ser reduzida, implicando na necessidade de se adotar o processo de diversificação.

O sistema Pirapora 2 apresenta uma característica bastante específica em termos de expansão, visto que a melhor solução encontrada consiste na adição de três reforços num mesmo ramo. Nesses casos, buscas combinatoriais do tipo GA são prejudicadas caso soluções viáveis façam parte da sua população inicial. Isto se deve à baixa diversidade presente nesta população, e também, à baixa capacidade do algoritmo em *mutar* seus genes, i.e., alterar o número de reforços por ramo da rede. Ademais, o aumento na dimensão dos sistemas diminui a eficiência destes

algoritmos combinatoriais. Em relação ao algoritmo SS, as estratégias adotadas não se mostraram eficientes resultando em um desempenho ruim deste método. Obviamente, estratégias específicas poderiam melhorar o processo de busca, entretanto, a busca por tais estratégias irá certamente *inibir* o uso desta técnica por parte de engenheiros de planejamento, que não estão envolvidos no seu cotidiano com a otimização de sistemas.

Todas as técnicas estudadas, com exceção das ES não-adaptativas, apresentam soluções com uma forte dependência da população inicial. Para tentar contornar estes problemas, os parâmetros estratégicos, bem como os modelos heurísticos de evolução das soluções, devem ser cuidadosamente ajustados.

A partir dos resultados obtidos, verificou-se que os algoritmos de Busca Tabu e Estratégias Evolucionárias são mais robustos e confiáveis, destacando-se ainda que o TS foi o de menor tempo computacional. Essas duas técnicas apresentam características complementares e poderão ser combinadas no futuro de modo a resultar em um maior grau de eficiência na busca pela solução ótima, similarmente ao que foi verificado na referência [GRM00].



# CAPÍTULO 3

## PLANEJAMENTO DINÂMICO

### 3.1 INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão de sistemas de subtransmissão é uma área complexa que busca suprir a demanda prevista, ao longo do horizonte de planejamento, e, ao mesmo tempo, minimizar o custo de investimento. O principal objetivo é definir não somente as localizações e os tipos de investimentos, mas o momento mais adequado para que tais investimentos sejam realizados, de modo que os crescimentos contínuos, da demanda e da geração, sejam sempre assimilados de forma otimizada pelo sistema.

A formulação do problema e o modelo matemático para o planejamento estático da expansão de longo prazo já foram apresentados. Vários trabalhos sobre planejamento estático podem ser encontrados na literatura [G70, M80, VGS85, SBL91, GCCP93, WB93, LMKM95, SB95, GAMR97, RCHF97, TRC99, GRM00, BOA01, GS01, LE02, BML04, FBRF05].

A definição do instante de tempo no qual o investimento deve ser realizado implica em um problema de maior complexidade devido à característica combinatória muito mais acentuada, visto que o número de possibilidades de configurações evolutivas a serem analisadas cresce exponencialmente com o porte da rede e o horizonte de planejamento. Ademais, a bibliografia é bem restrita [ML04], [EGR04]. Considerando multiestágios de tempo no processo de otimização, o objetivo deixa de ser a minimização do custo de investimento para um determinado ano, e passa a ser a minimização do somatório de todos os investimentos realizados ao longo dos anos do horizonte de planejamento. Desta forma, é mais provável que os investimentos sejam feitos por alternativas mais caras do ponto de vista dos dispêndios anuais, mas que se mostram imprescindíveis e economicamente viáveis ao longo do

horizonte, ao contrário daquelas de custos mais atrativos, porém capazes de resolver apenas problemas pontuais.

Como já foi mencionada, a determinação do plano ótimo de expansão considera um horizonte de longo prazo dividido em diversos estágios. Para cada estágio são atribuídas as condições previstas de geração e demanda e a lista dos investimentos candidatos. Desta forma, o planejamento dinâmico da expansão torna-se uma extensão do planejamento estático (um estágio). Conseqüentemente, uma solução sub-ótima para o problema dinâmico pode ser obtida por meio da solução de uma seqüência de problemas estáticos.

Neste capítulo, são propostos três modelos para otimizar a cronologia de investimentos utilizando as Estratégias de Evolução (ES). Porém, antes da abordagem destes modelos é apresentada uma metodologia para gerar populações iniciais capazes de contribuir para o aumento da eficiência do processo de otimização.

### **3.2 INICIALIZAÇÃO INTELIGENTE**

Visando aumentar a eficiência das metaheurísticas empregadas e reduzir o seu custo computacional, principalmente quando se considera o planejamento dinâmico da expansão, será apresentada uma nova maneira de se obter a população inicial baseada na técnica GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*), denominada de inicialização inteligente.

Diferentemente das outras técnicas estudadas, o algoritmo GRASP não será implementado. A rápida descrição aqui apresentada tem como objetivo ressaltar suas características principais: gerar boas soluções iniciais e efetuar a busca partindo dessas soluções.

Em linhas gerais, o GRASP consiste em um método iterativo probabilístico, onde em cada iteração é obtida uma solução do problema em estudo. Cada iteração GRASP

é composta de duas fases: **construtiva** e **busca local**. A primeira fase determina a solução que será submetida à busca local, cujo objetivo é tentar obter alguma melhoria na solução corrente. Estudos envolvendo aplicações do algoritmo GRASP em planejamento de sistemas de transmissão podem ser encontrados em [BOA01, FBRF05].

### ***Fase de Construção***

Nesta fase, uma solução viável é construída elemento a elemento. Os melhores candidatos a compor a solução são ordenados em uma lista chamada de lista restrita de candidatos (LRC). A escolha do próximo elemento é dita adaptativa, pois é guiada por uma função *gulosa* (pois tenta capturar sempre as melhores opções de reforços) que mede de forma aproximada o real benefício que o mais recente elemento adicionado à solução propicia à parte já construída. O GRASP possui uma componente probabilística, em vista da escolha aleatória na lista de candidatos dos possíveis reforços a serem adicionados ao sistema. Esta técnica de escolha permite que diferentes soluções sejam geradas a cada iteração GRASP.

A seguir, é apresentado o algoritmo básico da fase de construção:

- i. *Partir de uma solução inicial sem reforços* – para a construção de uma solução viável, o processo começa com uma solução sem reforços;
- ii. *Avaliar a função “gulosa”* – neste passo os benefícios da adição de cada reforço são avaliados segundo a função gulosa. Vale ressaltar que estes benefícios estão relacionados à função objetivo;
- iii. *Construir a lista de candidatos* – a partir dos valores encontrados no *passo ii*, é possível definir quais elementos (reforços) pertencerão à lista de candidatos;

- iv. *Selecionar o elemento a ser adicionado na solução* – escolhe-se aleatoriamente um elemento da lista de candidatos, e, em seguida, atualiza-se a solução corrente por meio da adição do elemento selecionado;
- v. *Verificar critério de parada* – se a solução corrente é viável, então a fase de construção está terminada, senão, volte ao passo ii.

### **Função Gulosa**

Para determinar a LRC, é necessário eleger um índice de desempenho para a rede de transmissão. Neste trabalho, foi utilizado o índice de mínima carga não suprida, i.e., o mínimo corte de carga requerido para eliminar todas as violações operativas. Portanto, o seguinte problema de programação linear deve ser resolvido para avaliar a função “gulosa”:

$$\text{Minimize: } w = \sum_{i=1}^{nr} e_i r_i, \text{ sujeito a} \quad (3.1)$$

$$g + r + B\theta = d \quad (3.1a)$$

$$|f| \leq f_{\max} \quad (3.1b)$$

$$0 \leq g \leq g_{\max} \quad (3.1c)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (3.1d)$$

onde:

- $e_i$  custo unitário de corte de carga na barra  $i$ ;
- $r_i$  corte de carga na barra  $i$ ;
- $g$  vetor contendo o despacho da geração;
- $r$  vetor contendo os cortes de carga;
- $B$  matriz de susceptância de barra;
- $\theta$  vetor contendo os ângulos das tensões de barra;
- $d$  vetor contendo as cargas das barras;
- $g_{\max}$  vetor contendo os limites de geração;
- $f$  vetor contendo os fluxos nos circuitos existentes;

$f_{max}$  vetor contendo os limites de capacidade dos circuitos existentes.

Este problema pode ser eficientemente resolvido pelo método simplex dual modificado, e os multiplicadores de Lagrange associados às restrições do problema podem ser obtidos. Mais especificamente, os multiplicadores associados às restrições da Equação 3.1a são os de interesse, pois estes são capazes de fornecer uma medida do benefício em relação ao índice de mínimo corte de carga advindos de alterações das susceptâncias dos circuitos. Alterações nas susceptâncias dos circuitos alteram a diferença angular entre as barras, provocando alterações no fluxo entre as mesmas. Denotando por  $\pi^d$  como o vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições da Equação 3.1a, é mostrado em [BOA01, FBRF05] que os benefícios de alterações das susceptâncias podem ser estimados por:

$$\pi_{kl}^d = (\pi_k^d - \pi_l^d)(\theta_k - \theta_l) \quad (3.2)$$

Onde  $\pi_{kl}^d$  é o multiplicador de Lagrange associado à susceptância entre as barras  $k$  e  $l$ . Para levar em conta os custos de investimentos de novos circuitos, a função gulosa utilizada é dada pela seguinte equação:

$$h_{kl} = -\frac{\pi_{kl}^d}{c_{kl}} \quad (3.3)$$

Onde  $c_{kl}$  é o custo de investimento requerido para adicionar um circuito entre as barras  $k$  e  $l$ .

A partir de  $h$ , a LRC pode ser formada tanto pelos  $n$  melhores índices ou por um percentual  $\beta$  dos melhores índices, ou, ainda, por uma combinação destes dois critérios.

### ***Fase de Busca Local***

Uma vez obtida uma solução viável  $s$  (fornecida pela fase de construção), consulte a vizinhança de  $s$ ,  $Viz(s)$ . Uma solução é dita localmente ótima se não existir

nenhuma solução melhor em  $Viz(s)$ . As soluções iniciais do GRASP não são necessariamente ótimos locais. Como consequência, faz-se necessária a aplicação de um procedimento de busca local para tentar melhorar as soluções advindas da fase construtiva. Esta busca realiza sucessivas trocas da solução corrente  $s$ , sempre que uma melhor solução é encontrada na vizinhança. Este procedimento termina quando nenhuma solução melhor é encontrada. O algoritmo básico da fase de busca local é apresentado a seguir:

- i. *Consultar vizinhança* – encontrar a melhor solução ( $s_v$ ) que pertence à vizinhança da solução corrente  $s$ ;
- ii. *Atualizar solução corrente* – se a solução encontrada no passo  $i$  for melhor que a solução corrente, então substituir  $s$  por  $s_v$ , senão, a fase de busca local está terminada.

O procedimento de otimização local pode exigir um tempo exponencial se a busca partir de uma solução inicial qualquer. No entanto, é possível constatar empiricamente a melhoria de seu desempenho de acordo com a qualidade da solução inicial. Portanto, o tempo gasto pela busca local pode ser diminuído através do uso de uma fase de construção que gere uma boa solução inicial. É claro que uma estrutura de dados eficiente e uma implementação cuidadosa é importante.

Na maioria das aplicações, o critério de parada é baseado no número máximo de iterações. Podem ser definidos outros critérios, como por exemplo, parar quando a solução ótima não mudar durante um número pré-especificado de iterações.

Como salientado anteriormente, o algoritmo GRASP não será implementado. A rápida descrição aqui apresentada tem como objetivo ressaltar suas características principais: gerar boas soluções iniciais e efetuar a busca partindo dessas soluções.

A esta idéia de começar a busca com soluções ditas *melhores* será dado o nome de **inicialização inteligente** (INT) [GRM00]. Além da função gulosa apresentada, outros métodos poderiam ser utilizados, como por exemplo, o fluxo de potência DC.

Para ilustrar o efeito da inicialização inteligente na eficiência das metaheurísticas e no tempo computacional do processo de otimização, simulou-se o sistema Teste e o sistema Pirapora 2 para todas as técnicas estudadas no Capítulo 2 (AG, TS, ES, PSO, EPSO e SS), conforme figura e tabelas de dados apresentados nas Subseções 2.4.1 e 2.4.2.

### 3.2.1 Sistema Teste

Para todas as simulações realizadas com o sistema Teste, foi empregado o valor de R\$ 3000/kW para a penalidade do corte de carga. Também, para todos os métodos exceto TS e SS, adotou-se como critério de parada um número máximo de 120 iterações (gerações) ou 20 iterações consecutivas sem melhora da solução. Para o método TS, adotou-se um número máximo de 50 intensificações ou 20 intensificações consecutivas sem melhora da solução. Já para o caso SS, o critério de parada é regido pelo número de diversificações (5).

A Tabela 3.1 apresenta os resultados para um total de 10 execuções considerando todos algoritmos. Nas colunas “Sem INT” estão apresentados os resultados de simulações utilizando uma população inicial gerada de forma aleatória. Já as colunas “Com INT” mostram os resultados de simulações com a *inicialização inteligente*.

Tabela 3.1 – Desempenho dos algoritmos: Sistema Teste

MÉTODO	ACERTOS (%)		ITERAÇÕES		TEMPO (s) *	
	Sem INT	Com INT	Sem INT	Com INT	Sem INT	Com INT
GA	60	80	37	42	34,69	22,68
TS	90	90	44	36	9,20	8,48
ES	90	100	48	36	40,97	35,00
PSO	10	50	40	34	33,99	31,93
EPSO	0	30	-	23	-	42,09
SS	100	100	-	-	5,18	31,29

\* O tempo apresentado refere-se à execução total do método e as simulações foram realizadas em um computador Pentium IV com 2.8 GHz.

É possível verificar que os resultados obtidos com a utilização da inicialização inteligente se mostram melhores não só em termos de acertos percentuais, mas também em relação ao número de iterações, o que significa que os algoritmos atingem a solução mais rapidamente.

No caso GA, a diferença apresentada no percentual de acertos em relação ao apresentado na Tabela 2.17 (de 40% para 60%) é devida à mudança do operador elitismo. Anteriormente, o grupo de elite era formado pelos 10% melhores indivíduos da população, independente destes serem iguais ou não entre si. Nestas novas simulações, a formação do grupo de elite é dada pela obrigatoriedade dos 10% melhores indivíduos serem distintos entre si.

Dentre os algoritmos testados, o que apresentou maior diferença nos resultados, considerando a inicialização inteligente, foi o PSO (de 10% para 50%). Como já foi mencionado, o PSO apresenta características positivas para buscas locais. Em relação ao tempo computacional médio gasto nas simulações, percebe-se que todos os algoritmos encontraram a melhor solução mais rapidamente com a utilização da inicialização inteligente, exceto o SS que apresentou aumento significativo no tempo computacional. O TS foi novamente o mais rápido, mantendo um elevado percentual de acerto.

### **3.2.2 Sistema Pirapora 2**

Na Tabela 3.2, apresentam-se o percentual de acerto e o número de iterações para os métodos de otimização apresentados no Capítulo 2, considerando a inicialização inteligente proposta e a inicialização inteiramente aleatória.



Tabela 3.2 – Desempenho dos algoritmos: Sistema Pirapora 2

MÉTODO	ACERTOS (%)		ITERAÇÕES		TEMPO (s) *	
	Sem INT	Com INT	Sem INT	Com INT	Sem INT	Com INT
GA	80	0	80	-	87,31	-
TS	100	100	47	34	7,83	5,95
ES	90	80	122	78	130,53	174,51
PSO	0	100	-	43	-	52,23
EPSO	60	80	35	32	72,10	67,07
SS	0	0	-	-	-	-

\* O tempo apresentado refere-se à execução total do método e as simulações foram realizadas em um computador Pentium IV com 2.8 GHz.

Os resultados apresentados na Tabela 3.2 demonstram o impacto positivo (exceto para o GA e ES) da utilização da inicialização inteligente. Confirmam, também, que os algoritmos TS e ES aparecem como alternativas confiáveis e robustas, com desempenho superior em relação aos outros. Porém, é válido lembrar que sempre haverá necessidade de alguns testes e ajustes para a sintonização dos parâmetros de cada um dos algoritmos apresentados.

Em relação ao GA, pode-se notar que o mesmo não converge quando a inicialização inteligente é considerada. Neste caso, a população inicial é composta de soluções melhores, o que deveria auxiliar o algoritmo durante o processo de busca. Porém, a diversidade dessas soluções é menor se comparada a uma população inicial aleatória, entrando em conflito com a necessidade que o GA apresenta de se trabalhar com populações maiores e mais diversificadas.

O maior ganho da utilização da inicialização inteligente ocorreu para o PSO (de 0% para 100%), devido às características positivas para buscas locais deste método. Já em relação ao SS, o motivo principal do desempenho ruim está relacionado às estratégias tomadas já mencionadas no Capítulo 2.

Em relação ao tempo computacional médio gasto nas simulações, percebe-se que todos os algoritmos encontraram a melhor solução mais rapidamente com a utilização da inicialização inteligente, exceto o ES que apresentou aumento no tempo computacional. O TS apresentou um tempo computacional médio bem inferior ao dos demais algoritmos, mantendo o percentual de acerto.

### 3.3 MODELO 1

O problema do planejamento da expansão com abordagem dinâmica pode ser formulado por meio da função objetivo dada pela Equação (3.4):

$$\text{Min}_k \left\{ V_p^k = \sum_{i=1}^{N_y} \frac{S_i^k}{(1+tx)^i} \right\} \quad (3.4)$$

Portanto,  $V_p^k$  representa o valor presente dos custos de investimentos realizados na seqüência  $k$  e a constante  $tx$  representa a taxa de interesse considerada. Cada  $S_i^k$  representa o custo de investimento devido aos reforços de transmissão do ano  $i$  considerando a seqüência  $k$ . A partir da Equação (3.5), dada a seguir, é possível obter a melhor solução para um ano em particular ( $S_i^k$ ).

$$z = \text{Min} \left( \sum_{i=1}^{nr} e_i r_i + \sum_{i=1}^{nt} C_{inv_i} M_i \right)$$

*s.a.*

$$g + r + B\theta = d$$

$$|f| \leq f_{\max} \quad (3.5)$$

$$0 \leq g \leq g_{\max}$$

$$0 \leq r \leq d$$

$$0 \leq M \leq M_{\max}$$

onde:

$e_i$  custo do corte de carga  $i$ ;

$C_{inv_i}$	custo de investimento por unidade de transmissão (circuito) nova $i$ ;
$g_i$	despacho da geração $i$ ;
$r_i$	corte de carga $i$ ;
$M_i$	número de unidades alocado na transmissão nova $i$ ;
$nr$	número de barras de carga;
$nt$	número de ramos que poderão receber novos circuitos;
$g$	vetor contendo o despacho da geração;
$r$	vetor contendo os cortes de carga;
$B$	matriz de susceptância de barra;
$\theta$	vetor contendo os ângulos das tensões de barra;
$d$	vetor contendo as cargas das barras;
$g_{max}$	vetor contendo os limites de geração;
$f$	vetor contendo os fluxos nos circuitos;
$f_{max}$	vetor contendo os limites de capacidade dos circuitos;
$M$	vetor contendo os números de unidades de transmissão nova;
$M_{max}$	vetor contendo as quantidades máximas de unidades de transmissão nova.

Utilizando um algoritmo ES, é possível obter as  $n_b$  melhores soluções condicionadas aos níveis de carga e geração do último ano do horizonte de planejamento, i.e.  $L(N_Y)$  e  $G(N_Y)$ . Cada uma das  $n_b$  melhores soluções contém os reforços necessários para o suprimento da carga prevista para o ano  $N_Y$ . Tais reforços são disponibilizados como investimentos candidatos para o planejamento estático do ano precedente, (i.e.  $N_Y-1$ ), também utilizando outro algoritmo ES. Assim, é possível encontrar a melhor solução condicionada aos investimentos candidatos e ao nível de carga deste ano, i.e.  $L(N_Y-1)$ . Este processo continua para os anos  $N_Y-2$ ,  $N_Y-3, \dots, 1$ , e também para todas  $n_b$  melhores soluções encontradas para o último ano. Note que, para cada ano os investimentos candidatos são definidos pela solução do ano posterior. No final deste processo, existirão  $n_b$  seqüências de boas soluções coordenadas e aquela que apresentar o menor custo total de investimento (em valor presente) será selecionada como a melhor opção.

A seguir, são apresentados os passos do algoritmo do *Modelo 1*:

- i. *Gerar uma População Inicial Inteligente para o ano  $N_Y$*  → utilizar a função gulosa para compor metade da população inicial. Para a outra metade utilizar um processo totalmente aleatório;
- ii. *Encontrar as  $n_b$  melhores soluções para o ano  $N_Y$*  → utilizar um algoritmo ES com base na Equação (3.5) e calcular o custo de investimento associado a estas soluções;
- iii. *Definir os investimentos candidatos para o ano precedente  $N_{Y-1}$*  → utilizar as soluções do ano posterior;
- iv. *Encontrar as  $n_b$  soluções coordenadas para o ano precedente  $N_{Y-1}$*  → após repetir o passo *i*, utilizar um algoritmo ES com base na Equação (3.5) e calcular o custo de investimento;
- v. *Repetir os passos iii e iv para os demais anos precedentes, i.e.  $N_{Y-2}, N_{Y-3}, \dots, 1$* ;
- vi. *Totalizar os custos das  $n_b$  seqüências sobre o período de análise ( $N_Y$  anos)* → utilizar uma dada taxa de interesse para obter o valor presente. Então, a solução ótima  $S^*$  é encontrada.

### 3.4 MODELO 2

No *Modelo 1*, o último ano do horizonte de planejamento foi escolhido como o mais importante, uma vez que todas as seqüências (soluções coordenadas ano a ano) são geradas a partir dele. Além disso, a ordem de busca das soluções coordenadas é descendente ( $N_Y, N_{Y-1}, N_{Y-2}, \dots, 1$ ). Já através do *Modelo 2*, qualquer ano do período de análise pode ser escolhido como o mais importante, e ainda, os anos

subseqüentes a serem coordenados podem ser definidos pelo usuário, criando um processo de busca mais flexível. A escolha de um ano no horizonte de planejamento pode advir do conhecimento prévio de alterações significativas no sistema em estudo (e.g., entrada de novos pontos de carga e/ou geração, etc.).

A seguir, são apresentados os principais passos do algoritmo do *Modelo 2*. Destaca-se que, assim como adotado no *Modelo 1*, a população inicial é gerada metade pela aplicação da função gulosa e metade por um processo totalmente aleatório.

- i. *Para uma dada ordem de busca, encontrar as  $n_b$  melhores soluções para o primeiro ano* → utilizar um algoritmo ES com base na Equação (3.5) e calcular o custo de investimento associado a estas soluções. Os investimentos candidatos são definidos por todos os reforços e novas conexões possíveis de serem utilizados;
- ii. *Definir os investimentos candidatos e o ano de expansão para o próximo ano dado pela ordem de busca* → neste caso, os investimentos candidatos são definidos pela solução do ano posterior mais próximo (em ordem cronológica), quando existir. Caso contrário, os investimentos candidatos são definidos por todos os reforços e novas conexões possíveis de serem utilizados. Por outro lado, quando houver soluções para pelo menos um dos anos anteriores (em ordem cronológica), realiza-se a expansão do ano mais próximo anterior para o ano em questão;
- iii. *Encontrar todas as  $n_b$  soluções coordenadas para o próximo ano dado pela ordem de busca* → utilizar um algoritmo ES com base na Equação (3.5) e calcular o custo de investimento.
- iv. *Repetir os passos ii e iii para os demais anos dados pela ordem de busca;*

- v. *Totalizar os custos das  $n_b$  seqüências sobre o período de análise ( $N_Y$  anos) → utilizar uma dada taxa de interesse para obter o valor presente. Então, a solução ótima  $S^*$  é encontrada.*

### 3.5 MODELO 3

Através dos *Modelos 1 e 2*, vistos nas seções anteriores, as  $n_b$  melhores soluções são obtidas para o ano horizonte e ano priorizado, respectivamente. Então, para cada um dos anos subseqüentes, define-se a melhor alternativa de expansão, observando sempre a coordenação de reforços com os anos já analisados. Portanto, a utilização destes dois modelos produz um planejamento dinâmico com otimizações anuais, o qual apresenta as  $n_b$  melhores seqüências de investimentos somente ao final do processo.

Diferentemente dos modelos anteriores, o *Modelo 3* avalia toda uma seqüência de investimentos, considerando de maneira conjunta os reforços realizados ao longo do horizonte de planejamento. Para a aplicação do *Modelo 3*, são definidas, inicialmente,  $n_f$  soluções factíveis para o ano horizonte. Nesta fase, o único objetivo é não permitir soluções com corte de carga. O mesmo processo é utilizado para os demais anos (precedentes no tempo) até que sejam encontradas as  $n_f$  seqüências factíveis, sempre coordenando os reforços já adicionados no ano posterior. Assim, a população inicial será composta por indivíduos que representarão estas seqüências factíveis ao longo de todo o período do planejamento dinâmico. Após a definição da população inicial, um algoritmo de otimização baseado em Estratégias de Evolução (ES) é aplicado com o objetivo de gerar novas  $n_f$  seqüências factíveis. Neste passo, todos os estágios das seqüências factíveis da população inicial passam pelo mecanismo de mutação. Ao final desta etapa,  $n_f$  indivíduos serão selecionados como pais para a próxima geração. Portanto, a avaliação das soluções é realizada de forma dinâmica, i.e. envolvendo simultaneamente todos os estágios da seqüência cronológica. Esta seleção pode ser baseada em uma estratégia estocástica e/ou em uma estratégia elitista escolhendo, por exemplo, uma população composta pelas melhores seqüências factíveis que possuírem o menor valor presente para os custos de investimento.

No *Modelo 3*, o problema da expansão da subtransmissão com abordagem dinâmica pode ser formulado por meio da função objetivo dada pela Equação (3.6):

$$\text{Min}_k \left\{ V_p^k = \sum_{i=1}^{N_y} \frac{S_i^k}{(1+tx)^i} \right\} \quad (3.6)$$

Onde a constante  $tx$  representa a taxa de interesse considerada e  $V_p^k$  representa o valor presente dos custos de investimentos realizados na seqüência  $k$ .

A partir da Equação (3.7), dada a seguir, é possível obter uma solução factível para um ano em particular ( $S_i^k$ ).

$$z = \text{Min} \sum_{i=1}^{nr} e_i r_i$$

*s.a.*

$$g + r + B\theta = d \quad (3.7)$$

$$|f| \leq f_{\max}$$

$$0 \leq g \leq g_{\max}$$

$$0 \leq r \leq d$$

onde:

- $e_i$  custo do corte de carga  $i$ ;
- $r_i$  corte de carga  $i$ ;
- $nr$  número de barras de carga;
- $g$  vetor contendo o despacho da geração;
- $r$  vetor contendo os cortes de carga;
- $B$  matriz de susceptância de barra;
- $\theta$  vetor contendo os ângulos das tensões de barra;
- $d$  vetor contendo as cargas das barras;
- $g_{\max}$  vetor contendo os limites de geração;

- $f$       vetor contendo os fluxos nos circuitos;
- $f_{max}$     vetor contendo os limites de capacidade dos circuitos.

Neste *Modelo*, a definição da população inicial composta por seqüências factíveis é alcançada utilizando a metodologia da inicialização inteligente, onde os circuitos que apresentarem as piores relações custo/benefício, medidas pela função *gulos*, Equação (3.3), serão excluídos do conjunto dos circuitos candidatos a serem adicionados. Partindo do ano horizonte ( $N_y$ ), o sistema é avaliado pela Equação (3.7) quanto à sua factibilidade. Caso a solução apresente corte de carga, então através da inicialização inteligente um circuito é selecionado como reforço para o sistema e uma nova avaliação é realizada. Estes passos são repetidos até que seja encontrada uma solução factível para o ano  $N_y$ . O mesmo processo é repetido para os anos subseqüentes ( $N_y-1, N_y-2, N_y-3, \dots, 1$ ), sempre com a preocupação de que a seqüência final seja coordenada e factível em todos os seus estágios. Estas etapas são repetidas até que as  $n_f$  seqüências factíveis sejam obtidas constituindo-se assim os  $n_f$  indivíduos da população inicial.

A seguir, são apresentados os passos do algoritmo do *Modelo 3*:

- i. *Encontrar uma solução factível para o ano  $N_y$*  → aplica-se o método da inicialização inteligente para a definição dos reforços adicionados para o ano  $N_y$ . A partir de um algoritmo com base na Equação (3.7) é definido se a solução encontrada é factível. Caso não seja, uma nova solução deve ser obtida para o ano  $N_y$ ;
- ii. *Encontrar uma solução factível e coordenada para os anos precedentes* → considera-se os reforços definidos para o ano posterior como investimentos candidatos para o ano precedente e aplica-se novamente o *passo i*. Este passo é repetido até que seja atingido o ano de referência;



- iii. *Encontrar todas as  $n_f$  seqüências factíveis e coordenadas* → repetir os passos *i* e *ii* até que seja obtida a população inicial composta de  $n_f$  seqüências factíveis e coordenadas;
- iv. *Realizar a mutação sobre as seqüências factíveis* → a partir de um algoritmo de otimização ES, todos os estágios das seqüências factíveis passam por um processo de mutação seguindo uma distribuição normal, de forma que os novos indivíduos criados sejam coordenados e factíveis. Ao final deste passo a população passa a ter dimensão  $2n_f$ ;
- v. *Calcular o valor presente das  $2n_f$  seqüências factíveis sobre o período de análise ( $N_Y$  anos) e selecionar as  $n_f$  seqüências para a próxima geração* → utilizar a Equação (3.6) e através de uma estratégia de seleção, elitista e/ou estocástica, selecionar as  $n_f$  seqüências factíveis em valor presente que farão parte da população de indivíduos da próxima geração;
- vi. *Repetir os passos iv e v até que o número máximo de gerações seja atingido ou que a melhor seqüência factível não seja melhorada após um número determinado de gerações.*

### 3.6 APLICAÇÃO DOS MODELOS

Os modelos de otimização propostos foram submetidos a testes utilizando o sistema Teste e o sistema Pirapora 2, conforme figura e tabelas de dados apresentados nas Subseções 2.4.1 e 2.4.2, respectivamente.

#### 3.6.1 Sistema Teste

Para a expansão do sistema Teste foi considerado um horizonte de 8 anos, durante o qual, a cada ano, a capacidade máxima de geração e a carga foram acrescidas em 0,65 p.u. e 0,525 p.u., respectivamente (aumento de 25% em relação ao ano 0).

Assim, no último ano a capacidade de geração e a carga atingem, respectivamente, 7,80 p.u. e 6,30 p.u.

No que diz respeito às alternativas de expansão, seguindo ao que já foi adotado na Subseção 2.4.1, admitiu-se que será permitida a instalação de até três novos circuitos em paralelo com cada circuito existente.

Um algoritmo de otimização baseado nas Estratégias de Evolução (ES) foi utilizado para encontrar as soluções e o processo de inicialização inteligente da primeira população foi utilizado. Foram adotados para a amplitude de mutação ( $\sigma$ ) e para o tamanho da população os valores 0,4 e 10, respectivamente.

O algoritmo foi executado dez vezes para cada ano do período de estudo e para o ano considerado como prioridade, foram obtidas as cinco melhores soluções. Já para os demais anos apenas a melhor solução foi selecionada.

O critério de parada adotado foi atingir o máximo de 150 gerações ou a repetição da melhor solução por 20 gerações consecutivas. Um custo de 3.000 R\$/kW foi adotado para a penalidade do corte de carga.

### Modelo 1

Considerando o *Modelo 1* de otimização, no qual a prioridade é analisar inicialmente o ano horizonte, foram obtidas cinco seqüências para as quais os valores presentes totais são apresentados na Tabela 3.3. Esses valores foram obtidos considerando uma taxa de desconto de 10% ao ano. A seqüência vencedora, conforme expectativa, foi aquela que teve como ponto de partida a melhor solução encontrada para o ano horizonte.

Tabela 3.3 - Valores Presentes das Seqüências – Modelo 1

SEQÜÊNCIA	V.P. (10 <sup>6</sup> R\$)
A	172,39
B	174,72
C	174,89
D	181,72
E	183,75

A Tabela 3.4 apresenta o plano de investimento da seqüência A. São também apresentadas as adições de circuitos necessárias em cada ano bem como os respectivos custos de investimento. Como pode ser observada, a rede necessita de reforços a partir do terceiro ano, quando a carga aumentou 75% em relação ao ano 0. Para resolver o problema do ano 3 são necessários R\$ 45 milhões em investimentos: um reforço no circuito 2 (R\$ 25 milhões) e um reforço no circuito 3 (R\$ 20 milhões).

Tabela 3.4 – Plano de Investimentos da Seqüência A – Modelo 1

ANO	CIRCUITOS ADICIONADOS							IINV. (10 <sup>6</sup> R\$)
	02	03	05	06	07	08	09	
8	0	0	0	1	0	1	0	40,0
7	0	0	1	0	0	1	0	60,0
6	0	1	0	0	0	0	1	60,0
5	1	1	0	0	0	0	0	45,0
4	0	0	0	0	0	0	1	40,0
3	1	1	0	0	0	0	0	45,0
2	0	0	0	0	0	0	0	0,00
1	0	0	0	0	0	0	0	0,00
0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
<b>V.P. TOTAL (MILHÕES DE R\$)</b>								<b>172,39</b>

A partir dos resultados obtidos, foi verificado que as cinco seqüências apresentavam as mesmas adições de reforços até o 4º ano. Desta forma, na Tabela 3.5 são apresentados, para as seqüências B, C, D e E, apenas as adições dos reforços e os investimentos necessários do quinto ao oitavo ano.

Tabela 3.5 - Melhores Seqüências – Modelo 1

SEQ.	ANO	CIRCUITOS ADICIONADOS							INV. (10 <sup>6</sup> R\$)
		02	03	05	06	07	08	09	
B	8	0	0	0	0	1	1	0	45
	7	0	1	1	0	0	0	0	60
	6	0	1	0	0	0	0	1	60
	5	1	0	0	1	0	0	0	45
C	8	0	0	1	0	0	0	1	80
	7	1	1	0	0	0	0	0	45
	6	0	0	0	0	1	1	0	45
	5	1	1	0	0	0	0	0	45
D	8	0	0	0	1	0	0	1	60
	7	0	1	1	0	0	0	0	60
	6	0	0	0	1	0	0	1	60
	5	1	1	0	0	0	0	0	45
E	8	0	1	1	1	0	0	0	80
	7	1	0	0	0	0	1	0	45
	6	0	1	0	0	0	0	1	60
	5	1	0	0	1	0	0	0	45

Note que, devido à presença de reforços distintos com custos iguais, as seqüências apresentam, para determinados anos, soluções diferentes com os mesmos custos de investimento. Por exemplo, no quinto ano com um investimento de R\$ 45 milhões pode-se reforçar a rede de duas formas: 1 reforço nos circuitos 2 e 6 ou 1 reforço nos circuitos 2 e 3. Nestes casos, tornam-se necessárias ferramentas adicionais para decidir de fato qual é a alternativa mais viável. Tais ferramentas podem se basear na análise dos custos de interrupção e/ou dos custos associados às perdas ôhmicas na rede.

### Modelo 2

Os valores presentes das cinco melhores seqüências considerando o *Modelo 2* são apresentados na Tabela 3.6. Essas seqüências foram obtidas tendo o sexto ano como prioridade. Em seguida, os demais anos foram analisados obedecendo a uma ordem decrescente (i.e. 6, 8, 7, 5, 4, 3, 2, 1).

Tabela 3.6 – Valores Presentes das Seqüências – Modelo 2

SEQÜÊNCIA	V.P. (10 <sup>6</sup> R\$)
A	175,12
B	175,12
C	176,61
D	186,41
E	188,30

Note que, apenas do ponto de vista do custo total de investimento, as seqüências obtidas, considerando o *Modelo 2*, são piores que aquelas encontradas com o *Modelo 1*. Note ainda que, as seqüências *A* e *B* apresentaram o mesmo custo final e os mesmos investimentos anuais, embora, de acordo com a Tabela 3.7, as alternativas de reforços sejam diferentes. Isso se explica pelo fato de alguns circuitos terem o mesmo custo de investimento.

Novamente, foi verificado que as seqüências obtidas apresentavam os mesmos reforços até o quinto ano. Além disso, observou-se que elas eram também idênticas à seqüência *A* obtida com *Modelo 1* até o quinto ano. Por isso, na Tabela 3.7, são apresentados apenas os reforços necessários do sexto ao oitavo ano para cada uma das cinco melhores seqüências.

Tabela 3.7 - Melhores Seqüências – Modelo 2

SEQ.	ANO	CIRCUITOS ADICIONADOS									INV. (10 <sup>6</sup> R\$)
		01	02	03	04	05	06	07	08	09	
A	8	0	0	0	0	0	1	0	0	0	20
	7	0	0	1	0	1	0	0	0	1	100
	6	0	0	0	0	0	0	1	1	0	45
B	8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	20
	7	0	0	0	0	1	1	0	0	1	100
	6	0	0	1	0	0	0	1	0	0	45
C	8	0	0	0	0	1	0	1	0	0	65
	7	0	0	1	0	0	0	0	1	0	40
	6	0	1	0	0	0	0	0	0	1	65
D	8	0	0	0	0	1	0	0	0	0	20
	7	0	0	1	0	1	0	0	0	1	100
	6	0	0	0	1	0	0	1	1	0	65
E	8	0	0	0	0	0	1	0	1	0	40
	7	0	0	0	0	1	0	0	0	1	80
	6	1	0	1	0	0	0	1	0	0	70

A partir dos resultados obtidos com o *Modelo 2*, é possível verificar que a seqüência ótima encontrada pelo *Modelo 1* não foi obtida. Ao iniciar o planejamento por um ano intermediário qualquer, este ano é interpretado pelo algoritmo como se fosse o fim do horizonte de planejamento. Desse modo, os reforços são adicionados especificamente para resolver o problema desse ano, sem considerar um possível crescimento da carga no futuro. Como as adições de novos circuitos são mínimas, a fim de garantir o menor investimento, os carregamentos nos ramos da rede provavelmente ainda continuarão bem próximos dos limites das capacidades máximas dos circuitos. No ano seguinte, com uma carga mais elevada, o sistema, inevitavelmente, solicitará maiores investimentos, para corrigir uma expansão mal planejada no ano anterior.

Para melhor entendimento, considere a *seqüência A* obtida por ambos os modelos. Observe que no sexto ano, pelo *Modelo 1* são investidos R\$ 60 milhões: circ. #3: 1 reforço (R\$ 20 milhões) e circ. #9: 1 reforço (R\$ 40 milhões). Já pelo *Modelo 2* são investidos apenas R\$ 45 milhões: circ. #7: 1 reforço (R\$ 25 milhões) e circ. #8: 1 reforço (R\$ 20 milhões). Entretanto, no sétimo ano, pelo *Modelo 1* são necessários R\$ 60 milhões: circ. #5: 1 reforço (R\$ 40 milhões) e circ. #8: 1 reforço (R\$ 20

milhões), ao passo que pelo *Modelo 2* são necessários R\$ 100 milhões: circ. #3: 1 reforço (R\$ 20 milhões); circ. #5: 1 reforço (R\$ 40 milhões) e circ. #9: 1 reforço (R\$ 40 milhões).

### Modelo 3

O *Modelo 3* também foi aplicado na avaliação do sistema Teste. Para este sistema foram definidos para a amplitude de mutação ( $\sigma$ ) e para o tamanho da população os valores 0,4 e 10, respectivamente. O critério de parada escolhido foi alcançar o máximo de 5000 gerações ou a repetição da melhor seqüência factível por 600 gerações consecutivas.

A Tabela 3.8 apresenta o plano de investimento da melhor seqüência factível encontrada pelo *Modelo 3* no estudo de caso do Sistema Teste. São também apresentadas as adições de circuitos necessárias em cada ano, bem como os respectivos custos de investimento.

Tabela 3.8 - Plano de Investimentos Sistema Teste

ANO	ADIÇÃO DE CIRCUITOS						CUSTO ANUAL (R\$ X 10 <sup>6</sup> )
	02	03	05	06	08	09	
8	0	0	0	1	1	0	40
7	0	0	1	0	1	0	60
6	0	1	0	0	0	1	60
5	1	1	0	0	0	0	45
4	0	0	0	0	0	1	40
3	1	1	0	0	0	0	45
2	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Valor Presente total (Milhões de R\$)</b>							<b>172,39</b>

Observa-se pelo valor presente total apresentado na Tabela 3.8 que a seqüência encontrada pelo Modelo 3, idêntica àquela obtida pelo Modelo 1, tem um menor custo do que a seqüência vencedora obtida pelo *Modelo 2*. Isto se deve à redução no custo de investimento, ocasionado por uma coordenação de reforços que permitiu postergar investimentos de circuitos para o ano horizonte. Ao compararmos estas seqüências, nota-se que as adições de reforços são as mesmas somente até o 5º ano, apesar de atingir o último ano com os mesmos circuitos adicionados.

Devido os *Modelos 1 e 3* terem encontrado esta seqüência de menor custo, alguns testes foram novamente realizados utilizando o *Modelo 2* com o objetivo de atingir o mesmo resultado. Substituindo a ES pela TS, e utilizando um número de diversificações igual a 10, também foi possível obter o plano de investimentos mostrado na Tabela 3.8, o que comprova a eficiência do modelo.

O tempo médio de processamento para obter as 5 melhores seqüências do Sistema Teste, utilizando-se a população inicial inteligente, em um computador Pentium IV de 2,4 GHz para os Modelos 1 e 2 foi de 59 minutos. O tempo médio para o Modelo 3 foi cerca de 2 vezes superior.

### **3.6.2 Sistema Pirapora 2**

Para a expansão do sistema Pirapora 2, apresentado na Subseção 2.4.2, considerou-se um período de estudo de 10 anos no qual a carga aumentaria a uma taxa média de 5% ao ano. Acerca dos dados fornecidos pela Tabela 2.18, salienta-se que a coluna CARGA apresenta os picos anuais de cada subestação previstos para o ano 2007. Assim, para o ano de referência, i.e. 2005, estes valores de carga são reduzidos a 90,7%. Portanto, a carga total passa de 860 MW (2007) para 780 MW (2005). No que se refere às alternativas de expansão, foram definidos como novos circuitos todas as interligações entre as barras de 138 kV. Em cada ramo da rede admitiu-se que poderão existir no máximo três circuitos. Desse modo, se em um dado ramo já existirem dois circuitos instalados apenas um novo circuito poderá ser adicionado.



Um algoritmo de otimização baseado em ES foi utilizado para obtenção das soluções. Foram adotados como parâmetros da simulação uma população de 20 indivíduos e uma amplitude de mutação ( $\sigma$ ) de 0,4. O algoritmo foi executado 10 vezes para cada estágio do período de planejamento. Para o ano considerado como prioritário obtiveram-se as cinco melhores soluções, e para os demais apenas a melhor solução. As seqüências foram construídas para cada 2 anos do período de estudo, resultando em 6 estágios. O critério de parada adotado foi atingir o máximo de 150 gerações ou a repetição da melhor solução por 20 gerações consecutivas.

Na Tabela 3.9, apresentam-se os valores presentes totais das cinco melhores alternativas de expansão para o sistema Pirapora 2, obtidas por cada um dos 3 modelos, para uma taxa de desconto de 10% ao ano. As seqüências do Modelo 2 foram obtidas partindo-se das cinco melhores soluções encontradas para o ano 2007. Em seguida, os demais anos foram analisados obedecendo a uma ordem decrescente.

Tabela 3.9 - Valores Presentes das Melhores Seqüências

SEQUÊNCIA	VP (MILHÕES)		
	MODELO 1	MODELO 2	MODELO 3
A	12,65	12,47	12,44
B	13,23	12,65	12,65
C	13,33	13,71	13,48
D	13,53	13,89	15,18
E	15,26	14,50	15,84

Percebe-se pela tabela anterior que o Modelo 3 encontrou a seqüência de menor custo, embora as seqüências encontradas pelos demais modelos apresentem valores bem próximos. As Tabelas 3.10, 3.11 e 3.12, apresentam os reforços necessários em cada ano para as cinco melhores seqüências de cada modelo.

Tabela 3.10 - Cinco Melhores Seqüências de Reforços – Modelo 1

SEQ.	ANO	CIRCUITOS ADICIONADOS						
		2-3	2-12	2-10	3-12	3-10	10-12	6-11
A	2015					1		
	2013							
	2011				1			
	2009							
	2007							
	2005				1	1		
B	2015		1					
	2013							
	2011					1		
	2009							
	2007							
	2005				1	1		
C	2015					1		1
	2013							
	2011				1			
	2009							
	2007							
	2005				1	1		
D	2015				1		1	
	2013							
	2011				1			
	2009							
	2007							
	2005				1	1		
E	2015			1				
	2013							
	2011				1			
	2009							
	2007							
	2005				1	1		

Tabela 3.11 - Cinco Melhores Seqüências de Reforços – Modelo 2

SEQ.	ANO	CIRCUITOS ADICIONADOS						
		2-3	2-12	2-10	3-12	3-10	10-12	6-11
A	2015						1	
	2013							
	2011							
	2009					1		
	2007				1			
	2005				2			
B	2015					1		
	2013							
	2011				1			
	2009							
	2007							
	2005				1	1		
C	2015						1	
	2013							
	2011							
	2009					1		
	2007				1			
	2005				2			
D	2015						1	
	2013							
	2011							
	2009					1		
	2007	1			1			
	2005				2			
E	2015					1		
	2013							
	2011				1			
	2009							
	2007							1
	2005				1	1		

Tabela 3.12 - Cinco Melhores Seqüências de Reforços – Modelo 3

SEQ.	ANO	CIRCUITOS ADICIONADOS						
		2-3	2-12	2-10	3-12	3-10	10-12	6-11
A	2015						1	
	2013							
	2011				1			
	2009							
	2007							
	2005				1	1		
B	2015					1		
	2013							
	2011				1			
	2009							
	2007							
	2005				1	1		
C	2015					1		
	2013							
	2011	1			1			
	2009							
	2007							
	2005				1	1		
D	2015		1					1
	2013							1
	2011					1		
	2009							
	2007							
	2005				1	1		
E	2015		1			1		
	2013							1
	2011							
	2009							
	2007				1			
	2005				1	1		

No Modelo 1 os reforços são otimizados para o último ano do período de análise (Ano Horizonte) e os reforços dos anos precedentes são otimizados condicionados aos reforços do ano posterior. Assim, dado um conjunto de reforços otimizados para o ano horizonte, o que se pretende para os anos precedentes é postergar a entrada destes reforços de modo a minimizar o valor presente dos investimentos. Por exemplo, na seqüência A do Modelo 1 a construção de mais uma linha da barra 3 para a barra 10 foi necessária somente em 2015.

O Modelo 2 é uma generalização do Modelo 1 onde o ano inicial para o qual os reforços são otimizados, bem como a ordem dos demais anos do horizonte considerado, são estabelecidos pelo usuário. Assim, da mesma forma que no Modelo 1, para os anos cronologicamente precedentes, tenta-se minimizar os investimentos postergando os reforços. Já nos anos cronologicamente posteriores novos reforços podem ser adicionados.

O Modelo 3 possui uma característica diferente dos anteriores, otimizando a seqüência completa de reforços e não apenas um ano específico. A cronologia dos reforços é considerada no processo de otimização, tornando este modelo mais realista e mais abrangente. Para estudos de expansão que envolvam mais de um nível de tensão, os Modelos 1 e 2 podem levar a resultados indesejáveis. Por exemplo, sejam duas soluções para o décimo ano, sendo uma que prevê a construção de 5 novas linhas de 138 kV e a outra que prevê a construção de uma nova SE de 500kV. Devido aos custos envolvidos, pode-se concluir pela construção de uma nova SE de 500 kV. Entretanto, considerando que o sistema atual não atende a carga a partir do quinto ano, nos Modelos 1 e 2, não seria possível postergar o reforço de 500 kV devido à característica modular desta obra, ao passo que na solução que prevê a construção de 5 novas linhas de 138 kV, estas obras poderiam ser espaçadas no tempo, resultando em um valor presente inferior.

O tempo médio de processamento para obter as 5 melhores seqüências do Sistema Pirapora 2, utilizando-se a população inicial inteligente, em um computador Pentium IV de 2,4 GHz para os Modelos 1 e 2 foi de 120 minutos. O tempo médio para o Modelo 3 foi cerca de 2 vezes superior.

### **3.7 CONCLUSÕES**

Neste capítulo foram propostos três modelos para o planejamento dinâmico da expansão, sendo que os Modelos 1 e 2 tratam o problema como uma seqüência de estudos estáticos. Já o Modelo 3 considera todo o horizonte, capturando assim o aspecto temporal dos desembolsos nas obras de expansão.

Visando reduzir o custo computacional, principalmente quando se considera o planejamento dinâmico da expansão, foi apresentada uma nova maneira de se obter a população inicial baseada na técnica GRASP, denominada de inicialização inteligente. Com relação à técnica GRASP é possível notar que, a fase de construção, a qual gera boas soluções iniciais, constitui um importante direcionamento durante o processo de busca. Desta forma, vislumbrou-se a utilização desta fase como ponto de partida para o processo de otimização. A principal vantagem da função *gulosa*, empregada na fase de construção, em relação à utilização do fluxo de potência DC é o indicativo dos benefícios de novas conexões.

Foi possível verificar que a utilização da função *gulosa* como ponto de partida no processo de busca acarretou numa melhora significativa para a maioria das técnicas. Deve-se observar que a obtenção e utilização de soluções viáveis, como ponto de partida para o processo de busca das melhores soluções de reforços, são formas naturais que engenheiros utilizam durante o planejamento da expansão dos sistemas.

O Modelo 2 é uma generalização do Modelo 1 sendo que o ano inicial para o qual os reforços são otimizados, bem como a ordem dos demais anos do horizonte considerado, são estabelecidos pelo usuário. Assim, nestes modelos, apenas o primeiro ano da seqüência (ano horizonte ou ano especificado pelo usuário) é otimizado considerando todos os reforços possíveis, sendo os demais anos otimizados condicionados à solução do ano precedente. O Modelo 3 possui uma característica diferente dos anteriores, otimizando a seqüência completa de reforços e não apenas um ano específico. A cronologia dos reforços é considerada no processo de otimização, tornando este modelo mais realista e mais abrangente.

O tempo computacional gasto nos Modelos 1 e 2 é bem similar, enquanto que no Modelo 3 o tempo computacional é cerca de 2 vezes maior.

Percebe-se que, considerando apenas os custos de investimento na função objetivo, as soluções encontradas apresentam pouca folga, podendo levar a gastos

significativos devido aos custos de interrupção e perdas ôhmicas. Para contornar esse problema é preciso incluir na função objetivo os custos das interrupções e os custos associados às perdas ôhmicas. Dessa forma, aquelas soluções que apresentarem uma pequena margem de reserva, provavelmente, serão mais penalizadas. O capítulo seguinte apresenta uma forma de se considerar estes aspectos no processo de planejamento.

# CAPÍTULO 4

## ASPECTOS COMPLEMENTARES

### 4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentadas formas para a inclusão dos custos das perdas ôhmicas e custos de interrupção no processo de planejamento. De uma maneira geral, o nível de perdas ôhmicas e os índices de confiabilidade sinalizam o grau de deteriorização de um sistema, representando um custo de operação. A necessidade de reforços no sistema elétrico tanto pode ser definida pela violação de critérios de planejamento pré-estabelecidos, quanto por uma análise de viabilidade econômica onde a redução nos custos de operação justificam economicamente a implantação de um reforço. Assim, é imprescindível a consideração destes custos no processo de busca por uma solução de expansão a mínimo custo.

Devido à complexidade de se inserir a análise de fluxo de potência AC durante o processo de otimização, a análise DC tem sido utilizada para definir as soluções factíveis. Entretanto, para a verificação dos fluxos de reativos e das perdas ôhmicas associadas, bem como dos níveis de tensão nas barras, é necessário desenvolver uma análise AC, a qual pode sinalizar a necessidade de obras complementares. Neste capítulo são apresentados os resultados da análise AC para o sistema Pirapora 2.

### 4.2 PERDAS ÔHMICAS

Até o momento, o problema da expansão da subtransmissão foi abordado considerando a utilização do modelo de fluxo de potência DC para a representação da rede. A partir deste modelo tem-se o problema de otimização linear dado pela Equação (4.1).



$$w = \text{Min} \left( \sum_{i=1}^{nr} e_i r_i + \sum_{i=1}^{nt} C_{inv_i} M_i \right)$$

s.a.

$$g + r + B\theta = d$$

$$|f| \leq f_{\max} \tag{4.1}$$

$$|fn| \leq fn_{\max}$$

$$0 \leq g \leq g_{\max}$$

$$0 \leq r \leq d$$

$$0 \leq M \leq M_{\max}$$

onde:

- $e_i$  penalidade para o corte de carga  $i$ ;
- $C_{inv_i}$  custo de investimento por unidade de transmissão (circuito) nova  $i$ ;
- $r_i$  corte de carga  $i$ ;
- $M_i$  número de unidades alocado na transmissão nova  $i$ ;
- $nr$  número de barras de carga;
- $nt$  número de ramos que poderão receber novos circuitos;
- $r$  vetor contendo os cortes de carga;
- $B$  matriz de susceptância de barra;
- $\theta$  vetor contendo os ângulos das tensões de barra;
- $d$  vetor contendo as cargas das barras;
- $g_{\max}$  vetor contendo os limites de geração;
- $f$  vetor contendo os fluxos nos circuitos existentes;
- $f_{\max}$  vetor contendo os limites de capacidade dos circuitos existentes;
- $fn$  vetor contendo os fluxos nos circuitos novos;
- $fn_{\max}$  vetor contendo os limites de capacidade dos circuitos novos;
- $M$  vetor contendo os números de unidades de transmissão nova;
- $M_{\max}$  vetor contendo as quantidades máximas de unidades de transmissão nova.

Tendo em mente a consideração das perdas do sistema durante o processo de busca, a função objetivo presente na Equação (4.1) é ligeiramente alterada para:

$$w = \text{Min} \left( \sum_{i=1}^{nr} e_i r_i + \sum_{i=1}^{nt} C_{inv_i} M_i + C_{loss} \right) \tag{4.2}$$

O termo  $C_{loss}$ , que aparece na Equação (4.2), representa o custo das perdas, sendo obtido através da Equação (4.3).

$$C_{loss} = k \times \sum (P_{ij}) \quad (4.3)$$

onde:

$k$  – coeficiente de perdas;

$P_{ij}$  – Perdas ôhmicas no circuito entre as barras  $i$  e  $j$  (existente ou novo).

O coeficiente de perdas  $k$  é calculado utilizando-se a Equação (4.4).

$$k = 8736 \times C_{kwh} \times FC$$

(4.4)

Onde:

$C_{kwh}$  – custo unitário de perdas, dado em R\$/kWh;

$FC$  – fator de carga.

Com a inclusão das perdas ôhmicas, o custo de expansão de uma dada seqüência  $k$  para um determinado ano  $i$  ( $S_i^k$ ) pode ser obtido através da seguinte expressão:

$$S_i^k = \sum_{j=1}^{nt} C_{inv_j} M_{i,j}^k + C_{loss_i}^k \quad (4.5)$$

onde:

$C_{inv_j}$  custo de investimento por unidade de transmissão (circuito) nova  $j$ ;

$M_{i,j}^k$  número de unidades alocado na transmissão nova  $j$  no ano  $i$  da seqüência  $k$ ;

$nt$  representa o número de ramos que poderão receber novos circuitos;

$C_{loss_i}^k$  representa o custo das perdas ôhmicas no ano  $i$  da seqüência  $k$ .

A utilização do coeficiente de perdas ( $k$ ), na Equação (4.3), visa transformar as perdas ôhmicas (MW) em custos anuais de perdas (R\$). Desta forma, as parcelas

do custo total referentes ao investimento e às perdas são todas obtidas em uma base anual. Portanto, a função objetivo dada pela Equação (4.5) fica formulada de maneira consistente.

No modelo DC, as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão são obtidas de forma aproximada pelo produto das condutâncias das linhas e os quadrados das diferenças angulares entre duas barras interconectadas por essas linhas. Com o intuito de aproximar as perdas calculadas no modelo DC daquelas que seriam obtidas no modelo AC, a condutância de cada circuito é aproximada por:

$$g_{ij} = \frac{r_{ij}}{x_{ij}^2} \quad (4.6)$$

onde  $r_{ij}$ ,  $x_{ij}$  e  $g_{ij}$  são a resistência, a reatância e a condutância do circuito que interliga as barras  $i$  e  $j$ , respectivamente.

Desta forma, as perdas podem ser obtidas pela expressão (4.7).

$$P_{ij} = r_{ij} \times (f_{ij})^2 = r_{ij} \times \left( \frac{\theta_{ij}}{x_{ij}} \right)^2 \quad (4.7)$$

onde  $\theta_{ij}$  é a diferença angular entre as barras  $i$  e  $j$ .

Pode ser observado que tal aproximação implica no aumento do valor da condutância, o que compensa a parcela das perdas devido ao fluxo de potência reativa. Vale salientar que os resultados dessa aproximação serão tão melhores quanto menor for a relação  $r/x$ .

Esta maneira aproximada e de baixo custo computacional de se incluir o efeito das perdas de transmissão no fluxo DC foi baseada na metodologia apresentada em [M3].

Para incluir o efeito das perdas no problema de fluxo DC com otimização das medidas corretivas, foram adotados alguns procedimentos que visam à obtenção de resultados satisfatórios, sem, contudo, aumentar o esforço computacional. Portanto, a idéia básica é evitar que o algoritmo de otimização seja executado mais que uma vez para cada alternativa de expansão analisada.

Tendo em mente que a inclusão do efeito das perdas implica em um aumento dos fluxos nos circuitos, é adequado determinar o despacho ótimo considerando uma folga nos circuitos de transmissão, a qual deve ser suficiente para acomodar a parcela de fluxo devido às perdas. Para tal, a capacidade máxima de todos os circuitos é reduzida, por exemplo, em 5%. É então, obtido o despacho ótimo considerando esta redução na capacidade dos circuitos, sendo as perdas calculadas em seguida. Se este despacho ótimo não apresenta corte de carga, uma análise de fluxo DC sem otimização é realizada incluindo o efeito das perdas como cargas distribuídas por todo o sistema. Desta forma, é possível verificar se os novos fluxos excedem ou não as capacidades máximas. Se algum fluxo exceder a capacidade máxima do respectivo circuito, tal circuito tem sua capacidade reduzida em um percentual maior, por exemplo, 10%. Então, um novo despacho é realizado e as perdas são recalculadas para este novo ponto de operação.

Se o resultado do fluxo DC ótimo com a redução na capacidade dos circuitos apresenta corte de carga, calculam-se, somente, as perdas para o ponto de operação determinado. Isto porque o impacto do corte de carga na função objetivo é maior que aquele apresentado pelas perdas, o que justifica a não verificação dos novos fluxos excederem as capacidades máximas dos circuitos.

Vale ressaltar que as perdas foram calculadas através do modelo descrito acima, entretanto, é possível utilizar qualquer outra ferramenta disponível (e.g., NH2 [C00], ANAREDE [C05], FLUPOT [C00a], etc.) que seja capaz de realizar tal análise.

Para ilustrar o efeito da consideração das perdas ôhmicas no processo de otimização, simulou-se o sistema Teste e o sistema Pirapora 2, conforme figuras e tabelas de dados apresentados nas Subseções 2.4.1 e 2.4.2, respectivamente.

Nestas simulações adotou-se o Modelo 2 para cronologia dos investimentos por ser mais genérico que o Modelo 1 e mais rápido que o Modelo 3.

#### 4.2.1 Sistema Teste

As premissas e parâmetros adotados na Subseção 3.6.1 foram mantidas, sendo empregado o Modelo 2 para cronologia dos investimentos com a mesma ordem de priorização dos anos. A Tabela 4.1 acrescenta, em relação à Tabela 2.3, os dados de resistência relativos ao sistema existente.

Tabela 4.1 – Dados de Circuitos Existentes – Sistema Teste

BARRAS		CIRC. N°.	RESISTÊNCIA (pu)	REATÂNCIA (pu)	CAP. MAX. (MW)
1	2	1	0,050	0,20	50,0
1	4	2	0,050	0,20	50,0
1	5	3	0,075	0,30	40,0
2	3	4	0,063	0,25	40,0
2	4	5	0,025	0,10	80,0
2	5	6	0,075	0,30	40,0
2	6	7	0,050	0,20	50,0
3	5	8	0,065	0,26	40,0
3	6	9	0,025	0,10	80,0
4	5	10	0,100	0,40	30,0
5	6	11	0,075	0,30	40,0

Na Tabela 4.2, apresentam-se os valores presentes das perdas ôhmicas e dos investimentos das cinco melhores alternativas de expansão para o sistema Teste para uma taxa de desconto de 10% ao ano.

Tabela 4.2 - Valores Presentes das Melhores Seqüências – Sistema Teste

SEQUÊNCIA	VP (MILHÕES)		
	INVEST.	PERDAS	TOTAL
A	201,47	27,77	229,24
B	201,47	27,71	229,18
C	202,00	27,61	229,61
D	202,00	27,60	229,60
E	202,94	27,68	230,62

Percebe-se que os investimentos são, em média, cerca de 12% superiores aos apresentados na Tabela 3.6, quando as perdas ôhmicas não foram consideradas no processo de otimização. A consideração de perdas ôhmicas provoca também um aumento no fluxo nas linhas, podendo resultar em necessidades adicionais de reforço. Além disto, quanto maiores os investimentos, menores serão os custos de perdas ôhmicas. Assim, o acréscimo de investimento deve ser compensado pela redução no custo de perdas e novas soluções de reforço podem ser encontradas.

A Tabela 4.3 apresenta os reforços necessários em cada ano para a melhor seqüência encontrada.

Tabela 4.3 – Melhor Seqüência de Reforços Considerando Perdas – Sistema Teste

ANO	ADIÇÃO DE CIRCUITOS							CUSTO ANUAL (10 <sup>6</sup> R\$)		
	02	03	05	07	08	09	10	INV.	PERDAS	TOTAL
8	0	0	0	0	1	0	1	35,00	7,39	42,39
7	0	0	1	0	1	1	0	100,00	6,47	106,47
6	1	0	0	1	0	0	0	50,00	6,31	56,31
5	1	1	0	0	0	0	0	45,00	5,57	50,57
4	0	0	0	0	0	1	0	40,00	4,83	44,83
3	1	1	0	0	0	0	0	45,00	4,31	49,31
2	0	1	0	0	0	0	0	20,00	3,37	23,37
1	0	0	0	0	0	0	0	0,000	2,67	2,67
0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	2,17	2,17
<b>Valor Presente total (Milhões de R\$)</b>								<b>201,47</b>	<b>27,71</b>	<b>229,18</b>

Como pode ser observado na Tabela 4.3, a rede necessita de reforços já a partir do ano 2. Para resolver o problema deste ano são necessários R\$ 20 milhões em investimentos: um reforço no circuito 2 (R\$ 20 milhões). Sem considerar as perdas ôhmicas, a rede de transmissão existente não necessitaria de investimentos neste ano. Isto vem confirmar que, a consideração do custo de perdas no processo de tomada de decisão deixa a metodologia mais consistente, o que já era de certa forma esperado.

#### 4.2.2 Sistema Pirapora 2

As premissas e parâmetros adotados na Subseção 3.6.2 foram mantidas, sendo empregado o Modelo 2 para cronologia dos investimentos, adotando-se a mesma ordem de priorização dos anos. A Tabela 4.4 acrescenta, em relação à Tabela 2.19, os dados de resistência relativos ao sistema existente.

Tabela 4.4 – Dados de Circuitos Existentes – Sistema Pirapora 2

BARRAS		CIRC. N°	RESISTÊNCIA (pu)	REATÂNCIA (pu)	CAP. MAX. (MW)
2	3	1	0,0170	0,0439	125
2	9	2	0,1233	0,3191	125
3	6	3	0,1476	0,3963	125
3	10	4	0,0578	0,0983	73
6	10	5	0,0269	0,4216	73
6	11	6	0,0095	0,0281	125
9	10	7	0,0863	0,2374	125
1	5	8	0,0031	0,0318	800
4	5	9	0,0011	0,0111	800
5	7	10	0,0047	0,0484	800
7	8	11	0,0047	0,0502	800
1	9	12	0,0000	0,0771	150
1	9	13	0,0000	0,0771	150
4	12	14	0,0000	0,0436	150
5	10	15	0,0000	0,0500	150
5	10	16	0,0000	0,0500	150
5	10	17	0,0000	0,0500	150
7	11	18	0,0000	0,0500	150
7	11	19	0,0000	0,0500	150
7	11	20	0,0000	0,0500	150

Na Tabela 4.5, apresentam-se os valores presentes das perdas ôhmicas e dos investimentos das cinco melhores alternativas de expansão para o sistema Pirapora 2 para uma taxa de desconto de 10% ao ano.

Tabela 4.5 - Valores Presente das Melhores Seqüências – Sistema Pirapora 2

SEQUÊNCIA	VP (MILHÕES)		
	INVEST.	PERDAS	TOTAL
A	15,06	31,47	46,53
B	14,35	32,23	46,58
C	14,39	32,30	46,69
D	13,54	33,30	46,84
E	13,24	33,84	47,08

Os investimentos apresentados na Tabela 4.5 são ligeiramente superiores aos apresentados na Tabela 3.9 (cerca de 1,5%), quando as perdas ôhmicas não foram consideradas no processo de otimização. Este fato nos leva a concluir que o aumento de fluxo nas linhas, provocado pelas perdas ôhmicas, não foi significativo se comparado com a capacidade das mesmas, não provocando, portanto, necessidades adicionais de reforço. Percebe-se ainda que quanto maior o investimento menores foram as perdas ôhmicas, sendo que, devido à importante contribuição das perdas ôhmicas no custo total, a melhor seqüência foi aquela que apresentou o menor custo de perdas ôhmicas. A Tabela 4.6 apresenta os reforços necessários em cada ano para a melhor seqüência encontrada.

Tabela 4.6 - Melhor Seqüência de Reforços Considerando Perdas – Sistema Pirapora 2

ANO	ADIÇÃO DE CIRCUITOS			CUSTO ANUAL (10 <sup>6</sup> R\$)		
	PRRU – VZPU	PRRU – PRRD	VZPU – PRRD	INV.	PERDAS	TOTAL
2015	0	0	1	5,70	13,33	19,03
2013	0	0	0	0,00	11,29	11,29
2011	0	0	0	0,00	9,29	9,29
2009	0	0	0	0,00	7,64	7,64
2007	1	0	0	6,31	6,28	12,59
2005	0	3	0	7,65	5,39	13,13
<b>Valor Presente Total (Milhões de R\$)</b>				<b>15,06</b>	<b>31,47</b>	<b>46,53</b>



Os resultados apresentados comprovam a importância da inclusão do custo de perdas no processo de otimização. Na grande maioria dos casos a consideração das perdas altera as soluções de reforço escolhidas.

### 4.3 ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA AC

Nesta Seção são apresentadas as análises de fluxo de potência AC das quatro melhores alternativas de expansão para o sistema Pirapora 2, considerando-se as perdas ôhmicas. O objetivo dessas análises é determinar a alternativa de expansão de menor custo final, levando em consideração os investimentos em novas linhas, os custos de instalação de bancos de capacitores e os custos associados às perdas por efeito Joule nas linhas.

Para o estudo de fluxo AC, além dos dados já apresentados (carga ativa, resistências e reatâncias), utilizam-se também os dados mostrados nas Tabelas 4.7 a 4.10. Estas tabelas apresentam, respectivamente, a carga reativa prevista, os bancos de capacitores existentes no sistema no ano de 2005 e as susceptâncias shunt das linhas existentes e novas.

Tabela 4.7 – Carga Reativa Prevista

BARRA	SIGLA	MVar					
		2005	2007	2009	2011	2013	2015
2	BTZ	11,92	13,15	14,49	15,98	17,62	19,43
3	PRRU	68,57	75,60	83,35	91,89	101,31	111,70
6	MCLU	14,91	16,43	18,12	19,98	22,02	24,28
9	UHTM	46,21	50,95	56,17	61,92	68,28	75,27
10	VZPU	41,74	46,02	50,73	55,93	61,67	67,99
11	MCLD	73,04	80,53	88,78	97,88	107,92	118,98

Tabela 4.8 – Bancos de Capacitores Instalados em 2005

BARRA	SIGLA	MVAr
2	BTZ	26,60
3	PRRU	23,10
6	MCLU	15,60
9	UHTM	4,20
10	VZPU	16,50
11	MCLD	217,60

Tabela 4.9 – Susceptâncias Shunt das Linhas Existentes

BARRAS		SUSC. SHUNT (pu)
2	3	0,0108
2	9	0,0786
3	6	0,1112
3	10	0,0227
6	10	0,0860
6	11	0,0072
9	10	0,0557
1	5	0,5264
4	5	0,1810
5	7	0,8001
7	8	0,8215

Tabela 4.10 – Susceptâncias Shunt das Linhas Novas

BARRAS		SUSC. SHUNT (pu)
2	3	0,0108
2	6	0,1229
2	9	0,0786
2	10	0,0382
2	11	0,1300
2	12	0,0161
3	6	0,1112
3	9	0,0776
3	10	0,0227
3	11	0,1183
3	12	0,0111
6	9	0,1448
6	10	0,0860
6	11	0,0072
6	12	0,1117
9	10	0,0557
9	11	0,1509
9	12	0,0667
10	11	0,0943
10	12	0,0247
11	12	0,1188

No que diz respeito aos novos bancos de capacitores a serem instalados no sistema, informa-se que eles são de 16,4 MVAR e operam em 138 kV. Além disso, o custo de cada unidade é R\$ 1,6 milhões.

A Tabela 4.11 apresenta os custos totais, em valor presente, das quatro melhores alternativas de expansão, considerando os custos de investimentos em linhas de transmissão, bancos de capacitores e os custos médios anuais associados às perdas ôhmicas nas linhas.

Tabela 4.11 – Valor Presente das Quatro Melhores Alternativas de Expansão

ALTERNATIVA	V.P. DOS CUSTOS (10 <sup>6</sup> R\$)			
	L.T.	BANCO DE CAP.	PERDAS	TOTAL
Seqüência A	15,061	8,935	31,460	55,456
Seqüência B	14,349	10,117	32,230	55,934
Seqüência C	14,394	9,355	32,300	57,000
Seqüência D	13,540	10,117	33,300	56,957

Obs.: Valores presentes obtidos considerando uma taxa de interesse de 10% ao ano.

A Tabela 4.12 apresenta o plano de investimento da Seqüência A. São mostradas as adições de circuitos ao longo do período de planejamento; o número de bancos de capacitores adicionados ao sistema; os investimentos anuais nas linhas de transmissão e bancos de capacitores e o custo médio anual associado às perdas ôhmicas. Pode ser notado que foi necessária a adição de bancos de capacitores apenas nas barras 2 e 3.

Tabela 4.12 – Plano de Investimento da Seqüência A

ANO	CIRC. ADICIONADOS			BANCOS ADIC.		CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)			
	03-10	03-12	10-12	BARRA 2	BARRA 3	L.T	BANCO	PERDAS	TOTAL
2015	0	0	1	1	2	5,702	4,800	14,416	24,918
2013	0	0	0	0	2	0,0	3,200	11,565	14,765
2011	0	0	0	0	2	0,0	3,200	9,063	12,263
2009	0	0	0	0	2	0,0	3,200	7,388	10,588
2007	1	0	0	0	0	6,307	0,0	6,103	12,410
2005	0	3	0	0	1	7,650	1,600	5,301	14,551

Os resultados das análises de fluxo de potência AC realizadas para a Seqüência A, utilizando o programa computacional ANAREDE do Cepel [C05], indicam que as tensões em todas as barras, estão dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL (resolução 676/2003). Além disso, de modo geral, dentre as barras de carga, as barras 2 e 3 tendem a operar com um nível mais baixo de tensão, ao passo que nas barras 6 e 11 o nível de tensão tende a ser mais elevado.

Na Tabela 4.13 comparam-se os valores das perdas ôhmicas obtidas na análise de fluxo de potência AC com aqueles obtidos pela metodologia apresentada na Seção 4.2. É possível verificar que o erro médio entre os dois modelos é de aproximadamente 8%, o que demonstra a validade do modelo DC proposto para o cálculo das perdas.

Tabela 4.13 – Perdas Totais por Efeito Joule

MODELO	PERDAS TOTAIS (MW)					
	2005	2007	2009	2011	2013	2015
AC	13,2	15,2	18,4	22,8	28,8	35,9
DC	12,4	14,4	17,5	21,3	25,9	30,5
Erro (%)	6,4	5,3	4,9	6,7	10,2	15,0

Todas as linhas e transformadores operarão com carregamento inferior a 90% do limite máximo de suas capacidades, exceto as linhas que interligam as barras 3 e 10, as quais irão operar com carregamento de 93% em 2013 e 92% em 2015.

Para o caso específico do sistema Pirapora 2, a redução de 5% na capacidade máxima dos circuitos de transmissão, adotada nos estudos realizados, foi suficiente para gerar combinações de reforços que proporcionaram uma reserva de capacidade de transmissão suficiente para acomodar o aumento do fluxo de potência ativa devido às perdas e à parcela de fluxo reativo.

Se durante a análise AC forem verificadas violações de capacidade dos circuitos, um bom procedimento para re-despachar a geração a fim de corrigir tais violações é executar um algoritmo de fluxo DC ótimo. Nesta análise deve ser considerada uma redução nas capacidades máximas dos circuitos, mediante um fator maior que aquele inicialmente utilizado para obter as seqüências. Se, no entanto, isso não for suficiente, novas seqüências devem ser obtidas considerando um fator de redução ainda maior.

Analisando as demais seqüências, verifica-se que elas são tecnicamente muito similares em relação ao perfil de tensão e ao carregamento dos circuitos. Isso é

devido ao fato das adições de circuitos nas quatro seqüências ocorrerem praticamente nos mesmos pontos do sistema, variando somente a ordem cronológica de entrada dos reforços e a quantidade de circuitos adicionados.

A título de ilustração, a Figura 4.1 apresenta os resultados da análise de fluxo AC da configuração do sistema para o ano 2015, obtida na Seqüência A.

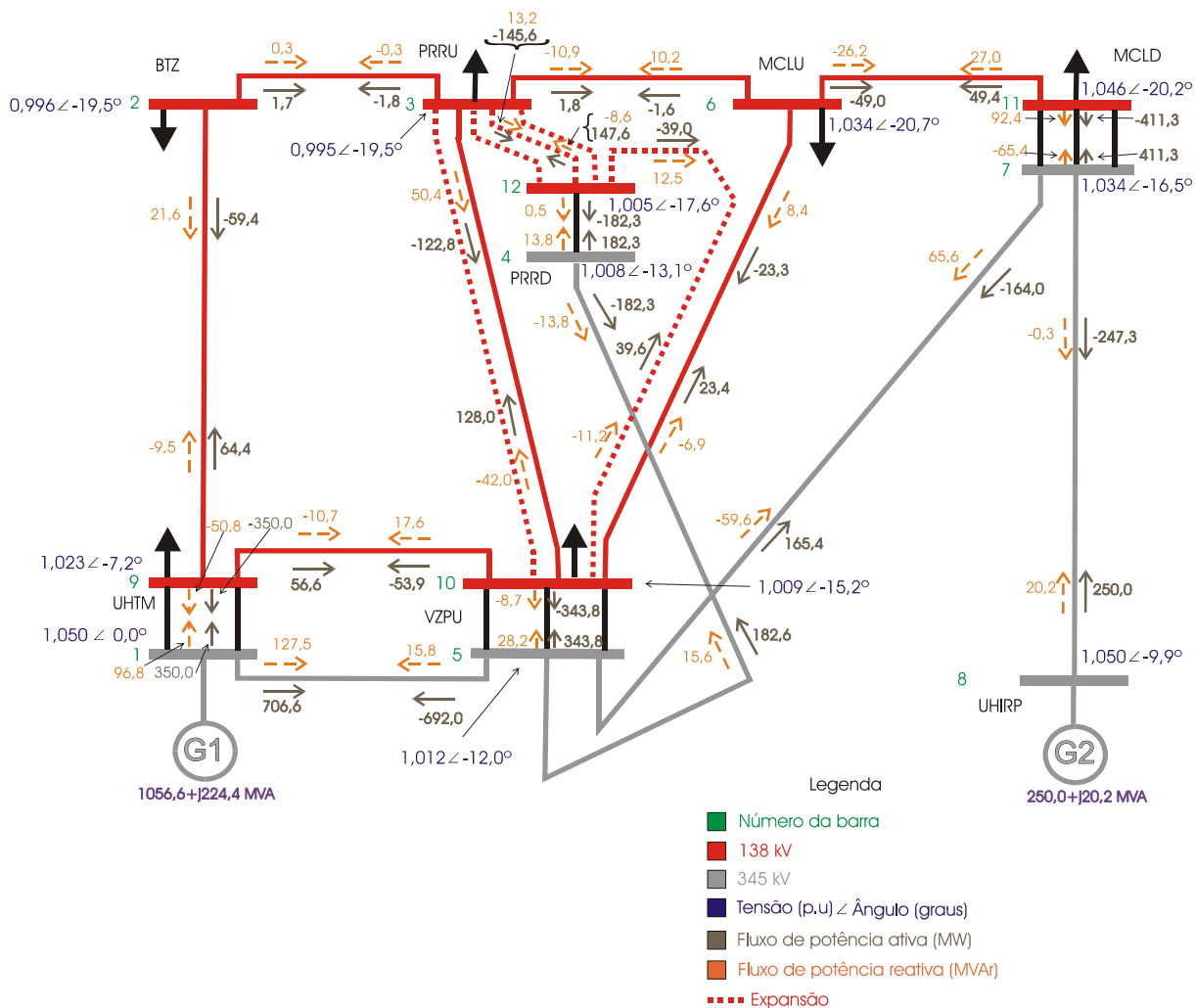


Figura 4.1 – Resultados da Análise de Fluxo AC do Sistema em 2015

#### 4.4 CONFIABILIDADE

Tendo em vista a consideração, ou não, de incertezas, os métodos utilizados para solucionar o problema do planejamento da expansão de sistemas de subtransmissão podem ser classificados como determinísticos e não-determinísticos. Numa

abordagem determinística *pura*, a adição de reforços é baseada essencialmente nos custos de investimentos considerando a rede intacta e, em geral, uma lista de contingências (e.g., critério N-1). Entretanto, existem várias incertezas associadas ao processo de planejamento, as quais podem ser divididas em duas categorias: *Incetezas Externas* e *Incetezas Internas*. As *Incetezas Externas* envolvem *indefinições* relacionadas aos seguintes aspectos: projeções de mercado (demanda e energia); taxas de interesse e de câmbio; regras do novo ambiente competitivo; restrições ambientais; afluências hidrológicas; novas tecnologias; custos de combustíveis, etc. Já as *Incetezas Internas* envolvem *indefinições* relacionadas às disponibilidades dos equipamentos dos sistemas de potência. Tais incertezas são utilizadas para se avaliar o desempenho das redes de transmissão através de índices de confiabilidade, incluindo índices de custos de produção e interrupção de energia.

Vê-se, então, que o planejamento determinístico não considera o aspecto aleatório do comportamento do sistema, devido às saídas forçadas dos equipamentos de geração e transmissão, e às flutuações da carga. Tradicionalmente, o planejamento determinístico utiliza os critérios denominados “N-1” e “N-2”. Estes critérios baseiam-se nas análises das piores situações associadas a contingências simples e duplas, respectivamente, e realizam análises comparativas de planos de expansão candidatos. A partir do conjunto de planos de expansão que obedecem aos critérios de desempenho, o planejador escolhe aquele que apresenta o menor custo em termos de valor presente. A aplicação de metodologias determinísticas que utilizam critérios do tipo: “N-1” e “N-2”, pode levar a investimentos elevados e, ao mesmo tempo, não garantir níveis adequados de confiabilidade para todas as barras ou áreas do sistema.

A principal razão para este fato está na não consideração do comportamento aleatório do sistema. Estes aspectos podem ser capturados apenas pelos métodos probabilísticos, os quais consideram as incertezas internas. Estes métodos produzem índices de confiabilidade a partir da utilização de parâmetros, como taxas de falha e tempos médios de reparo, que representam o histórico estatístico de falhas dos componentes.

A utilização do valor da confiabilidade (custo de interrupção) associado aos índices clássicos de confiabilidade, por explicitar e traduzir em termos econômicos os benefícios incorridos no sistema pela adoção de uma determinada alternativa de expansão, permite a busca por soluções que realmente minimizem o custo global de expansão.

Vários trabalhos sobre a consideração da confiabilidade no planejamento de sistemas elétricos podem ser encontrados na literatura técnica [BW94, ABBG99, BFB01]. Nesta Tese, o algoritmo de avaliação da confiabilidade utiliza a simulação Monte Carlo não-sequencial e um modelo de carga Markoviano não-agregado [LRMB04].

### ***Metodologia Proposta***

Usualmente, o processo de otimização global busca uma solução *boa* (ou até ótima), para um dado horizonte de planejamento. Tal solução deve apresentar níveis baixos de reserva de capacidade no final do período de análise, uma vez que o montante investido deve ser o mínimo necessário para suprir a demanda prevista. Portanto, a solução encontrada tende a ser não tão boa quanto parece se outros aspectos forem considerados.

As margens de capacidade, associadas às soluções *boas* encontradas em cada estágio de otimização, devem ser medidas e consideradas neste processo. Isto pode ser realizado por meio de índices de confiabilidade, como por exemplo, o índice LOLC (*Loss of Load Cost* – Custo de perda de carga). Assim, soluções com pouca margem de capacidade deverão ser penalizadas, e, conseqüentemente, os efeitos incorridos no último ano minimizados.

A consideração da confiabilidade no problema do planejamento da expansão pode ser realizada de duas formas: como restrição ou como parte da função objetivo. No primeiro caso, serão analisadas somente as soluções (alternativas de expansão) que apresentarem níveis de confiabilidade dentro de valores previamente especificados.



Já no segundo caso, o valor da confiabilidade é inserido na função objetivo. Desta forma, o valor da confiabilidade é adicionado no custo total das alternativas.

Além das duas formas citadas anteriormente, a confiabilidade pode ser considerada “*a posteriori*” ou “em conjunto” com o processo de otimização. No caso “*a posteriori*”, a confiabilidade é avaliada para as melhores alternativas definidas pelo processo de otimização. Já através da consideração “em conjunto”, a confiabilidade deve ser avaliada para todas as alternativas geradas durante o processo de busca, o que, atualmente, é inviável do ponto de vista computacional. Portanto, nesta Tese, a consideração da confiabilidade para a tomada de decisão no planejamento será realizada “*a posteriori*”. A seguir, é apresentado o detalhamento matemático da metodologia proposta.

Com a inclusão das perdas ôhmicas, o problema da expansão dinâmica da subtransmissão pode ser resolvido, para um dado horizonte de  $N_Y$  anos, através da função objetivo dada pela Equação (4.8):

$$\text{Min}_k \left\{ V_p^k = \sum_{i=1}^{N_Y} \frac{S_i^k}{(1+tx)^i} \right\} \quad (4.8)$$

Portanto,  $V_p^k$  representa o valor presente dos custos de investimentos e de perdas ôhmicas determinados para a seqüência de reforços  $k$  durante o horizonte de planejamento e a constante  $tx$  representa a taxa de interesse considerada. Então, cada  $S_i^k$  representa a soma dos custos de investimento e de perdas, considerando os reforços do ano  $i$  para a seqüência  $k$ . Tendo em mente a consideração, “*a posteriori*”, das incertezas internas do sistema durante o processo de tomada de decisão, a função objetivo dada pela Equação (4.9) deve ser aplicada somente às melhores seqüências, definidas pela Equação (4.8).

$$\text{Min}_k \left\{ V_p^k = \sum_{i=1}^{N_Y} \frac{(S_i^k + LOLC_i^k)}{(1+tx)^i} \right\} \quad (4.9)$$

Onde cada  $LOLC_i^k$  representa o custo total de interrupção do sistema, obtido para o ano  $i$  considerando a seqüência  $k$ . Este termo pode ser obtido através da Equação (4.10).

$$LOLC_i^k = EENS_i^k \times C_{int} \quad (4.10)$$

onde:

$EENS_{ik}$  – Energia Esperada não Suprida (*Expected Energy Not Supplied*) durante o ano  $i$ , considerando a seqüência  $k$ , em MWh;

$C_{int}$  – Custo unitário de interrupção em R\$/MWh.

Vale ressaltar que o custo de interrupção (LOLC) é adicionado ao custo total, somente após a definição das melhores seqüências de acordo com o custo de investimento e perdas ôhmicas. Para ilustrar o efeito da consideração da confiabilidade no processo de otimização, simulou-se o mesmo sistema Teste e o sistema Pirapora 2, conforme figuras apresentadas nas Subseções 2.4.1 e 2.4.2, respectivamente.

#### 4.4.1 Sistema Teste

O sistema Teste possui 6 barras, sendo 3 de geração e 3 de carga. Considerando o ano inicial como referência, a capacidade instalada é 260 MW e o pico de carga é 210 MW. Nas Tabelas 4.14 a 4.17 são apresentados os dados determinísticos e estocásticos das barras e dos circuitos.

Tabela 4.14 – Dados de Geração: Determinísticos e Estocásticos

BARRA	Nº. DE UNID.	CAP. MÁX. POR UNID. (MW)	$\lambda$ (falhas/ano)	MTTR (h)
1	2	60,0	7,0	20,0
2	1	70,0	10,0	40,0
3	1	70,0	10,0	40,0

Tabela 4.15 – Dados de Carga

BARRA	POTÊNCIA (MW)
4	70,0
5	70,0
6	70,0

Tabela 4.16 – Dados de Circuitos Existentes: Determinísticos

BARRAS		CIRC. Nº.	RESISTÊNCIA (pu)	REATÂNCIA (pu)	CAP. MAX. (MW)
1	2	1	0,050	0,20	50,0
1	4	2	0,050	0,20	50,0
1	5	3	0,075	0,30	40,0
2	3	4	0,063	0,25	40,0
2	4	5	0,025	0,10	80,0
2	5	6	0,075	0,30	40,0
2	6	7	0,050	0,20	50,0
3	5	8	0,065	0,26	40,0
3	6	9	0,025	0,10	80,0
4	5	10	0,100	0,40	30,0
5	6	11	0,075	0,30	40,0

Tabela 4.17 – Dados de Circuitos Novos: Determinísticos e Estocásticos

BARRAS		RES. (pu)	REAT. (pu)	CAP. MAX. (MW)	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)	ADIÇÃO MÁXIMA	$\lambda$ (falhas/ano)	MTTR (h)
1	2	0,100	0,40	25,0	25,0	3	1,00	10,00
1	4	0,100	0,40	25,0	25,0	3	1,00	10,00
1	5	0,150	0,60	20,0	20,0	3	1,50	10,00
2	3	0,126	0,50	20,0	20,0	3	1,25	10,00
2	4	0,050	0,20	40,0	40,0	3	0,50	10,00
2	5	0,150	0,60	20,0	20,0	3	1,50	10,00
2	6	0,100	0,40	25,0	25,0	3	1,00	10,00
3	5	0,130	0,52	20,0	20,0	3	1,18	10,00
3	6	0,050	0,20	40,0	40,0	3	0,50	10,00
4	5	0,200	0,80	15,0	15,0	3	2,00	10,00
5	6	0,150	0,60	20,0	20,0	3	1,50	10,00

\* O custo de investimento foi considerado proporcional à capacidade máxima do circuito existente, utilizando uma relação de 10<sup>8</sup> R\$/p.u.

Em relação às alternativas de expansão, admitiu-se que será permitida a instalação de até três novos circuitos em paralelo com cada circuito existente. Como pode ser verificado, cada circuito novo tem o dobro da resistência e reatância, e a metade da capacidade do correspondente circuito existente. Assim, assumiu-se que os circuitos existentes são circuitos duplos. Portanto, na Tabela 4.17 são apresentados os valores equivalentes de reatância e capacidade de transmissão desses circuitos.

As colunas “ $\lambda$  (/ANO)” e “MTTR (h)” das Tabelas 4.14 e 4.17 são referentes à taxa de falha (ocorrências por ano) e ao tempo médio de reparo (horas) dos equipamentos de geração e transmissão, respectivamente. Para as taxas de falha dos circuitos de transmissão, foi adotada a relação de uma falha a cada 0,40 p.u. de reatância. Num caso real, entretanto, tal taxa estará associada ao comprimento do circuito, i.e. falhas por ano e por quilômetro de circuito. De qualquer forma, trata-se de um dado a ser fornecido pelo planejador, não influenciando a estrutura da metodologia proposta. Em relação ao tempo médio de reparo, foi adotado o valor de 10 horas para todos os circuitos. Vale ainda destacar que os dados estocásticos (taxas de falha e tempos de reparo) dos circuitos existentes são iguais àqueles dos circuitos novos. Finalmente, informa-se que para o caso da geração, foram utilizados dados estocásticos similares a valores típicos encontrados em unidades geradoras de sistemas reais.

Foi adotado um horizonte de estudo para a expansão do sistema igual a 8 anos, sendo que para cada ano a capacidade de geração e a carga aumentam 25% em relação ao ano referência (65 MW e 52,5 MW respectivamente). Portanto, a capacidade de geração e a carga serão de 780 MW e 630 MW, respectivamente, no final do período de análise, i.e. no 8º ano. As previsões da capacidade de geração e da carga estão apresentadas na Tabela 4.18.

Tabela 4.18 – Previsão da Expansão do Sistema Teste

GERAÇÃO/CARGA PREVISTA (MW)										
BARRA		ANO								
		0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	GERAÇÃO	120,0	150,0	180,0	210,0	240,0	270,0	300,0	330,0	360,0
2	GERAÇÃO	70,0	87,5	105,0	122,5	140,0	157,5	175,0	192,5	210,0
3	GERAÇÃO	70,0	87,5	105,0	122,5	140,0	157,5	175,0	192,5	210,0
4	CARGA	70,0	87,5	105,0	122,5	140,0	157,5	175,0	192,5	210,0
5	CARGA	70,0	87,5	105,0	122,5	140,0	157,5	175,0	192,5	210,0
6	CARGA	70,0	87,5	105,0	122,5	140,0	157,5	175,0	192,5	210,0
TOTAL	GERAÇÃO	260,0	325,0	390,0	455,0	520,0	585,0	650,0	715,0	780,0
	CARGA	210,0	262,5	315,0	367,5	420,0	472,5	525,0	577,5	630,0

Um algoritmo baseado na técnica de otimização Busca Tabu (TS) foi utilizado para encontrar as melhores soluções. O processo de inicialização inteligente da primeira população, apresentado no Capítulo 3, também foi utilizado.

Foram adotados os valores 10 e 5 para o número de diversificações e para o tamanho da lista tabu, respectivamente. O critério de parada do processo de otimização adotado para cada diversificação foi atingir o máximo de 80 movimentos ou a repetição da melhor solução por 25 movimentos consecutivos. Um custo de 8.000 R\$/kW foi adotado para a penalidade do corte de carga. A alteração do valor da penalidade de corte, em relação àquele apresentado nos exemplos anteriores, se justifica pelo fato das soluções encontradas, considerando perdas ôhmicas, apresentarem maiores custos de investimentos do que aquelas encontradas quando as perdas não são consideradas.

A curva de carga horária do sistema IEEE-RTS (*IEEE Reliability Test System*) [179] é utilizada para a avaliação de todos os índices de confiabilidade para o sistema Teste. Tal curva apresenta o valor 0,6144 para o fator de carga. Em relação ao cálculo do custo de perdas, foi adotada uma tarifa de compra de energia de 100 R\$/MWh. Já para cálculo da LOLC, foi utilizado o valor de 1.500,00 R\$/MWh para o

custo unitário de interrupção. Vale ressaltar que, poderiam ser utilizados valores diferentes para os custos de interrupção de cada classe de consumidores (residenciais, industriais, etc.).

Tendo em vista valorar cada alternativa de expansão de forma consistente, os custos de investimento, de perdas e de interrupção são dados pelos valores presentes de seus respectivos custos anuais. Para tal, foi utilizada uma taxa de interesse de 10% ao ano.

Na Tabela 4.19 estão apresentados seis estudos de caso para o sistema Teste. A coluna “PRIORIZAÇÃO” fornece a ordem dos anos priorizados de acordo com o modelo adotado. Como exemplo, no Caso 1, o ano 8 é priorizado (ano horizonte), o que resulta em seqüências geradas a partir das soluções obtidas para esse ano. Já no Caso 3, as seqüências são geradas a partir do ano 6. Para o ano priorizado, foram obtidas as cinco melhores soluções. Já para os demais, apenas a melhor solução foi selecionada.

Tabela 4.19 – Estudos de Caso

<b>CASO</b>	<b>PRIORIZAÇÃO (ANOS)</b>	<b>MODELO</b>
1	8, 7, 6, 5, 4, 3, 2, 1 e 0	1
2	7, 8, 6, 5, 4, 3, 2, 1 e 0	2
3	6, 8, 7, 5, 4, 3, 2, 1 e 0	2
4	5, 8, 7, 6, 4, 3, 2, 1 e 0	2
5	4, 8, 7, 6, 5, 3, 2, 1 e 0	2
6	4, 6, 8, 7, 5, 3, 2, 1 e 0	2

Nas Tabelas 4.20 a 4.25 estão apresentados os custos totais das cinco melhores seqüências encontradas para cada um dos casos descritos na Tabela 4.19, sendo a melhor seqüência de cada caso destacada em amarelo.

Tabela 4.20 – Resultados do Caso 1

SEQÜÊNCIA	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)			
	INVESTIMENTO	PERDAS	LOLC	TOTAL
<b>A<sub>1</sub></b>	<b>202,43</b>	<b>27,53</b>	<b>65,49</b>	<b>295,45</b>
B <sub>1</sub>	204,76	27,47	65,95	298,18
C <sub>1</sub>	204,53	27,50	67,16	299,19
D <sub>1</sub>	204,53	27,52	66,02	298,07
E <sub>1</sub>	206,86	27,50	64,30	298,66

Tabela 4.21 – Resultados do Caso 2

SEQÜÊNCIA	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)			
	INVESTIMENTO	PERDAS	LOLC	TOTAL
A <sub>2</sub>	204,53	27,50	67,16	299,19
<b>B<sub>2</sub></b>	<b>202,43</b>	<b>27,53</b>	<b>65,49</b>	<b>295,45</b>
C <sub>2</sub>	224,09	27,55	55,92	307,57
D <sub>2</sub>	214,76	27,60	54,98	297,34
E <sub>2</sub>	214,76	27,62	53,41	295,79

Tabela 4.22 – Resultados do Caso 3

SEQÜÊNCIA	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)			
	INVESTIMENTO	PERDAS	LOLC	TOTAL
A <sub>3</sub>	201,47	27,67	59,55	288,68
<b>B<sub>3</sub></b>	<b>201,47</b>	<b>27,71</b>	<b>54,27</b>	<b>283,45</b>
C <sub>3</sub>	202,00	27,61	63,88	293,49
D <sub>3</sub>	202,00	27,60	60,22	289,82
E <sub>3</sub>	202,94	27,68	58,81	289,42

Tabela 4.23 – Resultados do Caso 4

SEQÜÊNCIA	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)			
	INVESTIMENTO	PERDAS	LOLC	TOTAL
A <sub>4</sub>	202,10	27,61	60,57	290,27
<b>B<sub>4</sub></b>	<b>202,00</b>	<b>27,60</b>	<b>60,22</b>	<b>289,82</b>
C <sub>4</sub>	204,97	27,53	63,03	295,53
D <sub>4</sub>	203,62	27,41	63,92	294,94
E <sub>4</sub>	204,41	27,62	59,76	291,80

Tabela 4.24 – Resultados do Caso 5

SEQÜÊNCIA	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)			
	INVESTIMENTO	PERDAS	LOLC	TOTAL
A <sub>5</sub>	202,43	27,53	65,49	295,45
B <sub>5</sub>	202,66	27,42	66,11	335,50
<b>C<sub>5</sub></b>	<b>205,09</b>	<b>27,58</b>	<b>59,76</b>	<b>292,43</b>
D <sub>5</sub>	206,21	27,39	62,17	295,77
E <sub>5</sub>	204,80	27,31	65,77	297,88

Tabela 4.25 – Resultados do Caso 6

SEQÜÊNCIA	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)			
	INVESTIMENTO	PERDAS	LOLC	TOTAL
<b>A<sub>6</sub></b>	<b>201,47</b>	<b>27,67</b>	<b>59,55</b>	<b>288,68</b>
B <sub>6</sub>	202,12	27,48	60,95	290,55
C <sub>6</sub>	204,71	27,66	58,47	290,85
D <sub>6</sub>	203,25	27,47	63,02	293,73
E <sub>6</sub>	202,71	27,48	59,53	289,72

Na Tabela 4.26 estão apresentadas as melhores soluções de cada caso. A solução em destaque foi aquela que apresentou o menor custo total (Solução B<sub>3</sub>).

Tabela 4.26 – Resultados – Melhor Seqüência – Todos os Casos

CASO	SEQÜÊNCIA	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)			
		INVESTIMENTO	PERDAS	LOLC	TOTAL
1	A <sub>1</sub>	202,43	27,53	65,49	295,45
2	B <sub>2</sub>	202,43	27,53	65,49	295,45
<b>3</b>	<b>B<sub>3</sub></b>	<b>201,47</b>	<b>27,71</b>	<b>54,27</b>	<b>283,45</b>
4	B <sub>4</sub>	202,00	27,60	60,22	289,82
5	C <sub>5</sub>	205,09	27,58	59,76	292,43
6	A <sub>6</sub>	201,47	27,67	59,55	288,68

Note que, coincidentemente, a melhor solução encontrada, *seqüência B<sub>3</sub>*, foi aquela que apresentou os menores custos de investimento e de interrupção. Isto pode ser



resultado do conjunto de dados utilizado, que, apesar de apresentarem valores próximos aos encontrados na prática, são empíricos. Num caso real, isto não deve acontecer, uma vez que, normalmente, os investimentos mais dispendiosos (maior custo de investimento) são os que proporcionam menor custo de interrupção e vice-versa.

Note, também, que, os custos de perdas associados às seqüências são muito próximos uns dos outros. A principal razão para a ocorrência deste fato é a obtenção de pontos de operação parecidos entre as seqüências, durante os anos do período de planejamento. A semelhança entre as seqüências encontradas é resultado de se ter um sistema muito estressado, principalmente nos anos finais do planejamento, o que acarreta na adição de muitos reforços para eliminar o corte de carga. Então, em geral, a maioria dos reforços apresentados por cada uma das seqüências analisadas é igual.

Tabela 4.27 – Plano de Investimentos da Seqüência B<sub>3</sub>

ANO	ADIÇÃO DE CIRCUITOS							CUSTO ANUAL (10 <sup>6</sup> R\$)			
	02	03	05	07	08	09	10	INV.	PERDAS	LOLC	TOTAL
8	0	0	0	0	1	0	1	35,00	7,39	27,26	69,65
7	0	0	1	0	1	1	0	100,00	6,47	18,20	124,67
6	1	0	0	1	0	0	0	50,00	6,31	11,65	67,96
5	1	1	0	0	0	0	0	45,00	5,57	11,12	61,68
4	0	0	0	0	0	1	0	40,00	4,83	10,50	55,33
3	1	1	0	0	0	0	0	45,00	4,31	4,69	53,99
2	0	1	0	0	0	0	0	20,00	3,37	5,65	29,02
1	0	0	0	0	0	0	0	0,000	2,67	3,55	6,22
0	0	0	0	0	0	0	0	0,000	2,17	0,14	0,14
<b>Valor Presente total (Milhões de R\$)</b>								<b>201,47</b>	<b>27,71</b>	<b>54,27</b>	<b>283,45</b>

A Tabela 4.27 apresenta o plano de investimento da seqüência B<sub>3</sub>. São também apresentadas as adições de circuitos necessárias em cada ano bem como os respectivos custos de investimento, de perdas, de interrupção e total. Como pode ser observado, a rede necessita de reforços a partir do ano 2, quando a carga aumentou 50% em relação ao ano 0. Para resolver o problema deste ano são

necessários R\$ 20 milhões em investimentos: um reforço no circuito 2 (R\$ 20 milhões). Sem considerar as perdas ôhmicas, a rede de transmissão existente não necessitaria de investimentos neste ano. Isto vem confirmar que a consideração do custo de perdas no processo de tomada de decisão deixa a metodologia mais consistente, o que já era de certa forma esperado.

#### 4.4.2 Sistema Pirapora 2

O diagrama unifilar simplificado do sistema Pirapora 2 e as principais características e dados deste sistema foram apresentados na Subseção 2.4.2.

Para a expansão do sistema, considerou-se um período de estudo de 10 anos (2005 a 2015) e uma taxa média de crescimento anual de geração/carga de 5%. A Tabela 4.28 apresenta a capacidade de geração e o pico de carga ao longo do horizonte de planejamento.

Tabela 4.28 – Previsão da Capacidade de Geração e da Carga do Sistema SE Pirapora 2

GERAÇÃO/CARGA PREVISTA (MW) – CRESCIMENTO ANUAL 5%							
BARRA		ANO					
		2005	2007	2009	2011	2013	2015
1	GERAÇÃO	9999,0	9999,0	9999,0	9999,0	9999,0	9999,0
2	CARGA	36,3	40,0	44,1	48,6	53,6	59,1
3	CARGA	208,6	230,0	253,6	279,6	308,2	339,8
6	CARGA	45,4	50,0	55,1	60,8	67,0	73,9
8	GERAÇÃO	226,8	250,0	275,6	303,9	335,0	369,4
9	CARGA	140,6	155,0	170,9	188,4	207,7	229,0
10	CARGA	127,0	140,0	154,4	170,2	187,6	206,8
11	CARGA	222,2	245,0	270,1	297,8	328,3	362,0
TOTAL	GERAÇÃO	10225,8	10249,0	10274,6	10302,9	10334,0	10368,4
	CARGA	780,0	860,0	948,2	1045,3	1152,5	1270,6

No que se refere às alternativas de expansão, foram definidos como novos circuitos todas as interligações entre as barras de 138 kV. Em cada ramo da rede admitiu-se que poderão existir no máximo três circuitos. Em relação ao cálculo do custo de

perdas, foram adotados: uma tarifa de compra de energia de 0,10 R\$/kWh e um fator de carga de 0,5.

Para obtenção das seqüências de investimentos foi utilizado o algoritmo de otimização baseado na técnica de Busca Tabu. Os valores 10, 50 e 5 foram adotados para os parâmetros diversificação, intensificação e tamanho da lista tabu, respectivamente. O valor 350 R\$/kW foi definido para a penalidade de corte de carga. As seqüências foram construídas para cada 2 anos do período de estudo, o que resulta em 6 estágios. Como nos estudos do sistema Teste, foi utilizada uma taxa de interesse de 10% ao ano e um custo unitário de interrupção de 1,50 R\$/kWh.

Os dados estocásticos do sistema SE Pirapora 2, utilizados para a avaliação da confiabilidade, são apresentados a seguir:

Tabela 4.29 – Dados Estocásticos das Unidades de Geração

BARRA	$\lambda$ (/ANO)	MTTR (h)
1	0,0000	-
8	4,4694	40,00

Tabela 4.30 – Dados Estocásticos de Circuitos (Existentes)

BARRA DE	BARRA PARA	$\lambda$ (/ANO)	MTTR (h)
9	2	4,8286	2,958
9	10	4,6899	2,958
2	3	0,7366	2,958
10	6	5,4920	2,958
6	11	0,4501	2,958
10	3	1,7206	2,958
5	4	0,6858	3,142
8	7	3,6867	3,142
1	5	2,0676	3,142
5	7	2,6180	3,142
1	9	0,8293	36,260
5	10	0,8293	36,260
7	11	0,8293	36,260
3	6	6,9973	2,958
3	12	0,6956	2,958

Os dados apresentados nas Tabelas 4.29 e 4.30 foram obtidos por meio da adoção de valores típicos encontrados em sistemas reais [RSLA00]. A interligação na barra 1 foi considerada 100% confiável e a unidade geradora da barra 8 possui valores similares a uma unidade hidráulica de mesma capacidade. Para a obtenção de dados estocásticos para as linhas de transmissão, foram considerados, para cada nível de tensão, uma taxa de falha média por quilômetro por ano e um tempo médio de reparo em horas, conforme é mostrado na Tabela 4.31.

Tabela 4.31 – Dados Estocásticos para Linhas de Transmissão por Nível de Tensão

<b>TENSÃO (kV)</b>	<b><math>\lambda</math> (falha / km xano)</b>	<b>MTTR (h)</b>
138	0,04092	2,958
345	0,01804	3,142

Vale ressaltar que, a taxa de falha dos novos circuitos é dada pelo produto entre o comprimento de cada circuito e o valor médio da taxa para a tensão de 138kV.

Finalmente, os dados para transformadores foram definidos de acordo com o nível de tensão. Como o sistema Pirapora 2 apresenta somente dois níveis de tensão, foram considerados, neste relatório, os valores determinados para o lado de alta tensão. Assim, para a tensão de 345 kV a taxa de falha e o tempo médio de reparo de cada transformador são iguais a 0,82931 falhas por ano e 36,26 horas, respectivamente.

Devido à dificuldade de se obter a curva de carga horária do sistema Pirapora 2, utilizou-se nas simulações para cálculo dos índices de confiabilidade, a carga pico do sistema.

As melhores seqüências foram obtidas a partir de seis ordens de priorização, conforme Tabela 4.32.

Tabela 4.32 – Estudos de Caso

CASO	PRIORIZAÇÃO (ANOS)	MODELO
1	2015, 2013, 2011, 2009, 2007 e 2005	1
2	2013, 2015, 2011, 2009, 2007 e 2005	2
3	2011, 2015, 2013, 2009, 2007 e 2005	2
4	2009, 2015, 2013, 2011, 2007 e 2005	2
5	2007, 2015, 2013, 2011, 2009 e 2005	2
6	2005, 2015, 2013, 2011, 2009 e 2007	2

Para o ano priorizado foram selecionadas as cinco melhores soluções. Para os demais anos, as melhores soluções encontradas são condicionadas às soluções do ano priorizado, de forma a se obter as melhores seqüências. Então, para cada um dos demais anos, foi selecionada apenas a melhor solução encontrada em cada seqüência.

Nas Tabelas 4.33 a 4.38 estão apresentados os custos totais das cinco melhores seqüências encontradas para cada um dos casos descritos na Tabela 4.32, sendo a melhor seqüência de cada caso destacada em amarelo.

Tabela 4.33 – Resultados do Caso 1

SEQÜÊNCIA	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)		
	INVESTIMENTO	PERDAS	TOTAL
<b>A<sub>1</sub></b>	<b>13,24</b>	<b>33,84</b>	<b>47,08</b>
B <sub>1</sub>	13,87	33,80	47,68
C <sub>1</sub>	13,68	33,76	47,45
D <sub>1</sub>	14,28	33,84	48,12
E <sub>1</sub>	14,79	34,27	49,06

Tabela 4.34 – Resultados do Caso 2

SEQÜÊNCIA	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)		
	INVESTIMENTO	PERDAS	TOTAL
A <sub>2</sub>	13,68	33,76	47,45
B <sub>2</sub>	14,45	33,69	48,14
C <sub>2</sub>	14,94	33,76	48,71
D <sub>2</sub>	15,42	33,59	49,01
<b>E<sub>2</sub></b>	<b>13,24</b>	<b>33,84</b>	<b>47,08</b>

Tabela 4.35 – Resultados do Caso 3

SEQÜÊNCIA	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)		
	INVESTIMENTO	PERDAS	TOTAL
<b>A<sub>3</sub></b>	<b>13,24</b>	<b>33,84</b>	<b>47,08</b>
B <sub>3</sub>	14,17	33,73	47,90
C <sub>3</sub>	13,93	33,53	47,47
D <sub>3</sub>	14,76	33,84	48,60
E <sub>3</sub>	14,87	33,42	48,29

Tabela 4.36 – Resultados do Caso 4

SEQÜÊNCIA	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)		
	INVESTIMENTO	PERDAS	TOTAL
<b>A<sub>4</sub></b>	<b>13,24</b>	<b>33,84</b>	<b>47,08</b>
B <sub>4</sub>	14,37	33,68	48,05
C <sub>4</sub>	15,49	33,62	49,11
D <sub>4</sub>	14,67	33,15	47,81
E <sub>4</sub>	16,10	31,67	47,78

Tabela 4.37 – Resultados do Caso 5

SEQÜÊNCIA	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)		
	INVESTIMENTO	PERDAS	TOTAL
A <sub>5</sub>	13,24	33,84	47,08
B <sub>5</sub>	16,09	32,28	48,37
C <sub>5</sub>	14,60	33,64	48,24
<b>D<sub>5</sub></b>	<b>13,91</b>	<b>32,77</b>	<b>46,67</b>
E <sub>5</sub>	15,47	33,84	49,31

Tabela 4.38 – Resultados do Caso 6

SEQÜÊNCIA	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)		
	INVESTIMENTO	PERDAS	TOTAL
A <sub>6</sub>	14,90	32,30	47,21
<b>B<sub>6</sub></b>	<b>15,06</b>	<b>31,46</b>	<b>46,53</b>
C <sub>6</sub>	13,24	33,84	47,08
D <sub>6</sub>	17,76	31,46	49,22
E <sub>6</sub>	16,09	32,28	48,37

Na Tabela 4.39 estão apresentados os custos totais das cinco melhores soluções obtidas a partir da avaliação de custos de investimentos e perdas ôhmicas, já acrescidos os custos de interrupção (LOLC). A solução em destaque foi aquela que apresentou o menor custo total (Solução D<sub>5</sub>).

Tabela 4.39 – Resultados – Melhores Seqüências

CASO	SEQÜÊNCIA	VALOR PRESENTE CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)			
		INVESTIMENTO	PERDAS	LOLC	TOTAL
1	A <sub>1</sub>	13,24	33,84	64,23	111,31
2	E <sub>2</sub>	13,24	33,84	64,23	111,31
3	A <sub>3</sub>	13,24	33,84	64,23	111,31
4	A <sub>4</sub>	13,24	33,84	64,23	111,31
<b>5</b>	<b>D<sub>5</sub></b>	<b>13,91</b>	<b>32,77</b>	<b>60,84</b>	<b>107,52</b>
6	B <sub>6</sub>	15,06	31,46	68,14	114,66

A Tabela 4.40 apresenta o plano de reforços para a seqüência de menor custo total.

Tabela 4.40 – Plano de Expansão para a seqüência D<sub>5</sub>

ANO	CIRCUITOS ADICIONADOS	
	3 – 10	3 – 12
2015	1	0
2013	0	1
2011	0	1
2009	0	0
2007	0	0
2005	1	1
<b>V P CUSTO (10<sup>6</sup> R\$)</b>		<b>13,91</b>

Note que, diferentemente do ocorrido no sistema Teste, a melhor solução encontrada, seqüência D<sub>5</sub>, não foi aquela que apresentou o menor investimento. Isto parece razoável, uma vez que, normalmente, os investimentos mais dispendiosos (maior custo de investimento) são os que proporcionam os menores custos de interrupção e perdas ôhmicas.

Ressalta-se que no cálculo da LOLC foi considerada a carga pico e, em simulações realizadas com o sistema Teste, foi possível perceber que o custo da LOLC, calculado com esta carga, fica majorado em cerca de 15 vezes. Na Tabela 4.39, mesmo dividindo-se por 15 o custo da LOLC, a seqüência  $D_5$  continua a ser a de menor custo total. Os custos de perdas ôhmicas não apresentam grande variação. A inclusão do custo de perdas na função objetivo, pode estar levando à obtenção de seqüências com custos de perdas mais parecidos.

#### 4.5 CONCLUSÕES

Considerando os sistemas analisados (Teste e Pirapora 2), a antecipação de reforços provocou uma redução do custo de perdas ôhmicas maior que o correspondente aumento no valor presente dos investimentos. Portanto, o custo devido às perdas foi fator determinante para a definição da seqüência ótima de investimentos. A partir dos resultados obtidos, ficou demonstrada a importância da inclusão do custo de perdas em uma metodologia de planejamento da expansão.

De acordo com os resultados das simulações realizadas, a utilização do custo de interrupção, obtido através do índice LOLC, se mostra mais importante que a utilização do custo de perdas ôhmicas no planejamento da expansão. Isto porque os benefícios advindos da antecipação de reforços apresentaram maiores variações para a LOLC que aquelas apresentadas entre os custos de perdas. A metodologia, considerando o custo de interrupção, deve retornar soluções que apresentam um equilíbrio entre investimento e confiabilidade, os quais são objetivos conflitantes.

Com base nos estudos de fluxo de potência AC, pôde-se perceber que um fator limitante à utilização de ferramentas tradicionais para análise de fluxo potência não linear (e.g., ANAREDE [C05]) para avaliar todas as alternativas de expansão está relacionado aos ajustes do ponto de operação do sistema (i.e. nível de tensão, despacho de geração, cortes de carga). Isso porque esses ajustes devem ser realizados manualmente, o que demanda muito tempo e esforço. Portanto, a utilização da modelagem AC para representar o sistema durante o processo de



busca pela solução ótima é tida como inviável. É mais plausível que essa análise seja realizada somente ao final do processo, quando já se conhecem as melhores alternativas de expansão.

A análise AC pode ser facilitada com utilização de uma ferramenta para solucionar o problema de fluxo de potência AC, baseada em algoritmos de otimização não-linear, como o FLUPOT [C00a]. Todavia, a avaliação de todas as alternativas de expansão utilizando uma ferramenta de fluxo AC ótimo continuaria não sendo recomendada, devido ao elevado custo computacional dessas análises.

Todos as técnicas e aspectos complementares vistos até o momento, visam obter uma boa solução factível de reforço para o sistema elétrico considerando uma dada projeção de carga. Entretanto, existem diversas incertezas externas associadas a estas análises, as quais não devem ser ignoradas com risco de se tomar uma decisão descolada da realidade. Devido a importância deste tema, uma forma de se considerar estas incertezas será apresentada no capítulo seguinte.

# CAPÍTULO 5

## INCERTEZAS EXTERNAS

### 5.1 INTRODUÇÃO

O planejamento dos sistemas de transmissão/subtransmissão, no que se refere à consideração de incertezas, tem sido tratado através de duas abordagens distintas: *determinística* e *não-determinística*. Na primeira abordagem, a adição de reforços baseia-se essencialmente nos valores estimados de alguns parâmetros, tais como custos de investimentos e custos associados às perdas ôhmicas. No outro extremo, a abordagem não-determinística tem se preocupado em explicitar a influência de diversas incertezas presentes no processo de planejamento. A literatura classifica essas incertezas em *internas* – quando envolvem indefinições relacionadas às indisponibilidades dos equipamentos do sistema de potência; variações de alguns recursos energéticos (e.g., afluições hidrológicas) etc., e *externas* – quando as indefinições envolvidas relacionam-se às projeções de mercado (demanda e energia); taxas de interesse e de câmbio; regras do novo mercado competitivo etc.

De modo geral, as incertezas internas caracterizam-se por obedecer a alguma distribuição de probabilidade conhecida. Então, os valores futuros dos parâmetros poderão ser previstos com base no histórico de valores observados no passado. No caso das incertezas associadas à indisponibilidade dos equipamentos de transmissão e geração, o seu efeito no processo de tomada de decisão pode ser considerado através do índice LOLC.

Em relação às incertezas externas, existe uma maior dificuldade para modelá-las, pelo fato das mesmas não seguirem um comportamento que possa ser descrito com base na observação de valores passados ou com base em alguma lei estatística. Atualmente, os métodos mais utilizados para lidar com incertezas dessa natureza são: a técnica de cenários e a análise via árvore de decisões [CIGRE95].

No primeiro método, os possíveis valores que alguns parâmetros condicionantes do futuro (e.g., taxa de crescimento da carga) poderão assumir definem os cenários a serem avaliados. A construção de cenários pode ser vista como uma maneira estruturada para lidar com as incertezas. As estratégias (e.g., planos de expansão) são, então, avaliadas sob as condições de cada cenário, e a decisão é tomada com base na análise do conjunto de estratégias e cenários.

Por meio da técnica da árvore de decisão, o conjunto de cenários é organizado na forma de uma árvore de eventos. Cada ramo dessa árvore equivale a um evento, ao qual se atribui uma probabilidade de ocorrência. Um cenário corresponde a um caminho entre o nó inicial e o nó final. A decisão é tomada avaliando-se as seqüências de eventos através das técnicas da teoria da decisão.

Optou-se nesta Tese pelo tratamento das incertezas externas através da técnica de cenários, a qual é mais simples e mais adaptada à visão determinística dos planejadores de sistemas de potência. Para cada cenário analisado o futuro é conhecido, ou seja, tem-se um ambiente determinístico. Apresentam-se a seguir as principais características desta técnica e os principais critérios de tomada de decisão. Será dado um enfoque maior aos critérios do mínimo custo esperado e de minimização do máximo arrependimento.

## 5.2 TÉCNICA DE CENÁRIOS

A utilização da técnica de cenários representa a aceitação de que o futuro é indeterminado e que é necessária uma análise das incertezas. A construção de cenários contribui na prospecção dos ambientes interno e externo à organização, auxiliando a tomada de decisão.

O tratamento de incertezas por meio da técnica de cenários consiste, basicamente, em estabelecer um conjunto de  $NC$  cenários  $\{C_1, C_2, C_i, \dots, C_{NC}\}$ . Para cada cenário obtêm-se um número pré-estabelecido de alternativas (i.e., seqüências de investimento), empregando um dos modelos de otimização da cronologia de

investimentos já apresentados. Cada uma destas alternativas dará origem a uma estratégia, a qual definirá as ações a serem tomadas para cada cenário.

No que se refere ao planejamento da subtransmissão, uma estratégia consiste de um plano de expansão. O objetivo é encontrar um conjunto de seqüências de investimentos (i.e. adições de reforços) para cada cenário. O ponto de partida para a definição de um plano de expansão ou estratégia é a obtenção de uma seqüência para um dado cenário. Em seguida, esta seqüência é avaliada nos demais cenários. Caso necessário, algumas modificações poderão ser realizadas para adequar esta seqüência a esses cenários.

Como exemplo, considere os cenários “C<sub>1</sub>” e “C<sub>2</sub>” com diferentes taxas de crescimento de carga (demanda de C<sub>1</sub> < demanda de C<sub>2</sub>). Os reforços definidos para uma seqüência obtida em C<sub>1</sub>, denominada Seq<sub>1</sub>, podem não ser suficientes para garantir o suprimento da demanda de C<sub>2</sub>. Logo, será necessário obter uma outra seqüência, denominada Seq<sub>1</sub><sup>2</sup>, compatível com Seq<sub>1</sub> para atender C<sub>2</sub>. Dizer que Seq<sub>1</sub><sup>2</sup> é compatível com a Seq<sub>1</sub>, significa que os reforços de Seq<sub>1</sub> devem estar presentes em Seq<sub>1</sub><sup>2</sup>. Isto pode ser visto como a necessidade de modificar as decisões tomadas (i.e. plano de expansão) em função de mudanças futuras.

Dois caminhos são propostos para compatibilizar Seq<sub>1</sub><sup>2</sup> com Seq<sub>1</sub>. O primeiro é verificar se existe alguma seqüência, dentre aquelas obtidas em C<sub>2</sub>, que seja compatível com Seq<sub>1</sub>. Em caso afirmativo, esta seqüência de C<sub>2</sub> será incluída no plano originado em Seq<sub>1</sub>. Vale ressaltar que, caso exista mais de uma seqüência em C<sub>2</sub> compatível com Seq<sub>1</sub> será escolhida aquela de menor somatório do custo de investimento e perdas. Caso não exista uma seqüência compatível, novamente é empregado o modelo de otimização da cronologia de investimentos. Neste caso, Seq<sub>1</sub> determinará a quantidade mínima de reforços para o planejamento dinâmico no Cenário C<sub>2</sub>. Assim, esta nova seqüência será compatível com Seq<sub>1</sub>.

Analogamente, se a taxa de crescimento da demanda de C<sub>1</sub> for maior que a de C<sub>2</sub>, os reforços definidos para uma seqüência obtida em C<sub>1</sub> podem acarretar sobreinvestimentos em C<sub>2</sub>. Desta forma, poderão ser realizados estudos de postergação

de reforços para que uma nova seqüência de menor custo total, compatível com  $Seq_1$ , seja obtida. Para compatibilizar  $Seq_1^2$  com  $Seq_1$ , inicialmente deve-se verificar se alguma seqüência, dentre aquelas obtidas em  $C_2$ , é compatível com  $Seq_1$ . Em caso afirmativo, esta seqüência de  $C_2$  será incluída no plano originado em  $Seq_1$ . Caso contrário, novamente é empregado o modelo de otimização da cronologia de investimentos, onde  $Seq_1$  determinará a quantidade máxima de reforços para o planejamento dinâmico no Cenário  $C_2$ . A metodologia proposta em [B04] também pode ser utilizada para realizar os estudos de postergação de reforços.

As estratégias e os cenários definidos são organizados em uma tabela, estruturada como a Tabela a seguir. Posteriormente, realiza-se uma análise utilizando um critério para a tomada de decisão, permitindo a escolha do plano de expansão mais adequado. A seguir são apresentados alguns dos principais critérios de tomada de decisão. Os exemplos foram retirados da referência [CIGRE95].

### 5.3 CRITÉRIO DO MÍNIMO CUSTO ESPERADO

Nesse critério de tomada de decisão, uma probabilidade de ocorrência é associada a cada cenário. Para cada estratégia, calcula-se o custo esperado com base nos custos de investimento de cada cenário e sua respectiva probabilidade de ocorrência. A aplicação desse critério é ilustrada por meio de um exemplo dado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Critério de Tomada de Decisão: Mínimo Custo Esperado

ESTRATÉGIAS	CENÁRIOS (PROBABILIDADE)			CUSTO ESPERADO
	A (0,25)	B (0,50)	C (0,25)	
Estratégia 1	100	116	144	119
Estratégia 2	120	118	124	120
Estratégia 3	128	104	120	114

Depois de ter sido determinado o custo esperado de todas as estratégias, aquela que apresenta o menor custo esperado dos investimentos é, então, selecionada. Nesse exemplo, pode ser observado que a Estratégia 3 é a vencedora.

Uma vantagem apresentada por este critério é que todos os cenários são levados em consideração, sendo que o peso de cada um deles é refletido no resultado final por meio da probabilidade de ocorrência a ele associada. Por outro lado, esse critério pode trazer algumas dificuldades para o planejador. Isso porque ele precisará ter conhecimento suficiente dos eventos sob estudo, para poder atribuir corretamente as probabilidades aos cenários.

#### 5.4 CRITÉRIO DE MINIMIZAÇÃO DO MÁXIMO ARREPENDIMENTO

A aplicação desse critério envolve os seguintes passos:

- i) Encontrar a seqüência, ou estratégia, de menor custo para cada cenário;
- ii) Calcular o arrependimento entre todas as estratégias em relação àquela definida no passo “i”, i.e. a diferença do custo entre todas as estratégias e aquela de menor custo em cada cenário;
- iii) Identificar o maior arrependimento de cada estratégia;
- iv) Comparar os valores dos máximos arrependimentos e selecionar aquela estratégia associada ao menor arrependimento como sendo a vencedora.

A estratégia vencedora é aquela que conduz aos menores custos de investimentos adicionais para o cenário com condições mais severas. Um exemplo de aplicação desse critério pode ser visto na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Matriz dos Arrependimentos

ESTRATÉGIAS	CENÁRIOS			MÁXIMO ARREPENDIMENTO
	A	B	C	
Estratégia 1	0	12	24	24
Estratégia 2	20	14	4	20
Estratégia 3	28	0	0	28

Como pode ser observado, pelo critério de minimização do máximo arrependimento, a Estratégia 2 é a vencedora. Portanto, este critério não conduz necessariamente à mesma solução encontrada pelo critério do mínimo custo esperado. Isto se deve ao fato de que o critério de minimização do máximo arrependimento se baseia nos cenários mais adversos para a tomada de decisão, mesmo que a eles estejam associadas baixas probabilidades de ocorrência.

## 5.5 OUTROS CRITÉRIOS DE SELEÇÃO

### Critério de Laplace

Para a aplicação deste critério, considera-se que todos os cenários são equiprováveis. A seleção da melhor estratégia se dá pela escolha daquela que apresenta o menor valor da soma dos custos de investimentos de todos os cenários. No exemplo utilizado para ilustrar a aplicação dos critérios de tomada de decisão, a Estratégia 3 seria escolhida.

### Critério de Von Neumann-Morgenstern

Este critério permite ao planejador agir de modo extremamente pessimista ou otimista. Numa visão extremamente pessimista, considera-se que, para cada estratégia, o cenário com condições mais severas é o que irá ocorrer. Portanto, identificam-se, primeiramente, os maiores custos, ou custos máximos, das estratégias, para em seguida selecionar aquela que apresenta o menor custo máximo. Novamente, tomando-se o exemplo já utilizado, o critério de *Von Neumann-Morgenstern*, com uma visão extremamente pessimista, aponta a Estratégia 2 como sendo a vencedora.

Numa visão extremamente otimista, considera-se que, para cada estratégia, o cenário com condições menos severas é o mais plausível de ocorrer. Sendo assim, a seleção da melhor estratégia é feita identificando-se o menor custo de investimento na matriz de custos. Neste caso, a Estratégia 1 é a vencedora.

### **Critério de Hurwicz**

No critério apresentado anteriormente, é possível notar que a seleção da melhor estratégia ocorre apenas com base em considerações extremas: otimista ou pessimista. O critério de Hurwicz combina linearmente as duas possibilidades apresentadas no método anterior. Isto é realizado por meio da utilização de um índice de pessimismo relativo  $\alpha$  que varia entre zero e um. Ao ajustar o parâmetro  $\alpha$  em um, o planejador estará agindo de forma extremamente pessimista. De modo inverso, atribuindo zero ao parâmetro  $\alpha$ , a decisão se realizará numa ótica extremamente otimista.

Para qualquer valor de  $\alpha$ , o custo de cada estratégia é obtido pela seguinte expressão:

$$Custo = \alpha \times C_{max} + (1 - \alpha) \times C_{min} \quad (5.1)$$

onde  $C_{max}$  e  $C_{min}$  referem-se, respectivamente, ao maior e ao menor custo total associado à estratégia.

A estratégia vencedora será aquela que apresentar o menor valor para o custo dado pela expressão (5.1).

A Figura 5.1 apresenta a variação dos custos das estratégias em função da variação do parâmetro  $\alpha$ , possibilitando identificar a região de predominância de cada estratégia.



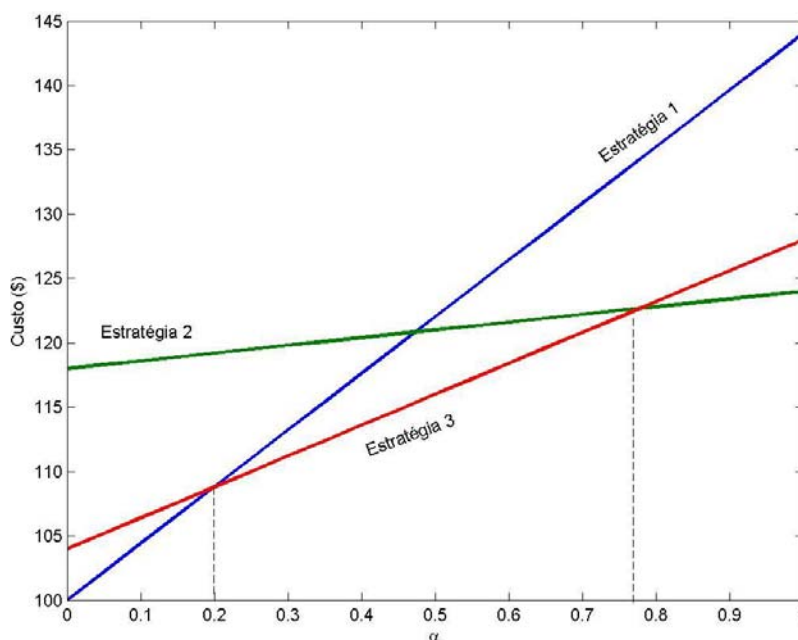


Figura 5.1 – Região de Domínio das Estratègias de Acordo com o Critèrio de Hurwicz

Pode ser observado que, para  $\alpha$  entre 0 e 0,20, a Estratègia 1 é a vencedora. No entanto, para  $\alpha$  entre 0,2 e 0,77, a Estratègia 3 é a mais indicada. Por fim, para valores entre 0,77 e 1,0, a Estratègia 2 apresenta o melhor resultado.

## 5.6 APLICAÇÃO

Com o intuito de verificar e aplicar os conceitos apresentados e propostos anteriormente, é realizado nesta seção um estudo utilizando-se o sistema Pirapora 2.

Para a expansão do sistema, considerou-se um período de 10 anos (2005 a 2015) e três cenários de crescimento anual da carga: 4%, 5% e 6%. Com o objetivo de se manter estas taxas constantes ao longo do horizonte de planejamento e, também, atingir os valores definidos para 2007, no início do estudo (i.e. no ano 2005) a capacidade de geração e o pico de carga de cada cenário devem possuir diferentes patamares. Entretanto, tais considerações não influenciam na metodologia proposta, uma vez que fazem parte do conjunto de dados de entrada para o estudo.

As Tabelas 5.3, 5.4 e 5.5, apresentam a capacidade de geração e o pico de carga ao longo do horizonte de planejamento.

Tabela 5.3 – Previsão da Capacidade de Geração e da Carga do Sistema Pirapora 2 - Cenário 1

<b>GERAÇÃO/CARGA PREVISTA (MW) – CRESCIMENTO ANUAL 4%</b>							
<b>BARRA</b>		<b>ANO</b>					
		<b>2005</b>	<b>2007</b>	<b>2009</b>	<b>2011</b>	<b>2013</b>	<b>2015</b>
1	GERAÇÃO	9999,0	9999,0	9999,0	9999,0	9999,0	9999,0
2	CARGA	37,0	40,0	43,3	46,8	50,6	54,7
3	CARGA	212,6	230,0	248,8	269,1	291,0	314,8
6	CARGA	46,2	50,0	54,1	58,5	63,3	68,4
8	GERAÇÃO	231,1	250,0	270,4	292,5	316,3	342,1
9	CARGA	143,3	155,0	167,6	181,3	196,1	212,1
10	CARGA	129,4	140,0	151,4	163,8	177,1	191,6
11	CARGA	226,5	245,0	265,0	286,6	310,0	335,3
<b>TOTAL</b>	<b>GERAÇÃO</b>	<b>10230,1</b>	<b>10249,0</b>	<b>10269,4</b>	<b>10291,5</b>	<b>10315,3</b>	<b>10341,1</b>
	<b>CARGA</b>	<b>795,1</b>	<b>860,0</b>	<b>930,2</b>	<b>1006,1</b>	<b>1088,2</b>	<b>1177,0</b>

Tabela 5.4 – Previsão da Capacidade de Geração e da Carga do Sistema Pirapora 2 - Cenário 2

<b>GERAÇÃO/CARGA PREVISTA (MW) – CRESCIMENTO ANUAL 5%</b>							
<b>BARRA</b>		<b>ANO</b>					
		<b>2005</b>	<b>2007</b>	<b>2009</b>	<b>2011</b>	<b>2013</b>	<b>2015</b>
1	GERAÇÃO	9999,0	9999,0	9999,0	9999,0	9999,0	9999,0
2	CARGA	36,3	40,0	44,1	48,6	53,6	59,1
3	CARGA	208,6	230,0	253,6	279,6	308,2	339,8
6	CARGA	45,4	50,0	55,1	60,8	67,0	73,9
8	GERAÇÃO	226,8	250,0	275,6	303,9	335,0	369,4
9	CARGA	140,6	155,0	170,9	188,4	207,7	229,0
10	CARGA	127,0	140,0	154,4	170,2	187,6	206,8
11	CARGA	222,2	245,0	270,1	297,8	328,3	362,0
<b>TOTAL</b>	<b>GERAÇÃO</b>	<b>10225,8</b>	<b>10249,0</b>	<b>10274,6</b>	<b>10302,9</b>	<b>10334,0</b>	<b>10368,4</b>
	<b>CARGA</b>	<b>780,0</b>	<b>860,0</b>	<b>948,2</b>	<b>1045,3</b>	<b>1152,5</b>	<b>1270,6</b>

Tabela 5.5 – Previsão da Capacidade de Geração e da Carga do Sistema Pirapora 2 - Cenário 3

<b>GERAÇÃO/CARGA PREVISTA (MW) – CRESCIMENTO ANUAL 6%</b>							
<b>BARRA</b>		<b>ANO</b>					
		<b>2005</b>	<b>2007</b>	<b>2009</b>	<b>2011</b>	<b>2013</b>	<b>2015</b>
1	GERAÇÃO	9999,0	9999,0	9999,0	9999,0	9999,0	9999,0
2	CARGA	35,6	40,0	46,8	50,5	56,7	63,8
3	CARGA	204,7	230,0	269,1	290,4	326,3	366,6
6	CARGA	44,5	50,0	58,5	63,1	70,9	79,7
8	GERAÇÃO	222,5	250,0	292,5	315,6	354,6	398,5
9	CARGA	137,9	155,0	181,3	195,7	219,9	247,0
10	CARGA	124,6	140,0	163,8	176,7	198,6	223,1
11	CARGA	218,0	245,0	286,6	309,3	347,5	390,5
<b>TOTAL</b>	<b>GERAÇÃO</b>	<b>10221,5</b>	<b>10249,0</b>	<b>10291,5</b>	<b>10314,6</b>	<b>10353,6</b>	<b>10397,5</b>
	<b>CARGA</b>	<b>765,4</b>	<b>860,0</b>	<b>1006,1</b>	<b>1085,7</b>	<b>1219,9</b>	<b>1370,7</b>

No que se refere às alternativas de expansão, foram definidos como novos circuitos todas as interligações entre as barras de 138 kV. Em cada ramo da rede admitiu-se que poderão existir no máximo três circuitos. Em relação ao cálculo do custo de perdas, foram adotados: uma tarifa de compra de energia de 0,10 R\$/kWh e um fator de carga de 0,5.

Para obtenção das seqüências de investimentos foi utilizado o algoritmo de otimização baseado na técnica de Busca Tabu. Os valores 10, 50 e 5 foram adotados para os parâmetros diversificação, intensificação e tamanho da lista tabu, respectivamente. O valor 350 R\$/kW foi definido para a penalidade de corte de carga. As seqüências foram construídas para cada 2 anos do período de estudo, o que resulta em 6 estágios. Foi utilizada uma taxa de interesse de 10% ao ano e um custo unitário de interrupção de 1,50 R\$/kWh.

Os dados estocásticos do sistema Pirapora 2, utilizados para a avaliação da confiabilidade, foram apresentados na Subseção 4.4.2, Tabelas 4.29 a 4.31.

### **5.6.1 Resultados**

As melhores seqüências para cada cenário foram obtidas a partir das seis ordens de priorização já apresentadas na Subseção 4.4.2.

Para o ano priorizado foram selecionadas as cinco melhores soluções. Para os demais anos, as melhores soluções encontradas são condicionadas às soluções do ano priorizado, de forma a se obter as melhores seqüências. Então, para cada um dos demais anos, foi selecionada apenas a melhor solução encontrada em cada seqüência.

As Tabelas 5.6, 5.7 e 5.8, apresentam os resultados obtidos para os Cenários 1, 2 e 3, respectivamente.

Tabela 5.6 – Melhores Seqüências por Ordem de Priorização – Cenário 1, Sistema Pirapora 2

SEQÜÊNCIA	ANO PRIORIZADO	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)		
		INVESTIMENTO	PERDAS	TOTAL
1 <sup>a</sup>	2015	12,49	32,50	44,99
2 <sup>a</sup>	2015	12,73	32,37	45,10
3 <sup>a</sup>	2015	13,13	32,46	45,59
4 <sup>a</sup>	2015	13,85	32,77	46,62
5 <sup>a</sup>	2015	13,36	32,34	45,70
1 <sup>a</sup>	2013	12,49	32,50	44,99
2 <sup>a</sup>	2013	13,26	32,43	45,69
3 <sup>a</sup>	2013	13,68	32,07	45,75
4 <sup>a</sup>	2013	13,75	32,50	46,25
5 <sup>a</sup>	2013	14,03	32,40	46,44
1 <sup>a</sup>	2011	12,49	32,50	44,99
2 <sup>a</sup>	2011	13,90	32,64	46,53
3 <sup>a</sup>	2011	13,43	32,39	45,82
4 <sup>a</sup>	2011	13,93	31,85	45,79
5 <sup>a</sup>	2011	14,02	32,50	46,52
1 <sup>a</sup>	2009	12,49	32,50	44,99
2 <sup>a</sup>	2009	13,62	32,35	45,97
3 <sup>a</sup>	2009	12,80	31,98	44,78
4 <sup>a</sup>	2009	14,34	32,50	46,84
5 <sup>a</sup>	2009	14,64	31,98	46,62
1 <sup>a</sup>	2007	12,49	32,50	44,99
2 <sup>a</sup>	2007	15,11	30,81	45,92
3 <sup>a</sup>	2007	13,86	32,30	46,16
4 <sup>a</sup>	2007	13,16	31,44	44,60
5 <sup>a</sup>	2007	14,73	32,50	47,22
1 <sup>a</sup>	2005	15,06	29,79	44,85
2 <sup>a</sup>	2005	16,58	29,63	46,21
3 <sup>a</sup>	2005	13,24	32,37	45,61
4 <sup>a</sup>	2005	16,99	29,85	46,84
5 <sup>a</sup>	2005	17,30	30,14	47,43

Tabela 5.7 – Melhores Seqüências por Ordem de Priorização – Cenário 2, Sistema Pirapora 2

SEQÜÊNCIA	ANO PRIORIZADO	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)		
		INVESTIMENTO	PERDAS	TOTAL
1 <sup>a</sup>	2015	13,24	33,84	47,08
2 <sup>a</sup>	2015	13,87	33,80	47,68
3 <sup>a</sup>	2015	13,68	33,76	47,45
4 <sup>a</sup>	2015	14,28	33,84	48,12
5 <sup>a</sup>	2015	14,79	34,27	49,06
1 <sup>a</sup>	2013	13,68	33,76	47,45
2 <sup>a</sup>	2013	14,45	33,69	48,14
3 <sup>a</sup>	2013	14,94	33,76	48,71
4 <sup>a</sup>	2013	15,42	33,59	49,01
5 <sup>a</sup>	2013	13,24	33,84	47,08
1 <sup>a</sup>	2011	13,24	33,84	47,08
2 <sup>a</sup>	2011	14,17	33,73	47,90
3 <sup>a</sup>	2011	13,93	33,53	47,47
4 <sup>a</sup>	2011	14,76	33,84	48,60
5 <sup>a</sup>	2011	14,87	33,42	48,29
1 <sup>a</sup>	2009	13,24	33,84	47,08
2 <sup>a</sup>	2009	14,37	33,68	48,05
3 <sup>a</sup>	2009	15,49	33,62	49,11
4 <sup>a</sup>	2009	14,67	33,15	47,81
5 <sup>a</sup>	2009	16,10	31,67	47,78
1 <sup>a</sup>	2007	13,24	33,84	47,08
2 <sup>a</sup>	2007	16,09	32,28	48,37
3 <sup>a</sup>	2007	14,60	33,64	48,24
4 <sup>a</sup>	2007	13,91	32,77	46,67
5 <sup>a</sup>	2007	15,47	33,84	49,31
1 <sup>a</sup>	2005	14,90	32,30	47,21
2 <sup>a</sup>	2005	15,06	31,46	46,53
3 <sup>a</sup>	2005	13,24	33,84	47,08
4 <sup>a</sup>	2005	17,76	31,46	49,22
5 <sup>a</sup>	2005	16,09	32,28	48,37

Tabela 5.8 – Melhores Seqüências por Ordem de Priorização – Cenário 3, Sistema Pirapora 2

SEQÜÊNCIA	ANO PRIORIZADO	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)		
		INVESTIMENTO	PERDAS	TOTAL
1 <sup>a</sup>	2015	13,24	35,77	49,01
2 <sup>a</sup>	2015	14,51	35,71	50,22
3 <sup>a</sup>	2015	14,67	35,64	50,31
4 <sup>a</sup>	2015	14,86	35,52	50,38
5 <sup>a</sup>	2015	14,92	35,73	50,64
1 <sup>a</sup>	2013	13,24	35,77	49,01
2 <sup>a</sup>	2013	15,13	35,98	51,11
3 <sup>a</sup>	2013	14,01	35,69	49,70
4 <sup>a</sup>	2013	16,34	35,40	51,75
5 <sup>a</sup>	2013	16,84	35,50	52,34
1 <sup>a</sup>	2011	13,24	35,77	49,01
2 <sup>a</sup>	2011	14,17	35,64	49,81
3 <sup>a</sup>	2011	14,76	35,77	50,53
4 <sup>a</sup>	2011	15,10	35,60	50,70
5 <sup>a</sup>	2011	13,61	35,93	49,53
1 <sup>a</sup>	2009	13,24	35,77	49,01
2 <sup>a</sup>	2009	14,37	35,60	49,96
3 <sup>a</sup>	2009	13,54	35,21	48,76
4 <sup>a</sup>	2009	15,08	35,77	50,85
5 <sup>a</sup>	2009	14,67	35,04	49,71
1 <sup>a</sup>	2007	13,24	35,77	49,01
2 <sup>a</sup>	2007	17,06	34,16	51,23
3 <sup>a</sup>	2007	14,60	35,55	50,15
4 <sup>a</sup>	2007	13,25	34,46	47,72
5 <sup>a</sup>	2007	15,47	35,77	51,24
1 <sup>a</sup>	2005	13,25	34,46	47,72
2 <sup>a</sup>	2005	14,90	34,21	49,11
3 <sup>a</sup>	2005	15,95	34,46	50,41
4 <sup>a</sup>	2005	16,97	33,63	50,59
5 <sup>a</sup>	2005	13,24	35,77	49,01

Na Tabela 5.9 são mostradas as cinco melhores seqüências de cada cenário, as quais foram selecionadas para o estudo de planejamento sob incertezas.

Tabela 5.9 – Melhores Seqüências para os Cenários 1, 2 e 3

SEQÜÊNCIA	CUSTO (10 <sup>6</sup> R\$)		
	INVESTIMENTO	PERDAS	TOTAL
A <sub>1</sub>	13,16	31,44	44,60
B <sub>1</sub>	12,80	31,98	44,78
C <sub>1</sub>	15,06	29,79	44,85
D <sub>1</sub>	12,49	32,50	44,99
E <sub>1</sub>	12,73	32,37	45,10
A <sub>2</sub>	15,06	31,46	46,53
B <sub>2</sub>	13,91	32,77	46,67
C <sub>2</sub>	13,24	33,84	47,08
D <sub>2</sub>	14,90	32,30	47,21
E <sub>2</sub>	13,68	33,76	47,45
A <sub>3</sub>	13,25	34,46	47,72
B <sub>3</sub>	13,54	35,21	48,76
C <sub>3</sub>	13,24	35,77	49,01
D <sub>3</sub>	14,90	34,21	49,11
E <sub>3</sub>	13,61	35,93	49,53

A seguir, estas seqüências serão avaliadas pelos critérios de decisão apresentados nas Seções 5.3 e 5.4, os quais indicarão a seqüência mais robusta e flexível nos cenários considerados. Para o cálculo da LOLC será utilizada a carga pico do sistema. A Tabela 5.10 apresenta o custo de interrupção encontrado para todas as estratégias em cada cenário.



Tabela 5.10 – Custo de Interrupção - Sistema Pirapora 2

SEQÜÊNCIA	LOLC POR CENÁRIO (10 <sup>6</sup> R\$)		
	1	2	3
A <sub>1</sub>	46,50	64,99	82,49
B <sub>1</sub>	47,47	66,06	83,58
C <sub>1</sub>	49,15	68,14	85,16
D <sub>1</sub>	48,58	68,38	87,40
E <sub>1</sub>	49,15	60,84	81,30
A <sub>2</sub>	55,26	68,45	87,14
B <sub>2</sub>	48,14	68,38	87,40
C <sub>2</sub>	49,15	68,14	85,16
D <sub>2</sub>	44,68	64,23	82,23
E <sub>2</sub>	42,60	60,84	81,30
A <sub>3</sub>	41,77	59,95	92,52
B <sub>3</sub>	43,50	61,73	82,23
C <sub>3</sub>	44,68	64,23	86,17
D <sub>3</sub>	52,07	68,29	87,14
E <sub>3</sub>	41,97	62,64	83,97

### 5.6.2 Critério de Mínimo Custo Esperado

Os custos total e esperado das seqüências selecionadas estão mostrados na Tabela 5.11. Os valores 0,25, 0,50 e 0,25 foram especificados para as probabilidades de ocorrência dos cenários 1, 2 e 3, respectivamente.

Tabela 5.11 – Custos Total e Esperado para o Sistema Pirapora 2

SEQÜÊNCIA	CUSTO TOTAL POR CENÁRIO (10 <sup>6</sup> R\$)			CUSTO ESPERADO (10 <sup>6</sup> R\$)
	1	2	3	
A <sub>1</sub>	91,11	112,03	133,80	112,25
B <sub>1</sub>	92,24	113,27	135,07	113,47
C <sub>1</sub>	94,01	114,66	135,96	114,82
D <sub>1</sub>	93,57	115,83	139,15	116,10
E <sub>1</sub>	94,25	107,51	<b>129,89</b>	109,79
A <sub>2</sub>	100,78	115,66	136,25	117,09
B <sub>2</sub>	93,90	115,83	139,15	116,18
C <sub>2</sub>	94,01	114,66	135,96	114,82
D <sub>2</sub>	90,29	111,31	130,99	110,97
E <sub>2</sub>	87,70	107,51	<b>129,89</b>	<b>108,15</b>
A <sub>3</sub>	<b>86,77</b>	<b>106,53</b>	140,24	110,02
B <sub>3</sub>	88,78	108,57	130,99	109,23
C <sub>3</sub>	90,29	111,31	135,18	112,02
D <sub>3</sub>	97,59	115,50	136,25	116,21
E <sub>3</sub>	88,08	110,23	133,51	110,51
Probabilidade	0,25	0,50	0,25	

A partir da Tabela 5.11, é possível verificar que a seqüência E<sub>2</sub> possui o menor custo esperado, sendo, portanto, considerada a vencedora para os cenários considerados. As seqüências vencedoras em cada cenário (destacadas em negrito e amarelo) não foram geradas a partir deste mesmo cenário. Dentre os fatores que contribuíram para este resultado, destacam-se a ocorrência de valores muito próximos para os custos de investimentos das seqüências e a presença de uma parcela elevada da LOLC no custo total (em média, 57,3%). Portanto, em diversas situações, pequenos acréscimos no investimento acarretaram em reduções significativas no índice LOLC.

Estudos adicionais foram realizados com o intuito de verificar a robustez da seqüência E<sub>2</sub>. As Figuras 5.2 a 5.4 apresentam os resultados obtidos para valores de custo unitário de interrupção variando entre 0 e 10 R\$/kWh. Já a Figura 5.5 exibe resultados obtidos quando a taxa de desconto varia entre 2 e 30% ao ano.

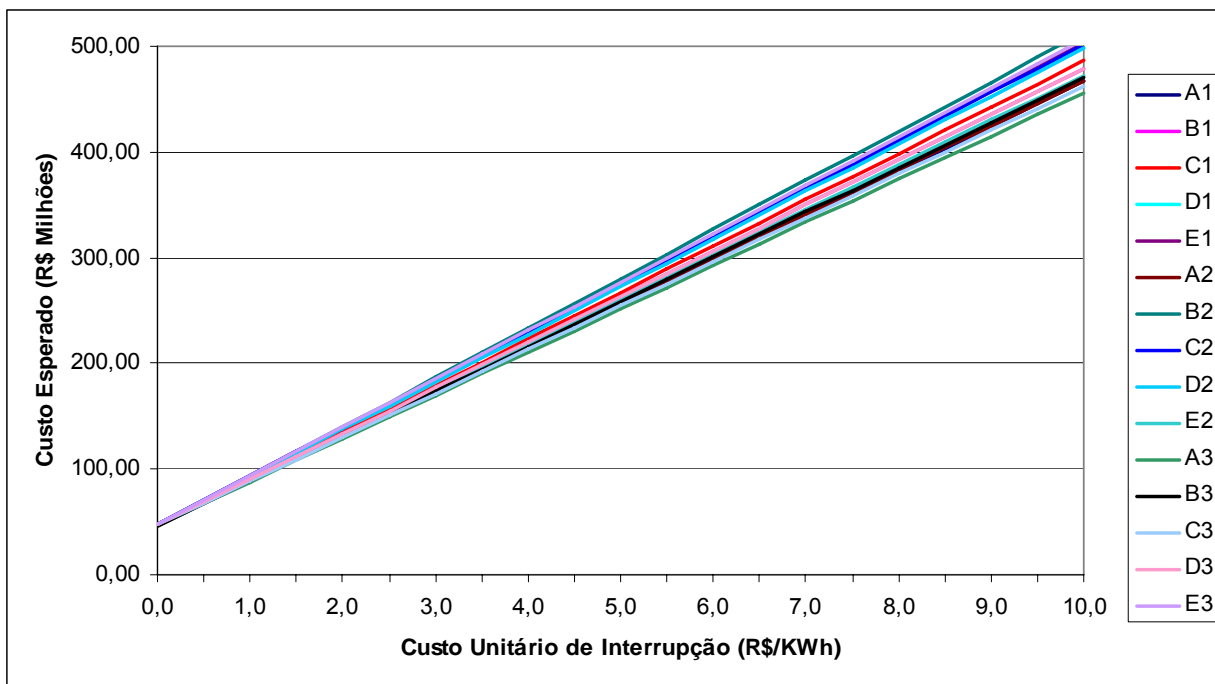


Figura 5.2 – Custo Esperado × Custo Unitário de Interrupção para o Sistema Pirapora 2.

O valor do custo esperado para cada seqüência em função do custo unitário de interrupção pode ser visto na Figura 5.2, para uma taxa de desconto constante em 10% ao ano.

Percebe-se que a seqüência E<sub>2</sub> permanece vencedora em quase todo o intervalo. Para uma melhor visualização, na Figura 5.3 são mostrados os custos esperados das seqüências A<sub>1</sub>, E<sub>2</sub> e B<sub>3</sub> em função do custo unitário de interrupção. Estas seqüências apresentaram os melhores resultados dentro de cada conjunto (i.e., seqüências geradas no mesmo cenário).

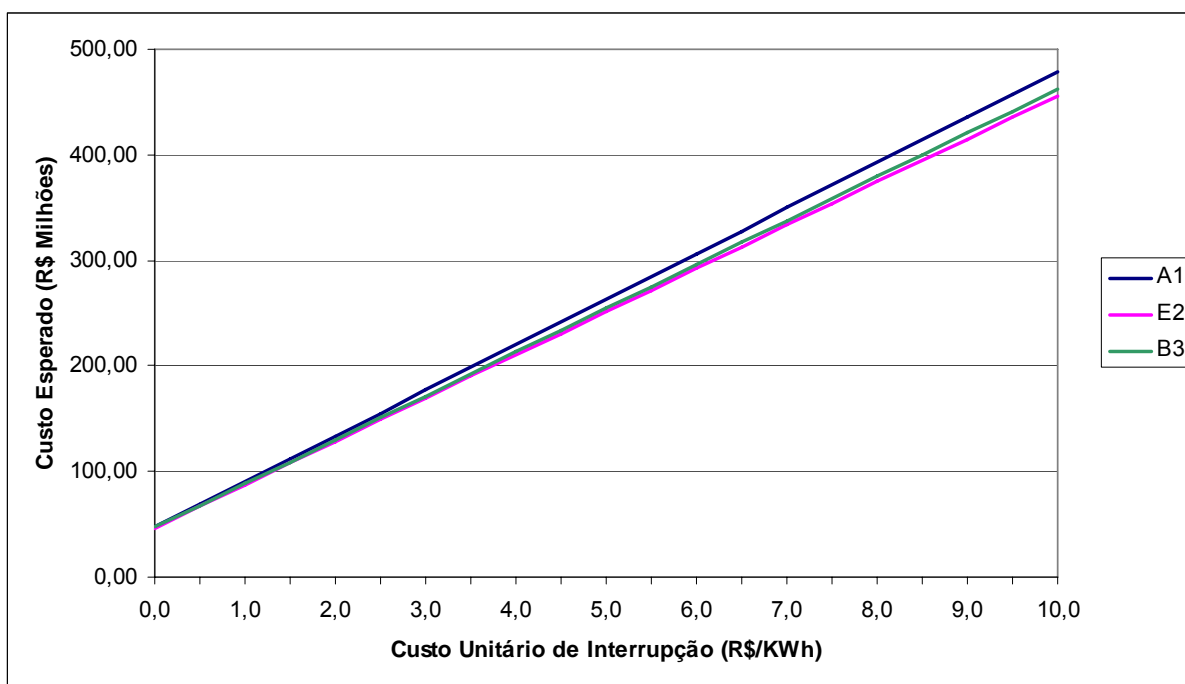


Figura 5.3 – Custo Esperado × Custo Unitário de Interrupção - Estratégias A<sub>1</sub>, E<sub>2</sub> e B<sub>3</sub>.

A Figura 5.4 mostra o mínimo custo esperado entre todas as seqüências em função do custo unitário de interrupção. Pode ser observado que, exceto para um custo unitário de interrupção nulo, o valor mínimo encontrado é sempre igual ao custo esperado da estratégia E<sub>2</sub>.

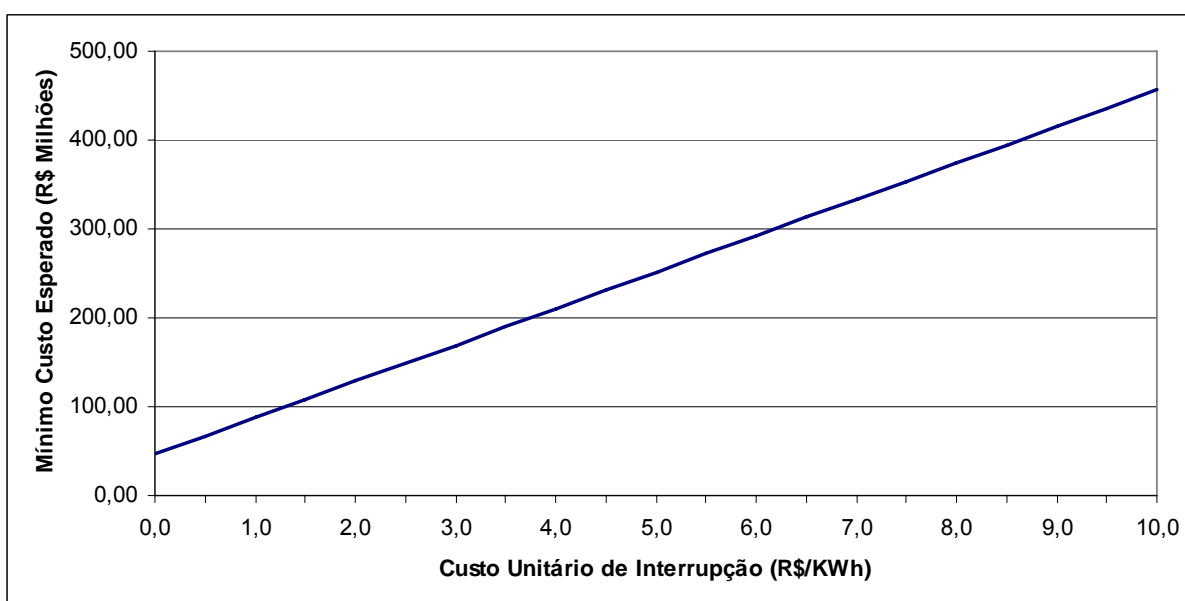


Figura 5.4 – Mínimo Custo Esperado × Custo Unitário de Interrupção - Sistema Pirapora 2.

A Figura 5.5 apresenta o custo esperado de cada estratégia em função da taxa de desconto. O resultado mostrado a seguir foi encontrado considerando um custo unitário de interrupção de 1,50 R\$/kWh.

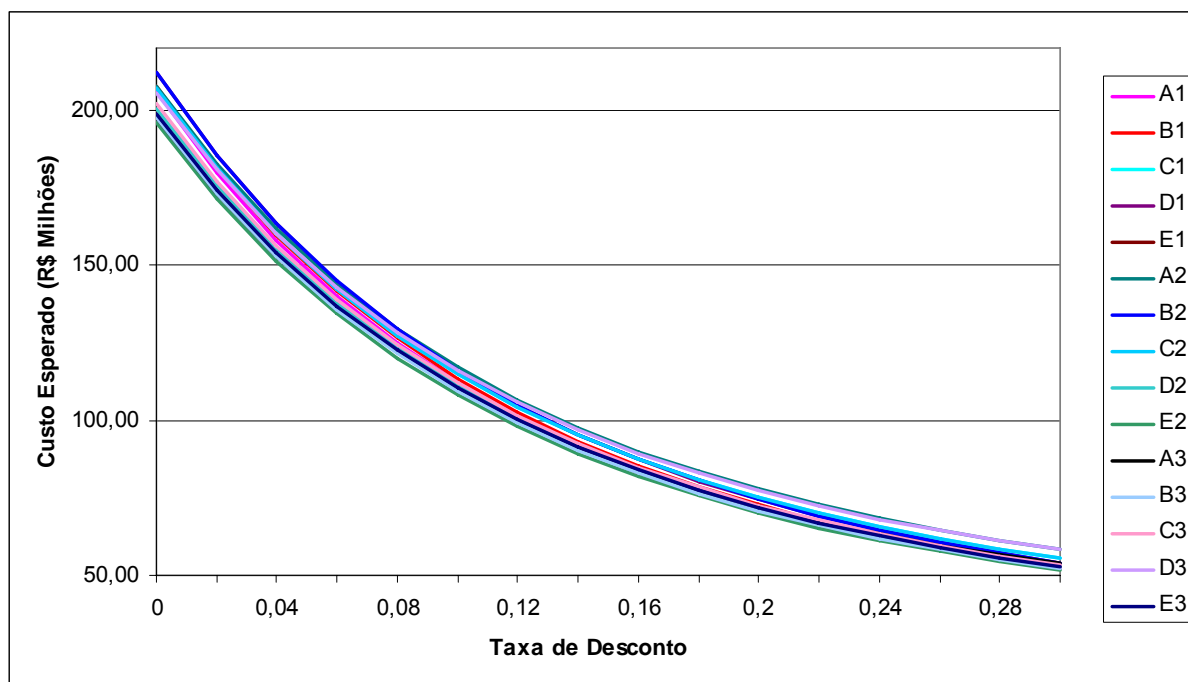


Figura 5.5 – Custo Esperado × Taxa de Desconto - Sistema Pirapora 2.

Pôde-se observar que a seqüência E<sub>2</sub> também é a vencedora no intervalo de 2 a 30% para a taxa de desconto.

### 5.6.3 Minimização do Máximo Arrependimento

A Tabela 5.12 apresenta os arrependimentos nos Cenários 1, 2 e 3 e o máximo arrependimento de cada seqüência. Novamente, como pode ser verificado, a seqüência E<sub>2</sub> foi a vencedora utilizando o critério de minimização do máximo arrependimento.

Tabela 5.12 – Matriz de Arrependimentos - Sistema SE Pirapora 2

SEQÜÊNCIA	ARREPENDIMENTO POR CENÁRIO (10 <sup>6</sup> R\$)			MÁXIMO ARREPENDIMENTO (10 <sup>6</sup> R\$)
	1	2	3	
A <sub>1</sub>	4,34	5,50	3,92	5,50
B <sub>1</sub>	5,48	6,74	5,18	6,74
C <sub>1</sub>	7,24	8,13	6,07	8,13
D <sub>1</sub>	6,81	9,30	9,26	9,30
E <sub>1</sub>	7,49	0,98	0,00	7,49
A <sub>2</sub>	14,01	9,13	6,37	14,01
B <sub>2</sub>	7,13	9,30	9,26	9,30
C <sub>2</sub>	7,24	8,13	6,07	8,13
D <sub>2</sub>	3,52	4,78	1,10	4,78
E <sub>2</sub>	0,93	0,98	0,00	0,98
A <sub>3</sub>	0,00	0,00	10,35	10,35
B <sub>3</sub>	2,01	2,04	1,10	2,04
C <sub>3</sub>	3,52	4,78	5,30	5,30
D <sub>3</sub>	10,82	8,97	6,37	10,82
E <sub>3</sub>	1,31	3,70	3,62	3,70

A Figura 5.6 mostra o comportamento do máximo arrependimento de cada estratégia em função do custo unitário de interrupção, para taxa de desconto de 10%. As seqüências vencedoras de cada conjunto são apresentadas na Figura 5.7.

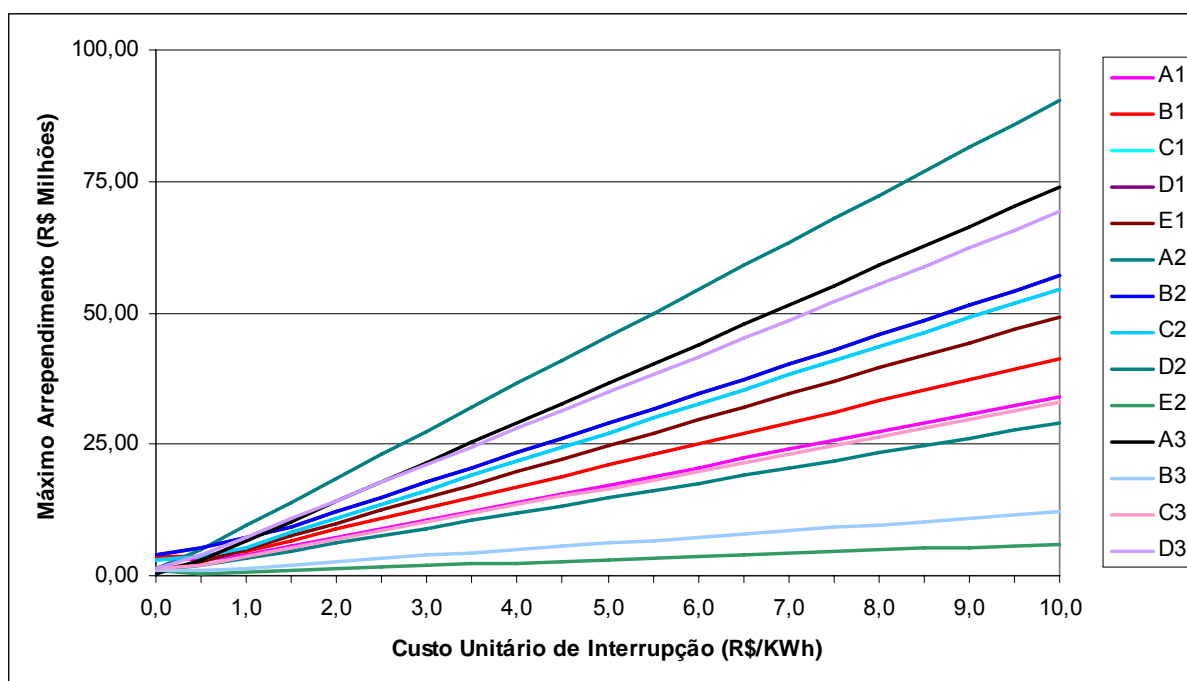


Figura 5.6 – Máximo Arrependimento × Custo Unitário de Interrupção - Sistema Pirapora 2.

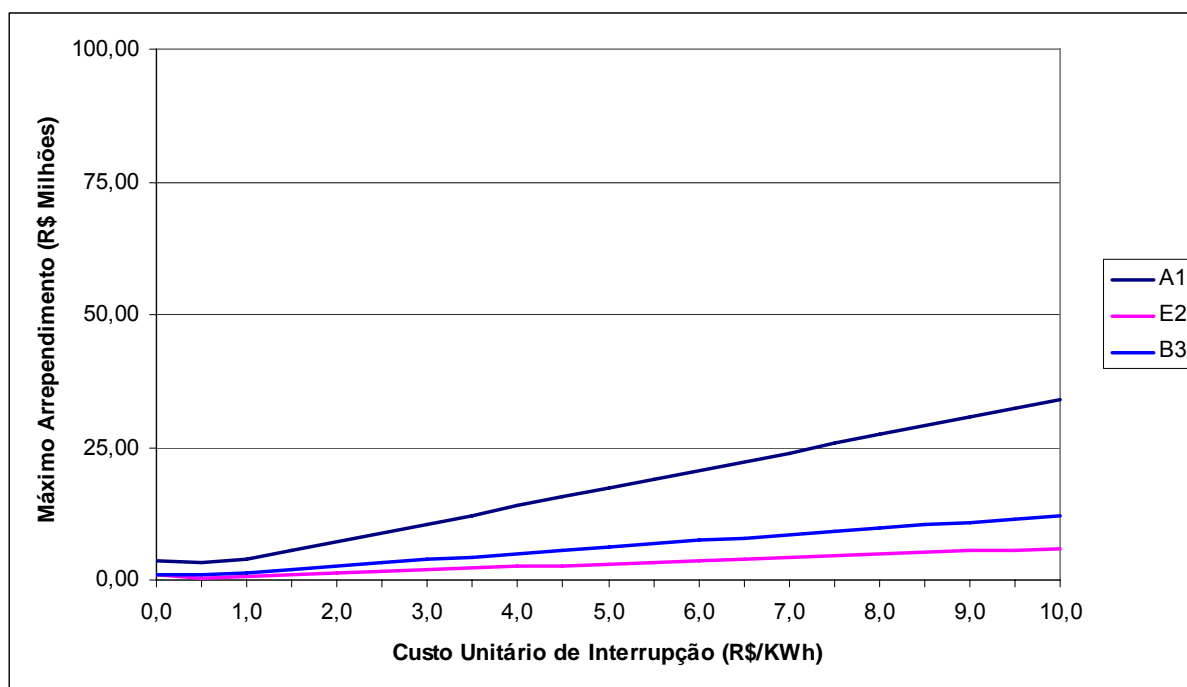


Figura 5.7 – Máximo Arrependimento × Custo Unitário de Interrupção – Seqüências A<sub>1</sub> E<sub>2</sub> e B<sub>3</sub>.

Assim como para o mínimo custo esperado, a estratégia E<sub>2</sub> foi a vencedora em quase todo o intervalo, com exceção do valor 0 para o custo unitário de interrupção.

Quanto à variação da taxa de desconto, é possível verificar na Figura 5.8 que a seqüência E<sub>2</sub> se manteve sempre com o menor arrependimento. No entanto, observa-se que os conjuntos não estão bem definidos. Isto pode ser explicado pelo fato das seqüências possuírem custos totais muito próximos. Desta forma, a antecipação ou a postergação de reforços no sistema proporcionam impactos mais significativos nos arrependimentos.

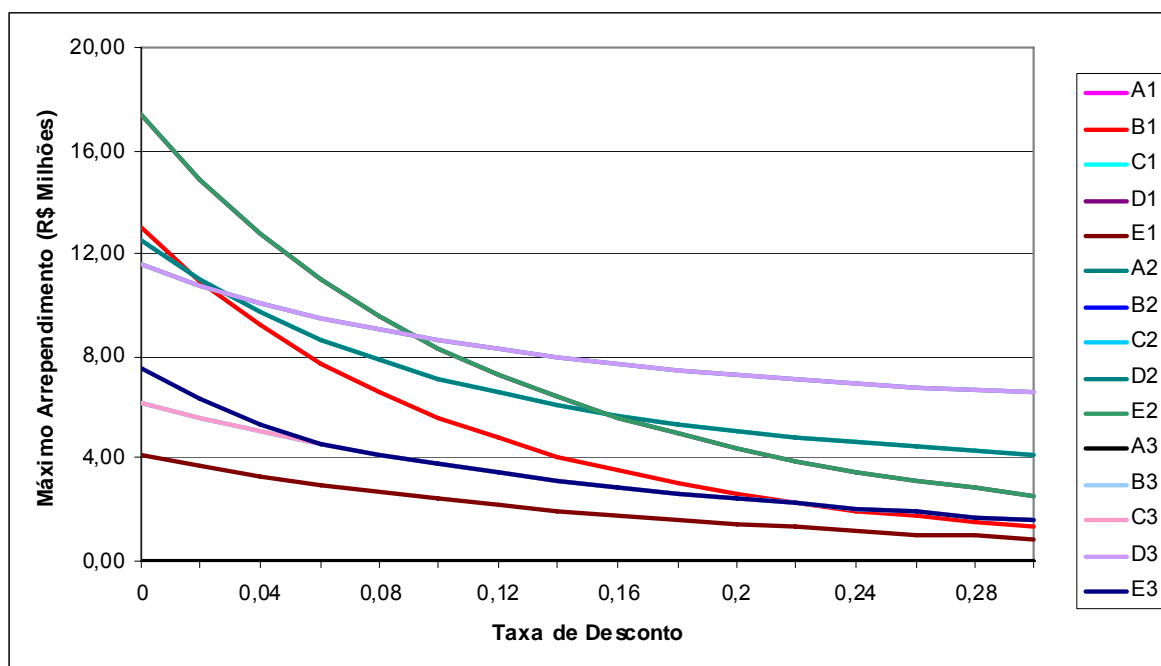


Figura 5.8 – Máximo Arrependimento × Taxa de Desconto - Sistema Pirapora 2.

Pode-se concluir através da aplicação dos critérios estudados que E<sub>2</sub>, é sem dúvida, a melhor estratégia a ser adotada.

## 5.7 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou uma descrição da técnica de cenários, a qual, por ser mais simples e mais adaptada a um ambiente de planejamento determinístico, foi incluída no problema da expansão de sistemas de subtransmissão. Os critérios do mínimo custo esperado e de minimização do máximo arrependimento receberam um maior destaque, uma vez que estes são os mais utilizados.

No estudo realizado, utilizando o sistema Pirapora 2, verificou-se que um único plano de expansão foi sugerido pelos critérios de tomada de decisão, como sendo o vencedor. Também, foi constatado que a variação do custo unitário de interrupção e da taxa de desconto não influenciaram na definição do plano de expansão vencedor. Os resultados obtidos demonstraram que, de forma geral, a técnica de cenários, combinada ao procedimento proposto de compatibilização das seqüências ótimas condicionadas a tais cenários, provou ser uma metodologia robusta para a definição de planos de expansão capazes de se adaptarem às incertezas consideradas.





# CAPÍTULO 6

## METODOLOGIA APLICADA

### 6.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo a metodologia desenvolvida será aplicada em um sistema real de subtransmissão de porte maior que os sistemas utilizados até então, denominado Sistema Noroeste. Antes, contudo, um histórico da metodologia será apresentado. Na seção seguinte alguns ajustes no modelo de otimização, necessários para adequar o modelo à aplicação em um sistema real, são realizados e finalmente a metodologia completa e os resultados da aplicação são discutidos. A conclusão deste capítulo destaca algumas vantagens e desvantagens desta aplicação bem como suas limitações em aplicações reais que servirão de subsídios para futuros desenvolvimentos.

Para fornecer uma visão geral dos estudos desenvolvidos e apresentados nos capítulos anteriores, apresenta-se a seguir um resumo das principais atividades realizadas.

1. No Capítulo 1, diversos trabalhos, os quais descrevem técnicas de otimização e de tratamento de incertezas aplicadas ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão e distribuição, foram avaliados. Após uma análise criteriosa, os artigos mais relevantes, e que apresentaram as técnicas mais promissoras, foram selecionados para os estudos posteriores.
2. A concepção teórica, a implementação e a avaliação de seis métodos de otimização via metaheurísticas foram desenvolvidas no Capítulo 2. Os resultados obtidos mostraram que os algoritmos: Busca Tabu e Estratégias de

- Evolução são os mais indicados para o problema de planejamento de sistemas de subtransmissão.
3. No planejamento com abordagem estática, o qual avalia apenas o ano horizonte, é preciso responder às seguintes questões: onde e quanto investir. Já na abordagem dinâmica, além destas questões é necessário saber em que estágio estes investimentos devem ser realizados. Três modelos de otimização para a cronologia de investimentos foram propostos para a abordagem do planejamento dinâmico. Nos *Modelos 1 e 2*, deve-se definir uma ordem de priorização para orientar o processo de busca, por meio de otimizações anuais, e garantir que os reforços sejam cronologicamente coordenados. Já no *Modelo 3*, todos os estágios do horizonte de planejamento são considerados simultaneamente no processo de otimização, não sendo necessária uma ordem de priorização para a busca das melhores soluções. Embora estes modelos tenham apresentado desempenhos semelhantes quanto à qualidade das soluções obtidas, decidiu-se utilizar o *Modelo 2* para a determinação da cronologia ótima de investimentos, uma vez que este apresentou um menor tempo médio computacional. Também pôde ser observado que a inclusão da inicialização inteligente proporciona um melhor desempenho aos algoritmos de otimização.
  4. Tendo em vista incluir os custos devidos às perdas ôhmicas e à confiabilidade, foi proposto um novo modelo cujo objetivo é minimizar o custo total, composto pelos custos de investimentos, de perdas e de confiabilidade. A consideração destas duas últimas parcelas no custo total das soluções proporciona um modelo mais completo e adequado, de forma a garantir níveis satisfatórios de qualidade e confiabilidade. Um estudo complementar foi realizado para avaliar o comportamento, i.e. perfil de tensão e carregamento de reativos dos circuitos, das melhores soluções, via fluxo de potência AC.
  5. A fase seguinte da metodologia em desenvolvimento foi incluir as incertezas externas nos estudos de planejamento. Para tal, foram consideradas as variáveis: crescimento anual da carga do sistema; taxa de desconto e custo

unitário de interrupção de energia. Para avaliar e indicar as soluções mais adequadas, foi utilizada a técnica de cenários, em conjunto com os critérios de tomada de decisão: Mínimo Custo Esperado e Minimização do Máximo Arrependimento.

Durante a aplicação da metodologia ao sistema Noroeste, foram encontradas novas situações que exigiram alguns ajustes no modelo adotado. Tais ajustes são detalhados no item a seguir.

## 6.2 AJUSTES NO MODELO DE OTIMIZAÇÃO

O modelo de otimização para a cronologia de investimentos (*Modelo 2*) se baseia na premissa de que os reforços definidos para anos posteriores são suficientes para atender as necessidades de anos anteriores. No entanto, é possível que esta consideração não seja respeitada devido às condições operativas e à topologia de cada ano. Como exemplo, considere a redução da demanda devido à saída de um grande consumidor num determinado ano do horizonte de planejamento. Uma vez encontrados os reforços necessários para este ano eles podem não ser suficientes para atender uma demanda maior dos anos anteriores.

Com a adoção da premissa citada no parágrafo anterior, as seqüências de investimentos obtidas pelo *Modelo 2* eram coordenadas, i. e. uma vez adicionados no sistema, os reforços (investimentos) não eram “retirados” em anos posteriores. Por outro lado, sem adotar essa premissa, um ano anterior no horizonte de planejamento pode necessitar de mais reforços que um ano posterior, e, conseqüentemente, a seqüência obtida a partir da ordem de priorização definida pelo usuário pode não ser adequadamente coordenada.

Neste novo contexto, a obtenção do plano de expansão se divide em duas fases: determinação das soluções anuais e coordenação destas soluções. Na primeira fase, procura-se a seqüência de reforços de acordo com o algoritmo do *Modelo 2*. No caso de um estágio do horizonte não ser resolvido pelo conjunto de reforços

definidos nos estágios posteriores, o modelo ajustado permite a adição de reforços “extras”, i.e. além daqueles definidos pelos estágios posteriores, de forma a encontrar uma solução factível e otimizada para o estágio atual.

Na segunda fase, partindo do primeiro estágio do horizonte de planejamento, é realizado um novo processo de otimização, onde os reforços são definidos pelo estágio imediatamente anterior (limite mínimo – reforços que devem ser adicionados) e pelo estágio atual (limite máximo – reforços que podem ser adicionados). Ao final desta fase, a seqüência anual de investimentos será coordenada.

A seguir, são apresentados os passos do algoritmo ajustado do *Modelo 2*:

1. *Para uma dada ordem de busca, encontrar as  $n_b$  melhores soluções para o primeiro ano* → utilizar um algoritmo baseado em TS ou ES e calcular o custo (i.e. investimento e perdas) associado a cada uma destas soluções. Os reforços candidatos são definidos considerando todas as possíveis conexões;
2. *Definir os reforços candidatos para o próximo ano dado pela ordem de busca* →  
(i) Em relação ao limite superior de reforços: quando existir solução para pelo menos um ano posterior (i.e. cronologicamente), os reforços candidatos são delimitados pela solução do ano posterior mais próximo; caso contrário, os reforços candidatos consideram todas as conexões possíveis. (ii) Em relação ao limite inferior de reforços: quando houver soluções para pelo menos um dos anos anteriores (i.e. cronologicamente), realiza-se a expansão a partir da configuração do ano anterior mais próximo.
3. *Encontrar todas as  $n_b$  melhores soluções para o próximo ano dado pela ordem de busca* → utilizar o mesmo algoritmo do *passo 1*. Quando for possível obter uma solução factível condicionada aos limites do *passo 2*, ir para o *passo 4*; caso contrário, delimitar os reforços candidatos pela solução do ano posterior subsequente. Se necessário, repetir este procedimento até atingir o último ano do horizonte ou até obter uma solução factível. Contudo, se uma solução factível não for encontrada, utilizam-se como reforços candidatos todas as adições realizadas em todos os anos posteriores. Finalmente, se ainda assim não for obtida uma solução, os reforços candidatos são determinados por todas as

conexões possíveis. Neste último caso, para manter uma coordenação mínima, é necessário obter, caso não exista, a solução do ano imediatamente anterior, a qual indicará os reforços que obrigatoriamente pertencerão à solução do ano em expansão;

4. *Repetir os passos 2 e 3 para os demais anos dados pela ordem de busca;*
5. *Coordenar as  $n_b$  seqüências* → se as soluções anuais de uma das  $n_b$  seqüências não forem coordenadas entre si, é realizado um novo processo de otimização para todos os anos, em ordem cronológica, onde os reforços são definidos pelo ano imediatamente anterior (limite mínimo) e pelo ano atual (limite máximo);
6. *Obter o valor presente dos custos das  $n_b$  seqüências coordenadas ao longo do período de análise* → utilizar uma dada taxa de desconto. Então, a solução ótima é encontrada.

Além desta alteração no algoritmo de otimização, outros ajustes foram feitos visando melhorar o desempenho da metodologia na aplicação em sistemas reais.

- Correção das capacidades dos circuitos

O algoritmo de otimização implementado em linguagem *MatLab* [M07] é baseado no modelo de programação linear, via fluxo de potência DC. Desta forma, informações referentes às variáveis existentes nas análises de fluxo de potência AC, tais como perfil de tensão, fluxo de reativos, etc., não são consideradas. Portanto, soluções encontradas pelo modelo DC, quando avaliadas pelo modelo AC, podem apresentar violações de alguma restrição operativa, o que pode levar esta solução a uma condição de não factibilidade. Para evitar esta situação, as capacidades máximas dos fluxos de potência ativa nos circuitos foram corrigidas. Um programa<sup>2</sup> para a determinação do ponto de colapso de tensão [A89], o qual é baseado na curva PV, foi utilizado para o cálculo da nova capacidade de transmissão dos circuitos em

---

<sup>2</sup> Este programa considera o estudo de colapso de tensão para linhas de transmissão entre dois terminais (geração e carga) para reduzir as capacidades máximas dos circuitos respeitando um limite de tensão na carga pré-estabelecido. Em sistemas de subtransmissão malhados estas reduções podem se tornar rigorosas. Como consequência, as soluções encontradas pelo programa de otimização, o qual é baseado no modelo de fluxo de potência DC, podem apresentar uma margem de folga na rede de transmissão, quando avaliadas pelo modelo de fluxo de potencia AC. Já em sistemas de subtransmissão radiais estas reduções podem ser conservadoras. Neste caso, não há garantia que os níveis de tensão não serão violados na análise de fluxo de potência AC.

função da tensão e do comprimento. Para tal, adotou-se uma tensão limite de 0,90 pu na barra terminal. Este programa foi desenvolvido na área de planejamento do sistema elétrico da CEMIG e vem sendo utilizado desde 1990. Através da relação entre o comprimento do circuito e a capacidade máxima de fluxo de potência ativa, utiliza-se o método de mínimos quadrados para a obtenção do polinômio de segundo grau, de forma a possibilitar o cálculo da capacidade máxima para qualquer distância. Isto permite que estas capacidades sejam encontradas de maneira automática pelo programa de otimização.

- Automatização do parâmetro penalidade de corte de carga

Uma atualização do valor da penalidade de corte de carga durante a execução do algoritmo de otimização foi acrescentada ao programa. Os custos das melhores soluções sem corte de carga e das melhores soluções com corte de carga devem ser considerados para se obter a atualização deste parâmetro. Esta automatização do valor da penalidade de corte de carga aumenta, ainda mais, a capacidade do algoritmo de otimização sair de ótimos locais.

- Novo cálculo dos custos de investimentos dos circuitos

Para o sistema Pirapora 2, apresentado nos capítulos anteriores, as distâncias eram calculadas a partir de coordenadas cartesianas, as quais tinham como referência uma barra do sistema. Como as barras dos sistemas, geralmente, são localizadas por suas coordenadas geográficas (latitude e longitude), foi desenvolvida uma rotina no programa de otimização para calcular os comprimentos dos circuitos baseada nestas informações. Vale ressaltar que os comprimentos obtidos referem-se à distância em linha reta. Portanto, foi considerado um excedente de 20% na distância final para comportar um traçado mais realista das linhas de transmissão.

Os custos de investimentos dos circuitos são dados pelo produto entre os seus comprimentos e o custo médio por unidade de comprimento. Acrescenta-se ainda o custo da instalação de dois disjuntores, um em cada terminal da linha de transmissão.

### 6.3 METODOLOGIA DESENVOLVIDA E APLICAÇÃO

Nesta seção é realizado um detalhamento da metodologia desenvolvida para o planejamento ótimo do sistema elétrico considerando os riscos e as incertezas associadas ao processo. Os principais passos desta metodologia são apresentados a seguir.

#### 1. Obtenção do sistema equivalente

O sistema equivalente é obtido através de um caso de fluxo de potência convergido. Para a sua determinação é necessária a definição dos sistemas interno e externo. O primeiro é composto pelas barras (ou áreas) nas quais se deseja realizar os estudos de planejamento. Já o segundo é composto pelas barras que serão equivalentadas. O programa *ANAREDE* do CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica) [C05] é utilizado para a obtenção do sistema equivalente.

#### 2. Conversão para arquivos MatLab

Uma vez obtidos os dados do sistema equivalente, estes devem ser convertidos para o formato padrão de entrada de dados do programa de otimização da expansão desenvolvido em *MatLab* (Otimizador). Esta conversão de dados é feita de forma automática através de um programa desenvolvido para esta finalidade (Conversor).

#### 3. Busca das alternativas de expansão

O programa Otimizador fornecerá um conjunto de soluções (alternativas de expansão) técnica e economicamente atrativas através do algoritmo de otimização baseado nas metaheurísticas Busca Tabu (TS) ou Estratégias de Evolução (ES).

#### 4. Conversão para arquivos NH2

Os dados do sistema equivalente também são convertidos pelo programa Conversor para o formato de entrada de dados do programa *NH2* também do CEPEL [C00]. Nesta fase são incluídos os reforços definidos pelas soluções encontradas pelo programa Otimizador.



### 5. Análise de confiabilidade

As configurações do sistema incluindo as soluções fornecidas pelo algoritmo de otimização são submetidas à análise de confiabilidade pelo programa *NH2* [C00]. O índice LOLC (*Loss of Load Cost* – Custo de Perda de Carga) será utilizado como parâmetro de avaliação do desempenho de cada um dos planos selecionados. Vale lembrar que outros programas de avaliação da confiabilidade poderão ser utilizados, bastando para isto executar a conversão de dados adequada à entrada de dados destes programas.

### 6. Análise de fluxo de potência AC

As soluções fornecidas pelo algoritmo de otimização também são avaliadas através de um programa de fluxo de potência AC (e.g., *ANAREDE* [C05]). Nesta análise são considerados os carregamentos das linhas de transmissão e o perfil de tensão das barras do sistema interno. Este passo pode ser realizado anteriormente ao passo 5, uma vez que pode haver violações das restrições técnicas do plano sob análise. Neste caso, será necessária a adição de bancos de capacitores, implicando em custos adicionais de investimento e uma conseqüente redução nos custos de interrupção de energia (LOLC). Vale lembrar que, para o sistema Noroeste, não houve a necessidade de inclusão de bancos de capacitores para as soluções fornecidas pelo programa Otimizador.

### 7. Análise sob incertezas externas

As melhores soluções, definidas pelos passos anteriores, são avaliadas sob a consideração de incertezas externas. A técnica de cenários será utilizada para o tratamento de incertezas relacionadas ao crescimento anual da demanda, à taxa de desconto e ao custo unitário de interrupção de energia.

Com o intuito de verificar e aplicar os conceitos apresentados, os resultados obtidos para um novo sistema real, denominado Sistema Noroeste, são apresentados a seguir. O principal objetivo é obter a melhor alternativa (plano de expansão) para a interligação da subestação Paracatu 4 ao sistema de 138 kV no horizonte 2008 - 2015.

### 6.3.1 Obtenção do Sistema Equivalente

Os casos de fluxo de potência para o horizonte 2006 – 2015, consolidados pelo Grupo de Trabalho do Planejamento Indicativo (GTPI), foram utilizados. Vale lembrar que a alternativa de expansão referencial já está inserida nestes casos de fluxo de potência e a mesma deverá ser retirada oportunamente para viabilizar a aplicação da metodologia.

O modelo equivalente para a rede externa é obtido por meio dos seguintes passos, nos quais foi utilizado o programa *ANAREDE [C05]*:

- Um caso convergido de fluxo de potência é obtido para o sistema completo. Este caso, denominado *caso base*, tem como objetivo atender o pico anual de demanda sem violar restrições de operação, tais como corte de carga, nível de tensão e carregamento nos circuitos;
- A rede equivalente, reduzida às barras de fronteira, é obtida pelo uso de equações de Ward [W49, MDGS79];
- As injeções equivalentes, localizadas nas barras de fronteira, são obtidas através das correspondentes equações de Ward, aplicadas à carga e ao despacho definido para o caso base. Injeções de potência ativa com valores negativos são representadas por cargas equivalentes. Já para valores positivos, utilizam-se gerações equivalentes. Neste último caso, um excedente de 10% foi adotado como capacidade máxima de geração em cada barra de fronteira. Em relação às injeções de potência reativa, consideram-se os limites 1,2 e -0,6 p.u.. Finalmente, as injeções de potência reativa pelo capacitor ou reator equivalente (i.e. shunt equivalente) são fixas e para uma tensão nominal (1 p.u.).

As barras de fronteira e suas conexões são incorporadas ao sistema interno durante o processo de otimização via metaheurística, o que permite reproduzir as respostas do sistema externo às diversas opções de reforços adicionados na área interna. É

possível observar que, a geração nas barras de fronteira poderão variar de acordo com os seus limites para auxiliar o processo de otimização. Em relação aos circuitos equivalentes, é assumida uma capacidade de transmissão ilimitada.

### 6.3.2 Conversão para o formato de entrada do Otimizador

O programa Conversor foi desenvolvido em linguagem *Visual Basic*, ilustrado pela Figura 6.2. A conversão de dados *ANAREDE/MatLab* é realizada por este programa utilizando os arquivos *modxx.eqv* obtidos na seção anterior. Estes arquivos devem estar no mesmo diretório do programa Conversor.

O programa Conversor criará três arquivos: *dadosBar.m* (dados de barras), *dadosLin.m* (dados de circuitos) e *dadosInj.m* (dados de injeções equivalentes). Nestes arquivos estarão disponíveis os dados dos sistemas equivalentes para todos os anos selecionados para conversão (ver a lista de opções “Arquivos a serem convertidos” da Figura 6.1). Estes arquivos devem ser copiados para o diretório no qual se encontra o programa Otimizador.

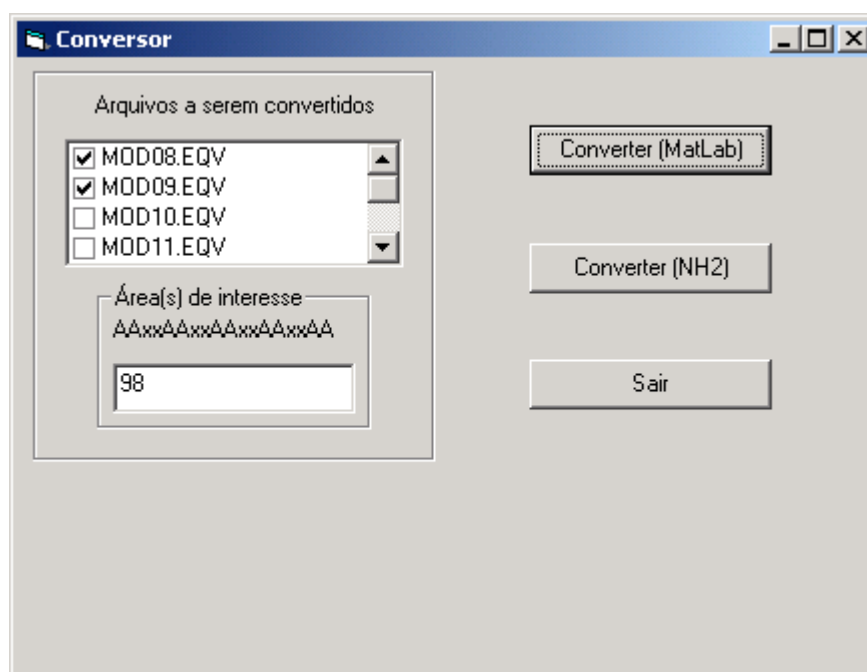


Figura 6.1 – Janela do Programa Conversor.

Os limites máximos das unidades geradoras das barras do sistema de interesse são definidos pelos despachos utilizados nos casos convergidos do histórico do sistema.

Caso seja necessário, estes limites podem ser ajustados ou redefinidos nos arquivos do parágrafo anterior. No caso do sistema Noroeste, somente as unidades geradoras de Queimado, Três Marias e, a partir de 2010, Paulista fazem parte do sistema de interesse.

É importante ressaltar que, na evolução do sistema podem aparecer novas barras e/ou circuitos ou algumas barras podem deixar de ser representadas. Tanto o programa Conversor quanto o Otimizador são capazes de considerar apenas o surgimento de novas barras e/ou circuitos.

### 6.3.3 Busca das Alternativas de Expansão

A Figura 6.2 ilustra o diagrama unifilar equivalente do sistema Noroeste no ano 2008. A capacidade de geração instalada no sistema interno é 465 MW e o pico de carga é 367,3 MW. Os dados determinísticos dos sistemas equivalentes para o horizonte 2008-2015 estão apresentados no Apêndice.

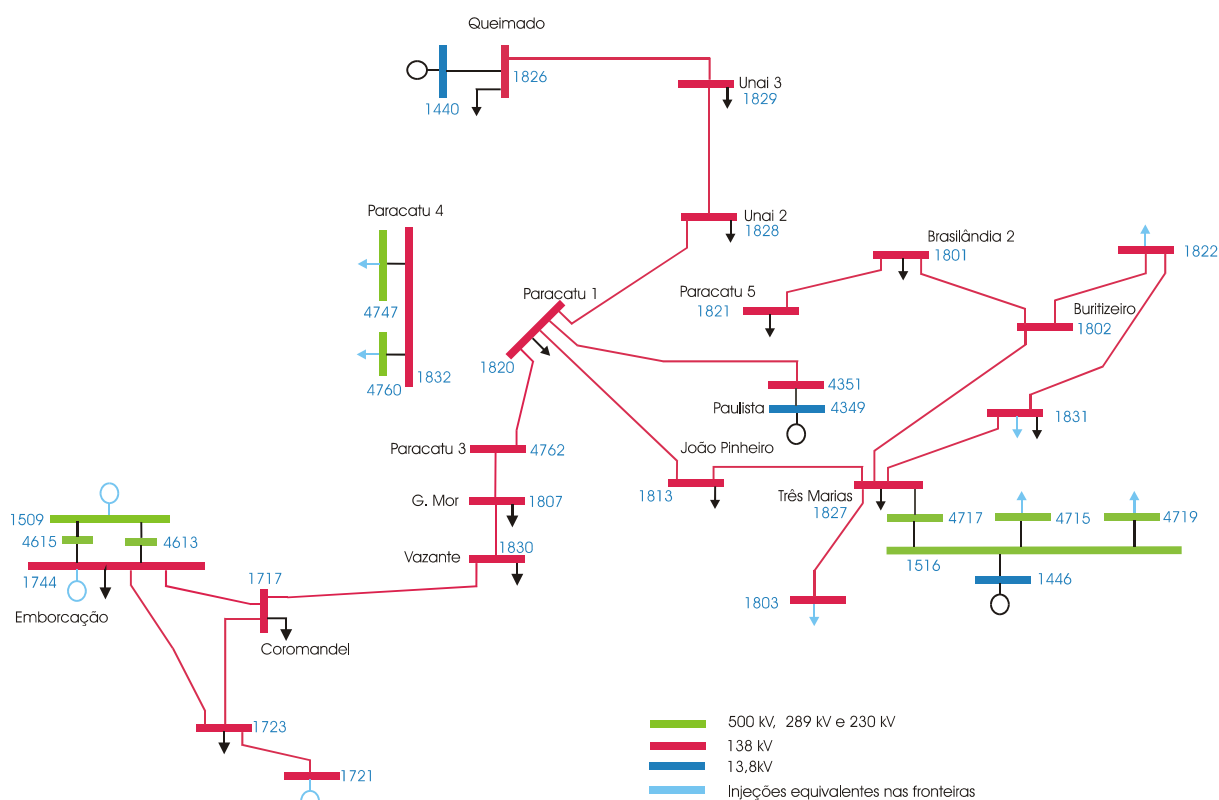


Figura 6.2 – Diagrama Unifilar do Sistema Noroeste.

No que se refere às alternativas de expansão, são permitidas adições de novos circuitos em todas as conexões entre barras de 138 kV com distâncias inferiores a 100 km. Para o cálculo das distâncias, deve-se fornecer as coordenadas geográficas das barras candidatas a receber reforços no arquivo *dadosLoc.m*. Em cada ramo da rede admitiu-se que poderão existir no máximo três circuitos. Em relação ao cálculo do custo de perdas, foram adotados os valores: tarifa de compra de energia = 0,10 R\$/kWh e fator de carga = 0,5.

Para obtenção das seqüências de investimentos foi utilizado o algoritmo de otimização baseado na metaheurística Busca Tabu. Os valores 10, 50 e 5 foram adotados para os parâmetros diversificação, intensificação e tamanho da lista tabu, respectivamente. O valor R\$1000,00/kW foi definido, inicialmente, para a penalidade de corte de carga.

As seqüências foram construídas considerando todos os anos do período de estudo, o que resulta em 8 estágios. Foi utilizada uma taxa de interesse de 10% ao ano.

As melhores seqüências foram obtidas a partir do estudo de diversas ordens de priorização sendo que para o ano priorizado foram selecionadas as quinze melhores soluções e para os demais anos, as melhores soluções encontradas são condicionadas às soluções do ano priorizado, de forma a se obter as melhores seqüências coordenadas. Então, para cada um dos demais anos, foi selecionada apenas a melhor solução encontrada em cada estágio.

Os custos dos reforços (i.e. linhas de subtransmissão) são calculados a partir da distância em km entre as barras. Portanto, é necessário verificar no arquivo *DadosLoc.m*, se todas as coordenadas geográficas das barras candidatas a reforços, dentro da área de interesse, estão neste arquivo. A impedância dos novos reforços é obtida pela média, em p.u./km, para cada tipo de cabo. Todos os parâmetros citados nesta seção são definidos no arquivo *SystemData\_CEMIG\_New.m* do programa Otimizador.

A Tabela 6.1 apresenta as cinco melhores seqüências coordenadas obtidas. Os valores de referência para o cálculo dos custos anuais devido às perdas ôhmicas são aqueles apresentados pela seqüência de menor custo total em valor presente de perdas (i.e. seqüência A para o sistema Noroeste).

Tendo em vista verificar o impacto da utilização de um equivalente a partir do plano de expansão do GTPI, foram obtidos os sistemas equivalentes das seqüências da Tabela 6.1. Pode-se constatar pequenas variações das injeções nas barras de fronteira (e.g., menores que 2%). Isto era esperado, uma vez que as modificações da configuração do sistema interno não devem influenciar as injeções e fluxos do sistema externo, principalmente em sistemas malhados. Enfim, a utilização de um sistema equivalente obtido a partir de uma possível configuração futura não deve interferir significativamente nos estudos de planejamento.

Tabela 6.1 – Cinco Melhores Seqüências – Sistema Noroeste.

Solução	Circuitos Adicionados									Custo em Valor Presente (R\$ milhões)			
	Barra	1801-1813	1813-1821	1820-1821	1820-1832	1821-1828	1821-4762	1828-1832	1832-4762				
	Ano	5	12	15	17	19	20	24	27	Investimento	Perdas	Total	
Seqüência A	2015	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
	2014	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
	2013	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
	2012	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
	2011	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
	2010	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	
	2009	0	0	0	0	0	1	0	1	0	24,22	-	24,22
	2008	0	0	0	0	0	0	0	0	1	8,93	-	8,93
	<b>Total</b>										<b>33,15</b>	<b>-</b>	<b>33,15</b>
Seqüência B	2015	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,64	0,64	
	2014	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,15	0,15	
	2013	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,06	0,06	
	2012	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,20	0,20	
	2011	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-0,26	-0,26	
	2010	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,24	0,24	
	2009	1	0	0	0	0	0	0	1	0	25,17	-0,26	24,90
	2008	0	0	0	0	0	0	0	1	0	8,93	-	8,93
	<b>Total</b>										<b>34,10</b>	<b>0,77</b>	<b>34,87</b>
Seqüência C	2015	0	0	0	0	0	0	0	0	-	1,03	1,03	
	2014	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,40	0,40	
	2013	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,62	0,62	
	2012	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,27	0,27	
	2011	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,35	0,35	
	2010	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,20	0,20	
	2009	0	0	1	1	0	0	0	0	0	23,11	0,39	23,49
	2008	0	0	0	0	0	0	0	1	0	8,93	-	8,93
	<b>Total</b>										<b>32,04</b>	<b>3,25</b>	<b>35,29</b>
Seqüência D	2015	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,59	0,59	
	2014	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,10	0,10	
	2013	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,01	0,01	
	2012	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,14	0,14	
	2011	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-0,32	-0,32	
	2010	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,20	0,20	
	2009	0	1	0	0	0	0	0	1	0	25,87	-0,19	25,68
	2008	0	0	0	0	0	0	0	1	0	8,93	-	8,93
	<b>Total</b>										<b>34,80</b>	<b>0,54</b>	<b>35,34</b>
Seqüência E	2015	0	0	0	0	0	0	0	0	-	1,08	1,08	
	2014	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,37	0,37	
	2013	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,65	0,65	
	2012	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,22	0,22	
	2011	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,36	0,36	
	2010	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0,15	0,15	
	2009	0	0	0	1	0	1	0	0	0	23,15	0,42	23,57
	2008	0	0	0	0	0	0	0	1	0	8,93	-	8,93
	<b>Total</b>										<b>32,08</b>	<b>3,26</b>	<b>35,34</b>

#### **6.3.4 Conversão para o formato de entrada do NH2**

A avaliação da confiabilidade dos planos de expansão apresentados na Tabela 6.1 foi realizada por meio da utilização do programa NH2 do CEPEL [C00]. Desta forma, foi necessário converter os dados dos sistemas equivalentes para o padrão de entrada no NH2 [C00]. Esta tarefa também é desempenhada de forma automática pelo programa Conversor. Vale lembrar que os reforços definidos pelas soluções encontradas pelo programa Otimizador devem ser incluídos nos dados dos sistemas, i.e. nos arquivos *modxx.eqv*.

Além dos dados de resistência e reatância já utilizados no programa Otimizador foi empregado o valor de 0,00065 p.u./km para as susceptâncias *shunts* das novas linhas de transmissão. Adicionalmente, informa-se que a capacidade máxima de transmissão dos circuitos adotada nos estudos de confiabilidade refere-se aos limites térmicos dos mesmos, uma vez que o NH2 utiliza o fluxo de potência AC.

As taxas de falha e os tempos médios de reparo dos equipamentos foram obtidos por meio da adoção de valores típicos encontrados em sistemas reais [RSLA00]. Para as linhas de transmissão de 138 kV, foram considerados o valor 0,0486 para a taxa de falha média por quilômetro por ano, e o valor 10 para o tempo médio de reparo em horas. A taxa de falha dos novos circuitos é dada pelo produto entre o comprimento de cada circuito e o valor médio da taxa de falha. Os dados estocásticos do sistema Noroeste estão apresentados no Apêndice.

Os dados estocásticos dos transformadores foram baseados nos valores médios: 2 falhas/ano para a taxa de falha e 10 horas para o tempo de reparo. Valores menores para as taxas de falha dos transformadores poderiam ter sido utilizados, o que minimizaria o impacto no sistema das saídas forçadas destes equipamentos. Um exemplo demonstrando a sensibilidade quanto à variação do valor médio da taxa de falha dos transformadores será apresentado na próxima seção.

Quanto aos dados estocásticos das unidades de geração, foram utilizados os valores definidos na Tabela 6.2.



Tabela 6.2 – Dados Estocásticos para Unidades de Geração.

Capacidade (MW)	$\lambda$ (falhas/ano)	MTTR (h)
0 - 29	9,7236	19,1608
30 - 59	6,0440	12,6839
60 - 199	7,6112	24,3903
200 - 499	13,140	35,0018
> 500	7,4460	75,0976

A conversão dos arquivos \*.eqv selecionados criará arquivos \*.dat para a entrada do programa NH2 [C00].

### 6.3.5 Análise de Confiabilidade

As seqüências apresentadas na Tabela 6.1 são, agora, avaliadas sob o ponto de vista da confiabilidade. Nestas avaliações, realizadas a partir dos arquivos \*.dat fornecidos pelo programa Conversor, foi utilizado um custo unitário de interrupção de energia de R\$ 1,50 por kWh. Como o programa NH2 [C00] não fornece o valor da LOLC diretamente, este índice foi calculado pelo produto entre a energia esperada não suprida (EENS – *Expected Energy Not Supplied*) e o custo unitário de interrupção de energia. Na Tabela 6.3 são apresentados os resultados obtidos considerando a carga pico anual.

Tabela 6.3 – Custo Total das Melhores Seqüências – Sistema Noroeste.

Seqüência	Custo em Valor Presente (R\$ milhões)			
	Investimento	Perdas	LOLC	Total
A	33,15	-	12,15	45,30
B	34,10	0,77	12,19	47,06
C	32,04	3,25	22,19	57,48
D	34,80	0,54	10,02	45,36
E	32,08	3,26	21,96	57,30

Como pode ser verificado, a seqüência A ainda apresenta o menor custo total. No entanto, ao incluir o custo devido à confiabilidade, a seqüência D torna-se atrativa, uma vez que apresenta o segundo menor custo total, próximo do valor apresentado pela vencedora (diferença de aproximadamente R\$ 60 mil).

Ainda que todas as seqüências apresentem três reforços, nota-se que a localização destes tem impacto significativo no índice LOLC. Como exemplo, tem-se custos de confiabilidade que variam entre R\$ 10,02 milhões e R\$ 22,19 milhões. Portanto, a relevância da inserção da avaliação da confiabilidade nos estudos de planejamento fica mais uma vez demonstrada.

A seguir é mostrado um estudo adicional para avaliar a sensibilidade em relação a alterações nas taxas de falha médias dos transformadores, uma vez que as saídas destes equipamentos proporcionam, em alguns casos, elevados cortes de carga.

Nas Tabelas 6.4 e 6.5 é apresentada uma comparação entre os resultados obtidos para os índices LOLC e LOLP, respectivamente. Foram assumidos os valores 2,0 e 0,5 falhas por ano para a taxa de falha média dos transformadores.

Tabela 6.4 – Sensibilidade do Índice LOLC e do Custo Total em relação à taxa de falha dos trafos.

Seqüência	LOLC em Valor Presente (R\$ milhões)		Custo Total em Valor Presente (R\$ milhões)	
	$\lambda = 2,0$ (falhas/ano)	$\lambda = 0,5$ (falhas/ano)	$\lambda = 2,0$ (falhas/ano)	$\lambda = 0,5$ (falhas/ano)
A	12,15	9,87	45,30	43,02
B	12,19	10,73	47,06	45,60
C	22,19	18,80	57,48	54,09
D	10,02	8,33	45,36	43,67
E	21,96	18,83	57,30	54,17

A partir da Tabela 6.4, é possível verificar que houve reduções de 11,98% (seqüência B) até 18,77% (seqüência A) nos custos de interrupção de energia. Conseqüentemente, foram observadas reduções de 3,10% até 5,03% no custo total

das seqüências. Entretanto, a ordem das três melhores seqüências não foi alterada. Isto indica a robustez destas seqüências em relação a pequenas variações nos dados estocásticos, o que é desejado quando não se tem dados bem caracterizados.

Tabela 6.5 – Sensibilidade do Índice LOLP em Relação aos Dados Estocásticos.

Ano	Solução	LOLP		Solução	LOLP	
		$\lambda = 2,0$ (falhas/ano)	$\lambda = 0,5$ (falhas/ano)		$\lambda = 2,0$ (falhas/ano)	$\lambda = 0,5$ (falhas/ano)
2015	Seqüência A	0,0094	0,0074	Seqüência D	0,0089	0,0071
2014		0,0031	0,0015		0,0011	0,0010
2013		0,0065	0,0048		0,0035	0,0019
2012		0,0009	0,0009		0,0009	0,0009
2011		0,0065	0,0050		0,0027	0,0022
2010		0,0008	0,0009		0,0009	0,0009
2009		0,0066	0,0051		0,0069	0,0051
2008		0,0168	0,0143		0,0168	0,0143
<b>Média</b>		<b>0,0063</b>	<b>0,0050</b>		<b>0,0052</b>	<b>0,0042</b>
2015		Seqüência B	0,0111		0,0090	Seqüência E
2014	0,0032		0,0030	0,0086	0,0072	
2013	0,0054		0,0038	0,0129	0,0111	
2012	0,0030		0,0028	0,0082	0,0071	
2011	0,0046		0,0041	0,0114	0,0101	
2010	0,0029		0,0028	0,0059	0,0048	
2009	0,0086		0,0074	0,0133	0,0123	
2008	0,0168		0,0143	0,0168	0,0143	
<b>Média</b>	<b>0,0069</b>		<b>0,0059</b>	<b>0,0116</b>	<b>0,0101</b>	
2015	Seqüência C		0,0161	0,0144		
2014		0,0108	0,0098			
2013		0,0134	0,0114			
2012		0,0082	0,0070			
2011		0,0100	0,0085			
2010		0,0059	0,0048			
2009		0,0140	0,0126			
2008		0,0168	0,0143			
<b>Média</b>		<b>0,0119</b>	<b>0,0104</b>			

Já na Tabela 6.5, nota-se que o índice LOLP também sofreu reduções quando a taxa média de falha dos transformadores foi diminuída. Novamente, verifica-se que as três melhores seqüências continuam apresentando os melhores índices.

Conforme comentado, o custo de interrupção de energia foi calculado considerando a carga pico durante todo o ano, o que pode resultar em custos elevados. Uma situação mais real seria a avaliação sob uma curva horária para a representação da carga. O programa NH2 [C00] é capaz, somente, de considerar alguns cenários. Para tal, deve-se fornecer, para cada cenário, o nível de carga e a taxa de transição para os demais cenários.

Foi realizado um teste com um programa não disponível no setor de energia elétrica [LRMB04] para verificar a variação dos índices ao utilizar uma curva de carga horária. Pode ser verificado da Tabela 6.5 que o índice LOLP encontrado para a configuração do sistema no ano 2015 definido pela seqüência A é 0,0094. Na avaliação deste caso com uma curva de carga horária típica do sistema sul-sudeste brasileiro, este índice foi reduzido para 0,0007. Em relação ao índice LOLC, houve uma redução de R\$ 1,23 Milhões para R\$ 80 Mil.

Tendo em mente que o grau de redução (~15 vezes) no índice LOLC para o caso do parágrafo anterior deverá ocorrer em todos os estágios do horizonte, o valor da LOLC para cada seqüência também deve reduzir aproximadamente nesta proporção. Na Tabela 6.6 estão apresentados os novos valores aproximados para o índice LOLC e os respectivos custos totais.

Tabela 6.6 – Custo Total para Curva de Carga Horária.

Seqüência	Custo em Valor Presente (R\$ milhões)			
	Investimento	Perdas	LOLC	Total
A	33,15	-	0,81	33,96
B	34,10	0,77	0,81	35,68
C	32,04	3,25	1,48	36,77
D	34,80	0,54	0,67	36,01
E	32,08	3,26	1,46	36,80

Note, a partir da Tabela 6.6, que em termos de LOLC, a ordem das seqüências permaneceu inalterada. Porém, quanto aos custos totais, a seqüência D, a qual tinha o segundo menor custo total (ver Tabela 6.3), passa agora à terceira posição. Portanto, para uma avaliação mais precisa da confiabilidade das seqüências selecionadas, é necessário possuir um conjunto de dados que caracterize bem a curva de carga do sistema.

### **6.3.6 Análise de Fluxo de Potência AC**

As alternativas de expansão obtidas por meio do programa Otimizador, embora tenham sido encontradas utilizando uma redução da capacidade máxima de transmissão dos circuitos, podem, eventualmente, apresentar problemas de tensão ou sobrecarga de alguns circuitos. Isso porque a margem de capacidade devida a essa redução pode não ser suficiente para acomodar o fluxo de reativo na rede. Portanto, as melhores alternativas encontradas sob os aspectos de investimentos e perdas podem não ser viáveis quando o fluxo de reativo e os níveis de tensão nas barras forem levados em consideração. A análise de fluxo de potência AC das melhores alternativas foi incorporada aos procedimentos com vista a fazer uma seleção mais criteriosa dos planos de expansão.

Assim como nos estudos de confiabilidade, também foi empregado o valor de 0,00065 p.u./km para as susceptâncias *shunts* das novas linhas de transmissão e considerados os limites térmicos para as capacidades máximas das mesmas.

No que diz respeito à dimensão do sistema, diferentemente do que foi feito para o problema de otimização, para o qual o sistema externo foi representado através de equivalentes, na análise de fluxo AC foram utilizadas as configurações completas do sistema, sem elos CC, para todos os anos do estudo de planejamento.

As três melhores seqüências apresentadas na Tabela 6.6 (A, B e D) foram selecionadas para a análise AC. A partir dos resultados desta análise, pode-se verificar que os limites das tensões nas barras, 0,95 e 1,05 pu, e os carregamentos

nos circuitos não foram violados. Ademais, estas seqüências se mostram semelhantes quanto a essas variáveis.

Visando a obtenção de parâmetros para comparação do desempenho das seqüências selecionadas, calculam-se as médias dos carregamentos percentuais dos circuitos e das tensões nas barras. Cabe salientar que somente os circuitos e as barras pertencentes à região de interesse foram utilizados nesse cálculo. A Tabela 6.7 apresenta os valores médios dos carregamentos percentuais dos circuitos e das tensões.

Tabela 6.7 – Médias dos Carregamentos e das Tensões.

Seqüência	Valor Médio	
	Tensão das Barras (pu)	Carregamento dos Circuitos (%)
A	1,007	34,23
B	1,006	34,22
D	1,006	33,58

Pode-se observar na Tabela 6.7, que estas seqüências apresentaram valores médios de tensão e de carregamento percentual semelhantes e em níveis satisfatórios. Portanto, a decisão a ser tomada deve levar em conta, principalmente, os custos totais apresentados.

### 6.3.7 Análise sob Incertezas

O estudo do sistema Noroeste sob incertezas externas é realizado considerando-se três cenários distintos. Cada cenário é definido pelo crescimento anual da carga, conforme a seguir:

- *Cenário Baixo*: definido pela consideração de taxas anuais de crescimento da carga 50% menor que aquelas apresentadas pelo cenário médio;

- *Cenário Médio*: definido pelo montante previsto para o crescimento de carga anual. Este cenário foi utilizado nos estudos anteriores;
- *Cenário Alto*: definido pela consideração de taxas anuais de crescimento da carga 50% maior que aquelas apresentadas pelo cenário médio.

A Figura 6.3 ilustra os crescimentos totais da carga do sistema para cada um dos cenários. As cargas de cada barra estão apresentadas no Apêndice.

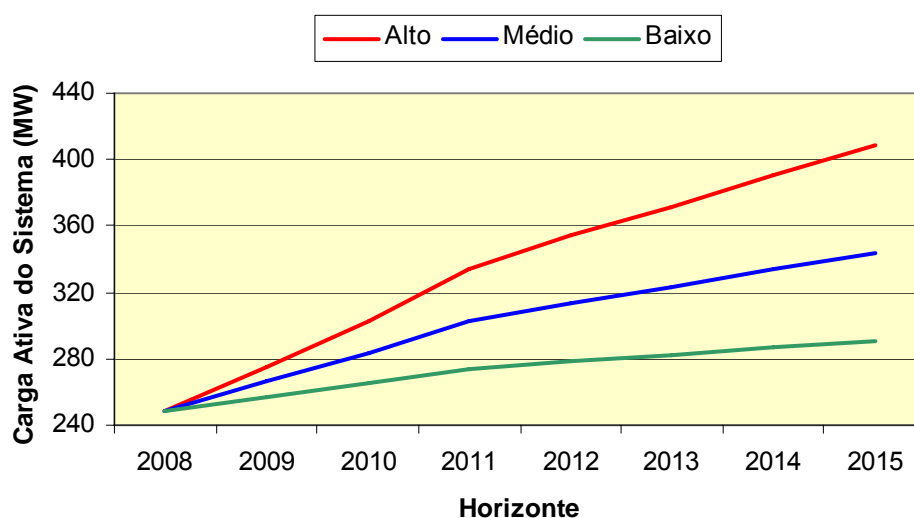


Figura 6.3 – Carga Total do Sistema Noroeste – Cenários Alto, Médio e Baixo.

A capacidade máxima de geração da área interna foi mantida constante para os três cenários. Já as capacidades de geração das barras de fronteira são determinadas pelos modelos equivalentes da área externa de cada cenário. Vale lembrar que estas capacidades possuem um excedente de 10% em relação ao despacho do caso base.

O procedimento adotado para a obtenção das melhores seqüências do cenário médio é realizado para encontrar as melhores seqüências dos cenários baixo e alto. A seguir são apresentadas na Tabela 6.8 as melhores seqüências para os cenários alto e baixo. Cabe ressaltar que para o cálculo do custo de perdas, foi utilizado como referência o valor da seqüência de menor custo dentro de cada cenário.

Tabela 6.8 – Melhores Seqüências - Cenários Baixo e Alto.

Seqüência	Cenário	Custo em Valor Presente (R\$ Milhões)			
		Investimento	Perdas	LOLC	Total
F	Baixo	32,54	-	10,90	43,43
G	Baixo	31,83	0,20	12,78	44,82
H	Baixo	31,43	2,42	12,50	46,36
I	Alto	41,30	-	16,64	57,94
J	Alto	40,90	1,74	20,83	63,47
K	Alto	40,20	2,02	23,25	65,47

As melhores seqüências obtidas para cada cenário darão origem a estratégias, as quais definirão as ações a serem tomadas. Em seguida, estas seqüências são avaliadas nos demais cenários. Caso necessário, algumas modificações poderão ser realizadas para adequar estas seqüências.

Posteriormente, realiza-se uma análise utilizando um critério para a tomada de decisão, permitindo a escolha do plano de expansão mais adequado. Os critérios Mínimo Custo Esperado e Minimização do Máximo Arrependimento são utilizados a seguir para indicar a robustez e flexibilidade das estratégias selecionadas nos cenários considerados.

### ***Critério de Mínimo Custo Esperado***

Os custos total e esperado das estratégias selecionadas estão mostrados na Tabela 6.9. Os valores 0,25, 0,50 e 0,25 foram especificados para as probabilidades de ocorrência dos cenários baixo, médio e alto, respectivamente.



Tabela 6.9 – Custos Total e Esperado para o Sistema Noroeste.

Estratégias	Custo Total (R\$ Milhões)			Custo Esperado (R\$ Milhões)
	Baixo	Médio	Alto	
F	<b>43,43</b>	60,73	73,52	59,60
G	44,82	57,58	73,92	58,48
H	46,36	56,25	64,48	55,84
A	45,25	<b>45,30</b>	62,94	<b>49,70</b>
B	46,74	45,36	63,47	50,23
D	48,10	47,06	65,47	51,92
I	44,84	48,57	<b>57,94</b>	49,98
J	46,74	45,36	63,47	50,23
K	48,10	47,06	65,47	51,92
Probabilidade	0,25	0,50	0,25	

A partir da Tabela 6.9, é possível verificar que a estratégia A possui o menor custo esperado, sendo, portanto, a vencedora para os cenários considerados. Nota-se também que as estratégias vencedoras em cada cenário (destacadas em negrito e amarelo) foram geradas a partir deste mesmo cenário. Isto comprova a potencialidade do programa Otimizador em encontrar as melhores seqüências para cada cenário.

As Figuras 6.4 e 6.5 apresentam os resultados obtidos para valores de custo unitário de interrupção entre 0 e 10 R\$/kWh e taxa de desconto entre 0 e 30%, respectivamente. O valor do custo esperado para cada estratégia em função do custo unitário de interrupção pode ser visto na Figura 6.4. A taxa de desconto foi mantida constante em 10%.

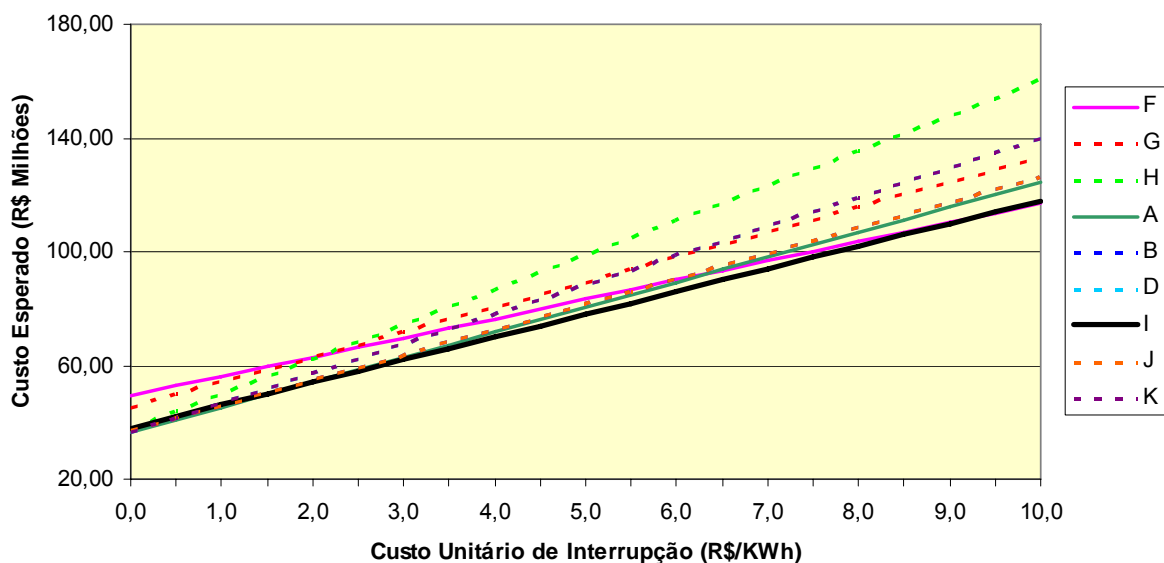


Figura 6.4 – Custo Esperado × Custo Unitário de Interrupção - Sistema Noroeste.

É possível notar que existem três intervalos de custo unitário de interrupção que definem diferentes estratégias vencedoras. No intervalo  $[0; \sim 1,85]$ , a estratégia A é a de menor custo esperado. Já para o intervalo  $[\sim 1,85; \sim 9,25]$ , I apresenta o menor custo esperado. Finalmente, para o intervalo  $[\sim 9,25; 10]$ , a estratégia F é a vencedora. A Figura 6.5 apresenta o custo esperado de cada estratégia em função da taxa de desconto. O resultado mostrado a seguir foi encontrado considerando um custo unitário de interrupção de 1,50 R\$/kWh.

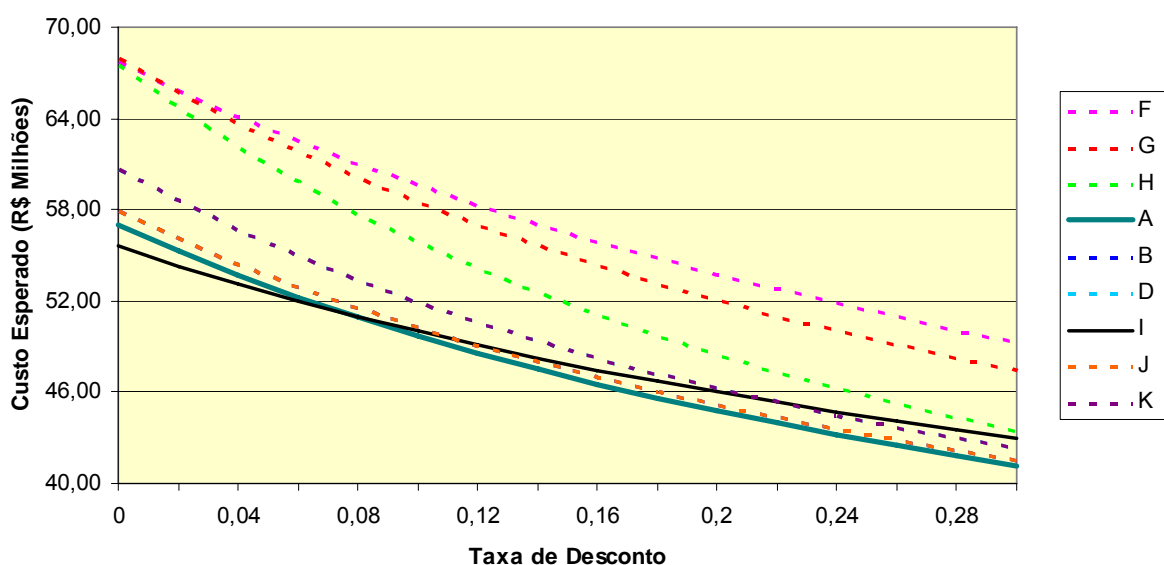


Figura 6.5 – Custo Esperado × Taxa de Desconto - Sistema Noroeste.

Considerando a incerteza na taxa de desconto, observa-se que no intervalo  $[0; \sim 0,08]$ , a estratégia I é a de menor custo esperado. Já para o intervalo  $[\sim 0,08; 0,30]$ , a estratégia A é a vencedora.

### ***Critério de Minimização do Máximo Arrependimento***

A Tabela 6.10 apresenta os arrependimentos nos cenários baixo, médio e alto e o máximo arrependimento de cada estratégia. Diferentemente do critério de mínimo custo esperado, a estratégia I foi a vencedora utilizando este critério.

Tabela 6.10 – Matriz de Arrependimentos - Sistema Noroeste.

Estratégias	Arrependimento (R\$ Milhões)			Máximo Arrependimento (R\$ Milhões)
	Baixo	Médio	Alto	
F	<b>0,00</b>	15,43	15,58	15,58
G	1,39	12,29	15,98	15,98
H	2,92	10,96	6,54	10,96
A	1,82	<b>0,00</b>	5,00	5,00
B	3,31	0,05	5,53	5,53
D	4,66	1,75	7,53	7,53
I	1,41	3,27	<b>0,00</b>	<b>3,27</b>
J	3,31	0,05	5,53	5,53
K	4,66	1,75	7,53	7,53

As Figuras 6.6 e 6.7 ilustram o comportamento do máximo arrependimento de cada estratégia em função do custo unitário de interrupção e da taxa de desconto, respectivamente. Para a Figura 6.6 foi adotada uma taxa de desconto de 10%. Já para a Figura 6.7, o custo unitário de interrupção foi fixado em 1,50 R\$/MWh.

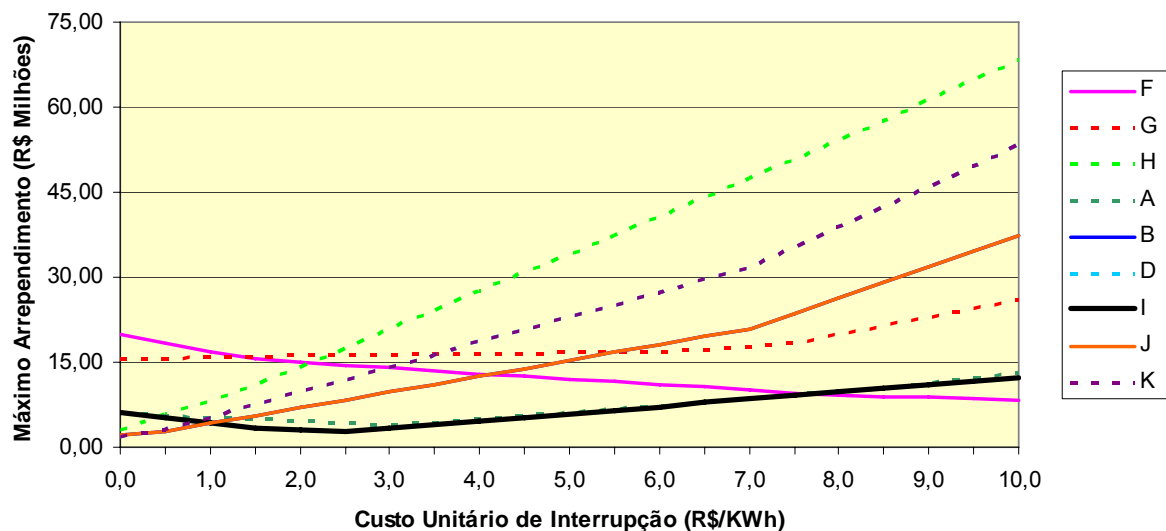


Figura 6.6 – Máximo Arrependimento × Custo Unitário de Interrupção - Sistema Noroeste.

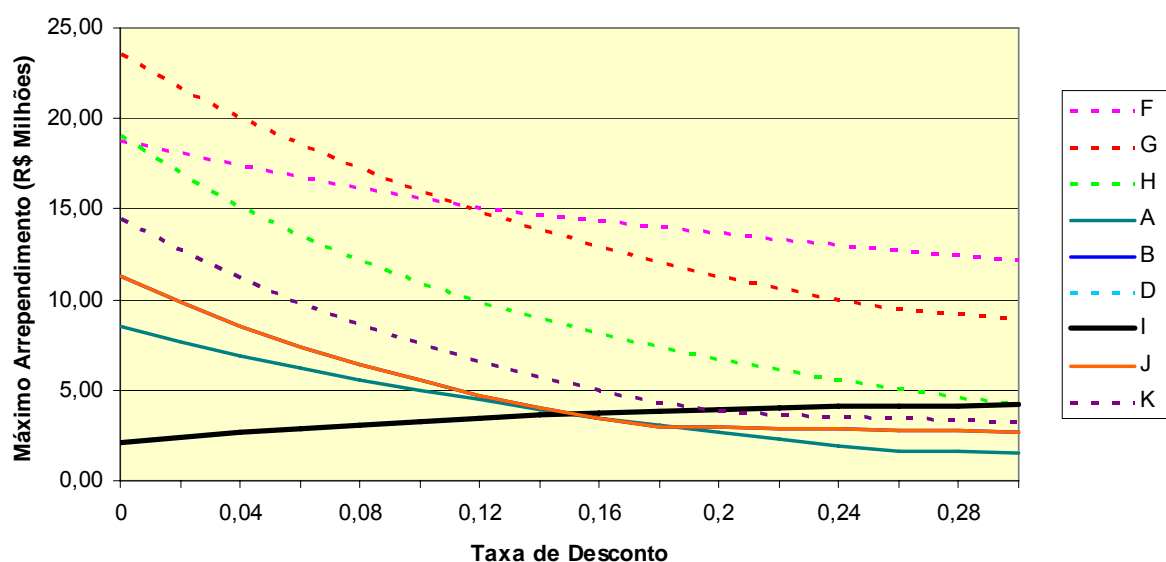


Figura 6.7 – Máximo Arrependimento × Taxa de Desconto - Sistema Noroeste.

Considerando a variação do custo unitário de interrupção, no intervalo  $[0; \sim 1,02]$ , as estratégias B e J (idênticas) são as de menor máximo arrependimento. Já para o intervalo  $[\sim 1,02; \sim 7,7]$ , I apresenta o menor arrependimento máximo. Finalmente, para o intervalo  $[\sim 7,7; 10]$ , a estratégia F é a vencedora. Por outro lado, considerando a variação do taxa de desconto, a estratégia I foi a vencedora no intervalo  $[0; \sim 0,15]$ , B e J no intervalo  $[\sim 0,15; \sim 0,18]$  e A no intervalo  $[\sim 0,18; 0,30]$ .

Em ambos os critérios de tomada de decisão, quando considerada a incerteza no custo unitário de interrupção de energia, a estratégia I é a mais indicada, pois esta é a vencedora na maior parte do intervalo considerado. Como exemplo, no intervalo  $[-1,85; \sim 7,7]$  ela apresenta os menores custos esperados e máximos arrependimentos. No que se refere à incerteza da taxa de desconto, é possível identificar duas estratégias dominantes. No intervalo  $[0; \sim 0,08]$  a estratégia I apresenta os menores custos esperados e arrependimentos, enquanto no intervalo  $[\sim 0,18; 0,30]$  a estratégia A é a mais indicada. Portanto, estas estratégias são as que apresentaram melhores desempenhos. A decisão final sobre qual estratégia será escolhida dependerá da correta determinação dos valores adotados para o custo unitário de interrupção e para a taxa de desconto.

Nas Tabelas 6.11 e 6.12 são apresentadas as estratégias A e I, respectivamente, para os três cenários avaliados. O diagrama unifilar simplificado da configuração do sistema, no ano 2015 e cenário médio, para estas estratégias é ilustrado pelas Figuras 6.8 e 6.9.

Tabela 6.11 – Estratégia A – Sistema Noroeste

Cenários	Circuitos Adicionados				Custo em Valor Presente (R\$ Milhões)			
	Barra	1821-1828	1828-1832	1832-4762	Investimento	Perdas	LOLC	Total
	Ano	19	24	27				
Alto	2015	0	0	0	-	0,40	1,46	1,87
	2014	0	0	0	-	-0,38	1,25	0,87
	2013	0	1	0	6,73	-0,29	1,07	7,51
	2012	0	0	0	-	0,35	0,93	1,28
	2011	0	0	1	6,71	0,16	2,34	9,21
	2010	0	0	0	-	0,41	0,34	0,75
	2009	1	1	0	24,22	0,04	1,67	25,93
	2008	0	0	1	8,93	-	6,60	15,53
	<b>Total</b>				<b>46,59</b>	<b>0,69</b>	<b>15,66</b>	<b>62,94</b>
Médio	2015	0	0	0	-	-	1,23	1,23
	2014	0	0	0	-	-	0,31	0,31
	2013	0	0	0	-	-	1,15	1,15
	2012	0	0	0	-	-	0,29	0,29
	2011	0	0	0	-	-	1,09	1,09
	2010	0	0	0	-	-	0,31	0,31
	2009	1	1	0	24,22	-	1,17	25,39
	2008	0	0	1	8,93	-	6,60	15,53
	<b>Total</b>				<b>33,15</b>	<b>-</b>	<b>12,15</b>	<b>45,30</b>
Baixo	2015	0	0	0	-	0,14	0,17	0,31
	2014	0	0	0	-	-	0,22	0,22
	2013	0	0	0	-	0,10	0,29	0,39
	2012	0	0	0	-	0,10	0,26	0,36
	2011	0	0	0	-	0,07	0,56	0,63
	2010	1	0	0	13,05	0,01	0,30	13,36
	2009	0	1	0	9,86	0,12	4,37	14,35
	2008	0	0	1	8,93	0,10	6,60	15,63
	<b>Total</b>				<b>31,84</b>	<b>0,64</b>	<b>12,76</b>	<b>45,25</b>

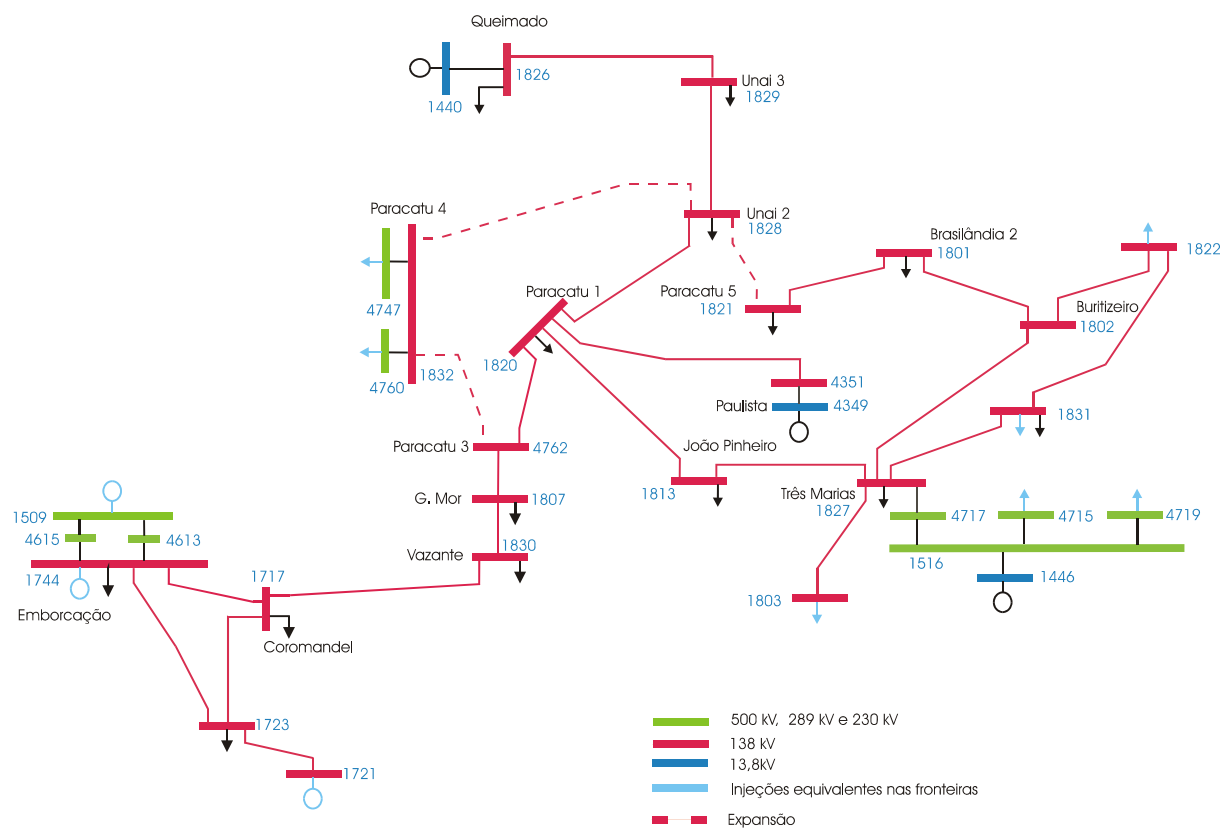


Figura 6.8 – Diagrama Unifilar com Expansão da Estratégia A - Sistema Noroeste.

Tabela 6.12 – Estratégia I – Sistema Noroeste

Cenários	Circuitos Adicionados				Custo em Valor Presente (R\$ Milhões)			
	Barra	1821-4762	1828-1832	1832-4762	Investimento	Perdas	LOLC	Total
	Ano	20	24	27				
Alto	2015	0	0	0	-	-	3,16	3,16
	2014	0	0	0	-	-	1,98	1,98
	2013	0	0	0	-	-	2,10	2,10
	2012	0	0	0	-	-	0,90	0,90
	2011	0	0	0	-	-	0,96	0,96
	2010	0	0	0	-	-	0,36	0,36
	2009	1	1	1	32,37	-	0,56	32,94
	2008	0	0	1	8,93	-	6,60	15,53
	<b>Total</b>				<b>41,30</b>	<b>-</b>	<b>16,64</b>	<b>57,94</b>
Médio	2015	0	0	0	-	0,29	0,30	0,59
	2014	0	0	0	-	-0,47	0,24	-0,23
	2013	0	0	0	-	-0,24	0,35	0,11
	2012	0	0	0	-	-0,33	0,32	-0,01
	2011	0	0	0	-	-0,55	0,58	0,02
	2010	0	0	0	-	-0,33	0,33	0,00
	2009	1	1	1	32,37	-0,35	0,54	32,55
	2008	0	0	1	8,93	-	6,60	15,53
	<b>Total</b>				<b>41,30</b>	<b>-1,98</b>	<b>9,25</b>	<b>48,57</b>
Baixo	2015	0	0	0	-	0,00	0,17	0,17
	2014	0	0	0	-	-0,02	0,19	0,17
	2013	0	0	0	-	-0,02	0,31	0,29
	2012	0	0	0	-	-0,00	0,26	0,25
	2011	0	0	0	-	-0,03	0,61	0,58
	2010	1	0	0	13,09	0,00	0,30	13,39
	2009	0	1	0	9,86	0,12	4,37	14,35
	2008	0	0	1	8,93	0,10	6,60	15,63
	<b>Total</b>				<b>31,88</b>	<b>0,15</b>	<b>12,82</b>	<b>44,84</b>



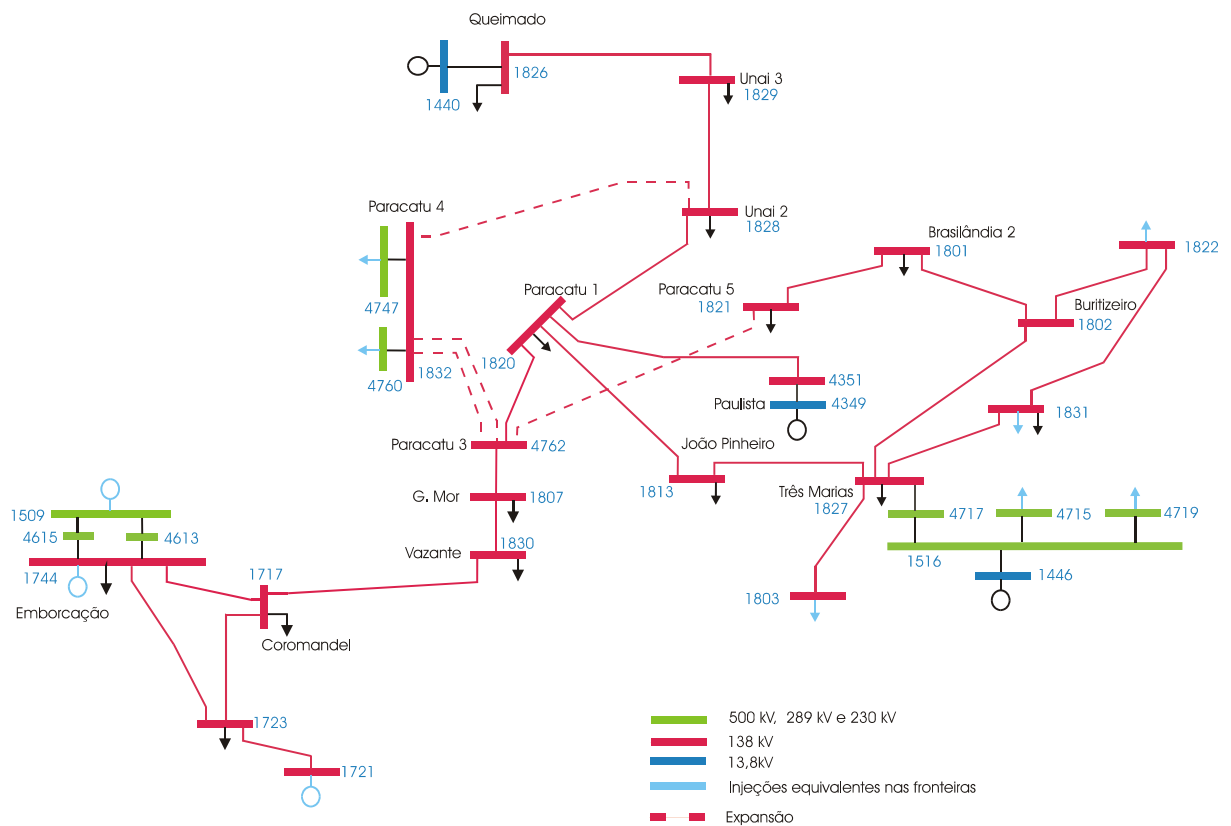


Figura 6.9 – Diagrama Unifilar com Expansão da Estratégia I - Sistema Noroeste.

## 6.4 CONCLUSÕES

Este capítulo descreveu uma aplicação completa da metodologia desenvolvida para solucionar o problema do Planejamento Dinâmico da Expansão de Sistemas de Subtransmissão (PDES). Um novo sistema real da CEMIG, denominado sistema Noroeste, foi utilizado. Porém, antes de ser realizada a aplicação, os métodos e modelos apresentados nos capítulos anteriores foram sucintamente revisados. Em seguida, o algoritmo de otimização passou por ajustes, de forma a comportar as novas situações proporcionadas pelo sistema Noroeste. Finalmente, a metodologia foi aplicada a este novo sistema real.

Os procedimentos necessários à metodologia desenvolvida, bem como alguns programas e ferramentas de análise disponíveis no setor de elétrico, foram apresentados. O detalhamento dos passos da metodologia foi realizado por meio da sua aplicação ao sistema Noroeste.

Considerando o modelo equivalente da rede externa foi possível obter, mediante a utilização do algoritmo de otimização, os melhores planos de expansão em termos de custos de investimentos e de perdas. Em seguida, a avaliação dos aspectos da confiabilidade e da análise de fluxo de potência AC apontou quais planos devem ser selecionados para o estudo sob incertezas externas. Os resultados destes estudos indicaram os melhores planos em termos técnicos e econômicos.

Na avaliação da confiabilidade de uma alternativa de expansão é necessária a informação correta dos dados estocásticos do sistema analisado. De forma a mensurar o impacto da alteração de algum destes dados no custo devido à interrupção de energia (LOLC), foi realizado um estudo de sensibilidade por meio de pequenas variações das taxas de falha dos transformadores. Os resultados mostraram que, mesmo modificando o valor do índice LOLC, os melhores planos de investimentos não foram alterados. Isto demonstra uma independência destes planos a pequenas perturbações incorridas nos dados estocásticos.

Qualquer modelo utilizado para representar a carga do sistema irá reproduzir de maneira aproximada o seu real comportamento. Porém, nos estudos apresentados pôde-se comprovar que a utilização da curva de carga é de fundamental importância para uma avaliação mais precisa dos índices de confiabilidade.

Finalmente, pôde-se observar que o sistema Noroeste possui características bastante atípicas, principalmente no que diz respeito à evolução cronológica dos fluxos externos à área estudada. Isso acarretou em novos ajustes no programa Otimizador desenvolvido em *MatLab* [M07]. Portanto, ainda se espera que, ao ser confrontado com estudos de planejamento de outros sistemas, tal programa tenha que passar por novos ajustes, até que se consiga um algoritmo computacional bastante robusto.

# CAPÍTULO 7

## CONCLUSÕES

O planejamento do sistema elétrico de subtransmissão é um problema essencialmente dinâmico e de natureza não-determinística. Portanto, os estudos de planejamento devem considerar ao máximo as incertezas do processo. Porém, não se deve ignorar a experiência existente com alguns critérios determinísticos (N-1). Ademais, a inclusão de todas as incertezas externas e internas poderá inviabilizar o processo de planejamento tendo em vista as complexidades em termos de dados, modelos e custo computacional. O planejador terá a difícil tarefa de escolher quais incertezas são mais relevantes para o problema, e o processo de tomada de decisões dificilmente poderá prescindir da participação do planejador.

Por este motivo, até o presente momento, as empresas do setor elétrico mundial (incluindo o Brasil) têm utilizado metodologias iterativas, atendendo ao critério N-1 e fazendo uso basicamente do fluxo de carga AC (não-linear). Outros algoritmos de auxílio ao planejamento, e.g., programas de avaliação de curto-circuito e de estabilidade transitória, são utilizados, fornecendo avaliações mais criteriosas das alternativas de reforços formuladas. Percebe-se, então, uma total ausência da utilização de técnicas de otimização, sendo feita apenas uma análise pontual de custos, principalmente investimentos e perdas.

Portanto, a utilização prática dos modelos automáticos e/ou semi-automáticos existentes ainda é muito limitada. No entanto, o emprego destes modelos em análises preliminares, destinadas a reduzir o número de alternativas de expansão a serem avaliadas pelo planejador, representa uma estratégia muito interessante de planejamento, podendo ser facilmente assimilada pelas empresas do setor elétrico. Mesmo neste caso, a observância da representação adequada da rede e escolha do horizonte de planejamento deve ser feita de forma bastante criteriosa.

A partir de uma pesquisa bibliográfica percebeu-se que as técnicas de otimização utilizando metaheurísticas são as mais adequadas para o tratamento do problema estático de planejamento da expansão sendo que as principais técnicas já utilizadas na literatura foram apresentadas. Para a abordagem dinâmica do problema foram propostos três métodos. Aspectos complementares, mas não menos importantes, como a consideração do custo de perdas ôhmicas e do custo de interrupção, também foram apresentados. Para reduzir o tempo computacional, dada a complexidade do problema, foi utilizada a *inicialização inteligente* das alternativas.

Estudos anteriores e algumas simulações desenvolvidas em um sistema teste e em um sistema real, indicaram que as Estratégias de Evolução (ES) [F94, SR95] e a Busca Tabu (TS) [G89, G90, GL97] são as técnicas de otimização mais robustas e confiáveis para a aplicação proposta. Assim, as aplicações desenvolvidas e apresentadas ao longo desta Tese, utilizaram estas duas técnicas. A partir de uma aplicação em um sistema real, utilizando as ferramentas disponíveis no setor elétrico, ficou demonstrada a aplicabilidade prática da metodologia proposta. Neste estudo foi possível observar que os efeitos da confiabilidade no desempenho das seqüências de expansão são bastante relevantes e, em muitos casos, são decisivos na escolha do melhor plano. Além disto, os resultados obtidos apontam que, ao se assegurar um bom desempenho em termos de confiabilidade, é possível obter uma melhor continuidade da solução após o horizonte de planejamento.

Nesta Tese foi apresentada uma metodologia completa para solucionar o problema do planejamento dinâmico da expansão de sistemas de subtransmissão (PDES), considerando a busca pela solução de mínimo valor presente do custo global, composto pelos custos de investimentos, perdas ôhmicas e interrupção. As melhores soluções obtidas do processo de otimização são ainda submetidas a diferentes cenários de carga e novos reforços podem ser agregados ou postergados, dependendo do cenário de carga analisado. Para auxiliar a tomada de decisão quanto à solução de expansão a ser implantada, utiliza-se os critérios de Mínimo Custo Esperado e Minimização do Máximo Arrependimento.

Assim, as principais contribuições desta Tese podem ser resumidas nos seguintes itens:

- ✓ Ampla pesquisa na literatura, desenvolvimento de programas computacionais e testes comparativos dos principais métodos de otimização aplicados ao planejamento estático da expansão de sistemas de subtransmissão. Os algoritmos foram desenvolvidos utilizando as características básicas dos métodos e as simulações foram realizadas de forma similar, possibilitando uma comparação não tendenciosa dos métodos de otimização. Nesta fase as Estratégias de Evolução e a Busca Tabu se mostraram mais promissoras;
- ✓ Reconhecendo a natureza intrinsecamente dinâmica do planejamento da expansão e que a adoção da abordagem estática, embora muito usual, pode levar a resultados inadequados, foram propostos três novos modelos de planejamento dinâmico da expansão. Embora o Modelo 3, que avalia toda a seqüência de investimentos, tenha se mostrado o mais adequado, o esforço computacional requerido por este modelo se apresenta ainda como um limitador de sua aplicação em sistemas de médio e grande porte. Adotou-se, portanto, o Modelo 2, que é uma generalização do Modelo 1, onde o usuário define a seqüência dos anos que deve ser seguida no processo de coordenação dos reforços;
- ✓ Para reduzir o tempo gasto nas simulações, principalmente quando se considera o planejamento dinâmico, foi proposta uma nova forma de inicialização onde metade da população inicial é definida aleatoriamente e a outra metade é obtida aplicando-se a função *gulosa*, dada pela Equação (3.3). A esta forma de definir a população inicial deu-se o nome de *Inicialização Inteligente*. Pelos resultados das simulações ficou demonstrado que esta forma de inicialização reduz o tempo computacional e aumenta a probabilidade de encontrar a solução de mínimo custo;

- ✓ Aspectos extremamente importantes na composição do custo global tais como as perdas ôhmicas e os custos de interrupção foram incorporados ao processo;
- ✓ Existe uma grande incerteza associada aos diversos dados e parâmetros utilizados no planejamento da expansão que pode comprometer significativamente os resultados obtidos do processo de otimização. Assim, não é suficiente obter uma solução de mínimo custo, é preciso obter uma solução robusta o suficiente para continuar sendo uma boa solução diante de diversos cenários futuros. Técnicas de cenários e critérios para tomada de decisão foram empregados no tratamento das incertezas externas;
- ✓ Finalmente, toda a metodologia proposta foi aplicada a um sistema real utilizando-se as ferramentas disponíveis no setor elétrico brasileiro; ferramentas similares poderão ser aplicadas em outros países. Para possibilitar esta aplicação, vários ajustes nos programas computacionais desenvolvidos foram necessários, bem como o desenvolvimento de conversores de dados. Os resultados obtidos demonstraram a viabilidade da aplicação prática desta metodologia em sistemas reais.

Pelos estudos e simulações realizadas é possível perceber alguns aspectos que podem ser aprimorados na metodologia, listados a seguir e deixados como proposta de continuidade dos trabalhos.

- i) Desenvolver uma análise AC durante o processo de otimização incorporando novas restrições relativas ao fluxo de reativo e aos níveis de tensão nas barras. Na análise de fluxo de potência AC, diversos ajustes são necessários para a convergência do caso e atualmente estes ajustes são feitos manualmente. Para a implementação da análise AC durante o processo de otimização, os ajustes deveriam passar a ser feitos automaticamente pelo programa computacional.*
- ii) Inserir no programa computacional outras possibilidades de reforços, tais como: linhas de transmissão em diferentes níveis de tensão; desmontagem e*

*secionamento de linhas de transmissão existentes; equipamentos para melhoria e controle de tensão; equipamentos de proteção e manobra; etc. Considerando-se ainda a incorporação da análise de fluxo de potência AC, proposta no item anterior, novas possibilidades de reforços deveriam, necessariamente, ser incorporadas visando a melhoria e controle da tensão. A instalação de equipamentos de proteção e manobra também poderia ser considerada visando a redução dos custos de interrupção.*

- iii) Considerar a reconfiguração do sistema elétrico através da abertura e fechamento de equipamentos de manobra. A topologia definida através do processo de planejamento ainda pode ser otimizada quando aspectos típicos da operação do sistema elétrico são considerados, como: saídas de equipamentos para manutenção, contingências, alterações no patamar de carga, restrições físicas e/ou elétricas em componentes do sistema elétrico, etc. Para estes casos, as decisões tomadas não envolvem a expansão do sistema elétrico, mas apenas alterações no status dos componentes existentes. Atualmente, estas análises são desenvolvidas a priori pelos operadores para os casos mais comuns e ações emergenciais são tomadas para os casos mais atípicos. A metodologia de planejamento proposta nesta Tese possui várias das ferramentas que poderiam ser utilizadas também nas análises do ponto de vista operativo, uma vez que todas as informações determinísticas e estocásticas do sistema elétrico já estão cadastradas bem como as ferramentas para análise de fluxo de potência AC, análise de confiabilidade, otimização e tratamento de incertezas estão disponíveis.*
- iv) Desenvolver rotina que considere a necessidade de novas subestações e defina a localização mais adequada para estas. Atualmente esta tarefa é feita pelos planejadores que, a partir das informações de distribuição espacial da carga e da configuração atual e futura da rede, vislumbram algumas alternativas de localização. As justificativas para não se investir na utilização de ferramentas automáticas para auxílio dos planejadores nesta tarefa referem-se principalmente à incerteza da carga, ainda mais quando se considera a distribuição espacial desta carga, e à dificuldade de modelagem de alguns*

*aspectos importantes como impactos ambientais, logística para transporte de equipamentos tanto na construção quanto na manutenção, etc. Para superar algumas destas restrições, uma análise interativa seria o mais recomendado.*

- v) A otimização da seqüência completa de reforços no horizonte de planejamento (Modelo 3) ainda é limitada a sistemas menores devido ao esforço computacional requerido por este modelo. Para tornar factível a utilização deste modelo, são necessárias algumas melhorias no algoritmo que agilizem o processo de otimização reduzindo o tempo computacional, como a utilização de algoritmos de otimização híbridos e processamento distribuído.*
  
- vi) Introduzir a análise de confiabilidade no processo de otimização, fazendo parte da função objetivo ou do conjunto de restrições. Atualmente nas empresas o custo de interrupção obtido através da LOLC ainda não é plenamente aceito. Entretanto, a partir do estabelecimento de penalidades pelas agências reguladoras (e.g., ANEEL no Brasil) por violação nos índices de confiabilidade, a consideração deste custo tem sido mais bem assimilada pelos gestores das empresas. A inclusão da análise de confiabilidade no processo de otimização aumenta muito o esforço computacional e, em aplicações práticas, o peso desta parcela no custo total deve ser mais bem avaliado.*
  
- vii) Desenvolver um ambiente de planejamento com as diversas ferramentas necessárias ao processo de forma amigável e transparente para os usuários. À medida que aumentam as exigências da sociedade por melhores níveis de qualidade e menores custos bem como aumenta a complexidade do sistema elétrico, novas ferramentas de análise são desenvolvidas. A compatibilização e integração das diversas ferramentas disponíveis em um ambiente único possibilitam a redução do esforço para obtenção e tratamento dos dados e aumenta a rapidez e precisão dos resultados, facilitando o desenvolvimento de análises mais completas pelos planejadores.*



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [A89] A.B. Aguiar, “Elementos para avaliação de colapso de tensão em linhas de transmissão”, 3º ERLAC, Foz do Iguaçu - PR, 1989.
- [A97] J.I.P. Alvarez, “Planejamento da expansão de sistemas de geração utilizando custos de interrupção”, Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Itajubá, 1997.
- [ABBG99] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl and C. H. Grigg, “Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, 1992-1996”, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 14, pp. 51-57, Feb. 1999.
- [AMC03] N. Alguacil, A.L. Motto, A.J. Conejo, “Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 18, pp.1070 – 1077, Aug. 2003.
- [BAM95] J. R. P. Barros, V. S. Andrade, F. C Medeiros, “Experiência da CHESF na aplicação de uma metodologia econômica-probabilística para obtenção da expansão otimizada do sistema de transmissão da área leste”, XIII SNPTEE, Grupo VIII, GPL, Florianópolis - SC, Out. 1995.
- [BCFL03] P. Bresesti, A. Capasso, M. C. Falvo, S. Lauria, “Power system planning under uncertainty conditions. Criteria for transmission network flexibility evaluation”, IEEE Bologna Power Tech, paper 201, Italy, Jun. 2003.

- [BFB01] R. Billinton, M.Fotuhi-Firuzabad and L. Bertling, “Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation, 1996-1999”, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 16, pp. 595-602, Nov. 2001.
- [BML02] J.R.P. Barros, A.C.G. Melo, A.M. Leite da Silva, “Otimização do planejamento da expansão da transmissão e impacto na tarifa de confiabilidade – metodologia e estudo de caso”, VIII SEPOPE, Brasília - DF, Maio 2002, IP-007.
- [BML04] J.R.P. Barros, A.C.G. Melo and A.M. Leite da Silva, “An approach to the explicit consideration of unreliability costs in transmission expansion planning”, Proceedings of the 8th PMAPS’2004, Ames, USA, 12-16/Sept. 2004.
- [BOA01] S. Binato, G.C. Oliveira, J.L. Araújo, “A greedy randomized adaptive search procedure for transmission expansion planning”, IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 16, pp. 247–253, May 2001.
- [B04] J.R.P Barros, “Metodologia de planejamento da expansão da transmissão baseada em custos marginais de confiabilidade”, Tese de Doutorado, UNIFEI, Itajubá, Ago. 2004.
- [BOPG01] L. Bahiense, G.C. Oliveira, M.V.F. Pereira, S. Granville, “A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 16, pp. 560–565, Aug. 2001.
- [BPG01] S. Binato, M.V.F. Pereira, S. Granville, “A new Benders decomposition approach to solve power transmission network design problems”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 16, pp. 235–240, May 2001.

- [BSS88] O. Bertoldi, L. Salvaderi, S. Scalcino, “Monte Carlo Approach in planning studies: an application to IEEE RTS”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 3 pp. 1146-1154, 1988.
- [BSZ95a] M.L. Baughman, S.N. Siddiqi, J.W. Zarnikau, “Integrating transmission into IRP - Part I: Analytical approach”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 10, pp. 1652-1659, 1995.
- [BSZ95b] M.L. Baughman, S.N. Siddiqi, J.W. Zarnikau, “Integrating transmission into IRP - Part II: Case study results”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 10, pp. 1660-1666, 1995.
- [BW94] R. Billinton and W. Li, “Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods”, Plenum Press, New York, 1994.
- [C00] Cepel, “Sistema computacional para análise probabilística e avaliação de confiabilidade – NH2”, Manual do usuário versão 5-2, 2000.
- [C00a] Cepel, “Programa de fluxo de potência ótimo - FLUPOT”, Manual do usuário versão 5-1, 2000.
- [C05] Cepel, “Programa de análise de redes - ANAREDE”, Manual do usuário versão V08MAR05A, 2005.
- [CB94] R.S. Chanda, P.K. Bhattacharjee, “Application of computer software in transmission expansion planning using variable load structure”, Electric Power Systems Research, No. 31, pp. 13–20, 1994.
- [CF05a] CEMIG, FUPAI, “Metodologia de planejamento ótimo do sistema

- elétrico considerando os riscos e as incertezas associadas ao processo – desenvolvimento da metodologia de planejamento”, Etapa 2, Relatório 1 – 2005, Fevereiro 2005.
- [CF05b] CEMIG, FUPAI, “Metodologia de planejamento ótimo do sistema elétrico considerando os riscos e as incertezas associadas ao processo – desenvolvimento da metodologia de planejamento”, Etapa 2, Relatório 4 – 2005, Outubro 2005.
- [CGMP03] G. Celli, E. Ghiani, S. Mocci, F. Pilo, “A multi-objective formulation for the optimal sizing and siting of embedded generation in distribution networks”, IEEE Bologna Power Tech, paper 535, Italy, Jun. 2003.
- [CGTT63] W.B. Crowston, F. Glover, G.L.Thompson and J.D. Trawick, “Probabilistic and parametric learning combinations of local job shop scheduling rules,” ONR Research Memorandum No. 117, GSIA, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA,1963.
- [CIGRE93] CIGRE Working Group 37.10, “Dealing with uncertainty in system planning – has flexibility proved to be an adequate answer?”, ELECTRA, No. 151, pp. 53-65, 1993.
- [CIGRE95] CIGRE Working Group 37.10, “Methods for planning under uncertainty - towards flexibility in power system development”, ELECTRA, No. 161, pp. 143-164, 1995.
- [CW00] J. Contreras, F.F. Wu, “A kernel-oriented algorithm for transmission expansion planning”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, pp. 1434–1440, Nov. 2000.
- [DE73] Y.P. Dusonchet, A.H. El-Abiad, “Transmission planning using

- discrete dynamic optimization”, IEEE Trans. Power Appar. Syst., Vol. PAS-92, pp. 1358–1371, July 1973.
- [DGF96] J.G. Dalton, D.L. Garrison, C.M. Fallon, “Value-based reliability transmission planning”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 11, No. 3, pp. 1400–1408, Aug. 1996.
- [EGR04] A.H. Escobar, R.A. Gallego, R. Romero, “Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 19, No. 2, pp. 735-744, May 2004.
- [F75] R. Fischl, “Optimal system expansion: a critical review”, System Engineering for Power: Status & Prospects, ERDA & EPRI Conf., Henniker, 1975.
- [F94] D.B. Fogel, “An introduction to simulated evolutionary optimization”, IEEE Trans. on Neural Networks, Vol. 5, No. 1, Jan. 1994.
- [FBRF05] H. Faria Jr., S. Binato, M.G.C. Resende and D.M. Falcão, “Power transmission network design by greedy randomized adaptive path relinking”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 20, No. 1 , pp. 43-49, Feb. 2005.
- [FC97] W. Fushuan, C.S. Chang, “Transmission network optimal planning using the tabu search method”, Electric Power Systems Research, Vol. 42, No. 2, pp. 153-163, Aug. 1997.
- [FP72] R. Fischl, W.R. Puntel, “Computer aided design of electric power transmission network”, IEEE Winter Power Meeting, 1972.
- [FSGA96] R.N. Fontoura Filho, M. Th. Schilling, P. Gomes, J.C.O. Aires, “Enfrentando incertezas no planejamento da transmissão de

sistemas de potência”, V SEPOPE, Recife-PE, (1996) SP-31.

- [G63] F. Glover, “Parametric combinations of local job shop rules,” Chapter IV, ONR Research Memorandum no. 117, GSIA, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA, 1963.
- [G65] F. Glover, “A multiphase dual algorithm for the zero-one integer programming problem,” *Operations Research*, Vol. 13, No 6, 879, 1965.
- [G70] L.L. Garver, “Transmission network estimation using linear programming”, *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-89, No. 7, Sep. 1970.
- [G89] F. Glover, “Tabu Search – Part I”, *ORSA Journal of Computing*, 1, p. 190-206, 1989.
- [G89a] D.E. Goldberg, “Genetic Algorithms in search, optimization and machine learning”, Addison-Wesley, Massachusetts, 1989.
- [G89b] F. Glover, “Tabu Search – Part I”, *ORSA Journal of Computing*, 1, p. 190-206, 1989.
- [G90] F. Glover, “Tabu search – Part II”, *ORSA Journal on Computing*, 2, p. 04-32, 1990.
- [GAMR97] R.A. Gallego, A.B. Alves, A. Monticelli, R. Romero, “Parallel Simulated Annealing applied to long term transmission network expansion planning”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, pp. 181-188, 1997.

- [GCCP93] B.G. Gorenstin, N.M. Campodonico, J.P. Costa, M.V.F. Pereira, "Power system expansion planning under uncertainty", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 8, pp. 129-136, 1993.
- [GL97] F. Glover e M. Laguna, "Tabu Search", Ed. Kluwer Academic, 1997.
- [GMR98] R.A. Gallego, A. Monticelli, R. Romero, "Transmission expansion planning by extended genetic algorithm", IEE Proc. GTD, Vol. 145, No. 3, pp. 329-335, May 1998.
- [GNCP95] B.G. Gorenstin, P. Novella, J.P. Costa, N. Paciornik, "Planejamento sob incertezas", XIII SNPTEE, Florianópolis - SC, Out.1995.
- [GRM00] R.A. Gallego, R. Romero, A.J. Monticelli, "Tabu search algorithm for network synthesis", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, pp. 490-495, May 2000.
- [GS01] H.A. Gil and E.L. da Silva, "A reliable approach for solving the transmission network expansion planning problem using Genetic Algorithms", Electric Power Systems Research, Vol. 58, No. 1, pp. 45-51, May 2001.
- [H86] P. Hansen, "The steepest ascent mildest descent heuristic for combinatorial programming". Congress on Numerical Methods in Combinatorial Optimization, Capri, Italy, 1986.
- [H92] M. Herdy, "Reproductive isolation as strategy parameter in hierarchically organized evolution strategies," in parallel problem solving from nature 2. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, pp. 207-217, 1992.

- [HG90] E. Hirst, C. Goldman, "Key issues in integrated resource planning for electric utilities", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 5, pp. 1105-1111, 1990.
- [IEEE79] IEEE APM Subcommittee, "IEEE reliability test system", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-99, pp. 2047-2054, Nov/Dec. 1979.
- [IMRV03] M.G. Ippolito, G. Morana, E. Riva Sanseverino, F. Vuinovich, "Risk based optimization for strategical planning of electrical distribution systems with dispersed generation", IEEE Bologna Power Tech, paper 027, Italy, Jun. 2003.
- [K91] F. Kursawe, "A variant of evolution strategies for vector optimization," in parallel problem solving from nature—Proc. 1st Workshop PPSN I (Lecture Notes in Computer Science, vol. 496). Berlin, Germany: Springer, pp. 193–197, 1991.
- [KE95] J. Kennedy, R.C. Eberhart, "Particle swarm optimization", neural networks, Proceedings, IEEE International Conference, Vol. 4, pp. 1942-1948, Dec. 1995.
- [KE97] J. Kennedy, R.C. Eberhart, "A discrete binary version of the particle swarm algorithm", Proceedings of IEEE Conf. on Systems, Man and Cybernetics, pp. 4104-4109, 1997.
- [KPG70] J.C. Kaltenbatch, J. Peshon, E.H. Gehrig, "A mathematical optimization technique for the expansion of electrical power transmission systems", IEEE Trans. Power Appar. Syst., Vol. PAS-89, pp. 113–119, Feb. 1970.
- [KPL88] K.J. Kin, Y. M. Park, K. Y. Lee, "Optimal long term transmission expansion planning based on maximum principle", IEEE Trans. on



Power Systems, Vol. 4, pp.1494-1501, 1988.

- [LC03] J.B. Ludwig, L. Cardoso, “Planejamento com incertezas – o desafio do planejamento da transmissão”, XVII SNPTEE, Uberlândia – MG, Out. 2003.
- [LCAV03] G. Latorre, R.D. Cruz; J.M. Areiza, A. Villegas, “Classification of publications and models on transmission expansion planning”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 18, 2, pp. 938 – 946, May 2003.
- LCPCQ03] J.B. Ludwig, L.M.S. Carijó, F.P. Pereira, L. Cardoso, M.R. Quintanilha “A expansão do sistema de transmissão do estado de Mato Grosso - planejamento com incertezas”, XVII SNPTEE, Uberlândia – MG, Out. 2003.
- [LE02] K.Y. Lee and M.A. El-Sharkawi (Editors), “Tutorial on modern heuristic optimization techniques with applications to power systems”, IEEE PES, IEEE Pub. No. 02TP160, Jan. 2002.
- [LMKM95] W. Li, Y. Mansour, J.K. Korczynski, B.J. Mills, “Application of transmission reliability assessment in probabilistic planning of BC Hydro Vancouver S. M. system”, IEEE Trans. on PWRS, Vol. 10, 1995.
- [LMMB00] A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, J.C.O. Mello, R. Billinton, “Pseudo-chronological simulation for composite reliability analysis with time varying loads”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 1, pp. 73-80, Feb. 2000.
- [LPMM97] A.M. Leite da Silva, A.G. Perez, J.W. Marangon Lima, J.C.O. Mello, “Loss of load costs in generation capacity reliability evaluation”, Electric Power Systems Research, Vol. 41, pp. 109-116, 1997.

- [LRMB04] A. M. Leite da Silva, L. C. Resende, L. A. F. Manso e R. Billinton, "Well-being analysis for composite generation and transmission systems", IEEE Tran. on Power Systems, Vol. 19, No. 4, pp. 1763-1770, Nov. 2004.
- [M80] M. Munasinghe, "A new approach to power system planning", IEEE Trans. Power Appar. Syst., Vol. PAS-99, pp. 1198-1209, 1980.
- [M82] A. Monticelli et al., "Interactive transmission network planning using a least-effort criterion", IEEE Trans. Power Appar. Syst., Vol. PAS-101 pp. 3919-3925, 1982.
- [M83] A. J. Monticelli, "Fluxo de carga em redes de energia elétrica", Edgard Blücher, São Paulo, 1983.
- [M99] L.A.F. Manso, "Um ambiente para planejamento de sistemas de geração e transmissão utilizando o valor da confiabilidade", Tese de Doutorado, UNIFEI, Itajubá, Jun. 1999.
- [M03] V. H. Méndez et al., "A Monte Carlo approach for assessment of investment deferral in radial distribution networks with distributed generation", IEEE Bologna Power Tech, paper 334, Italy, Jun. 2003.
- [M05] V. Miranda, "Computação Evolucionária Fenotípica", Versão 2.0, Março 2005.
- [M07] MATLAB versão 7.0, <http://www.mathworks.com/support/>, 2007.
- [MF02] V. Miranda N. Fonseca, "EPSO – Evolutionary Particle Swarm Optimization, a new algorithm with applications in power systems", Proceedings of IEEE/PES Transmission and Distribution Conference

and Exhibition 2002: Asia Pacific, Vol. 2, pp.745-750, October, 2002.

- [MI03] H. Mori, Y. Iimura, "Application of parallel Tabu Search to distribution network expansion planning with distributed generation", IEEE Bologna Power Tech, paper 490, Italy, Jun. 2003.
- [ML01] L.A.F. Manso, A.M. Leite da Silva, "Planejamento da expansão de sistemas de potência baseado em critérios de confiabilidade", XVI SNPTEE, Campinas – SP, Out. 2001.
- [ML04] L.A.F. Manso, A.M. Leite da Silva, "Probabilistic criteria for power system expansion planning", Electric Power System Research, Vol. 69, No. 1, pp. 51-58, April 2004.
- [MLM99] L.A.F. Manso, A.M. Leite da Silva, J.C.O. Mello, "Avaliação da confiabilidade de sistemas de geração e transmissão considerando cargas variantes no tempo", XV SNPTEE, Grupo VII – GPL/11, Foz do Iguaçu – PR, Out. 1999.
- [MP98] V. Miranda, L.M. Proença, "Probabilistic choice vs. risk analysis-conflicts and synthesis in power system planning", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, No. 3, pp. 1038-1043, Aug. 1998.
- [N95] E.G. Neudorf et al., "Cost-benefit analysis of power system reliability: two utility case studies", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.10, 1667-1675, 1995.
- [O92] A. Ostermeier, "An Evolution Strategy with momentum adaptation of the random number distribution," in parallel problem solving from nature 2. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, pp. 197–206, 1992.

- [PP85] M.V.F. Pereira, L.M.V.G. Pinto, "Application of sensitivity analysis of load supplying capability to interactive transmission expansion planning", IEEE Trans. Power Appar. Syst., Vol. PAS-104, pp. 381–389, Feb. 1985.
- [PPCO85] M.V.F. Pereira, L.M.V.G. Pinto, S.H.F. Cunha, G.C. Oliveira, "A decomposition approach to automated generation/transmission expansion planning", IEEE Trans. Power Appar. Syst., Vol. PAS-104, pp. 3074-3083, 1985.
- [R73] I. Rechenberg, "Evolutions strategie: optimierung technischer systeme nach prinzipien der biologischen evolution", Stuttgart, Germany: Frommann-Holzboog, 1973.
- [R94] I. Rechenberg, "Evolutions strategie'94: in Werkstatt Bionik und Evolutionstechnik". Stuttgart, Germany: Frommann-Holzboog, vol. 1, 1994.
- [R03] A.M. Rei et al., "PLANTAC – uma plataforma de planejamento da transmissão considerando a rede AC e o valor econômico da confiabilidade", XVII SNPTEE, Grupo VII, GPL/015, Uberlândia - MG, Out. 2003.
- [RCHF97] C. Ray, P. Collins, A. Hiorns, D. Friend, "Probabilistic transmission planning in England & Wales", Proceedings of the 5th PMAPS - Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Vancouver, Canada, 21-25/Sept.1997.
- [RM94] R. Romero, A. Monticelli, "A Hierarchical Decomposition Approach for Transmission Network Expansion Planning", IEEE Trans. Power Systems, Vol. 9 pp. 373-380, 1994.

- [RGM96] R. Romero, R.A. Gallego, A. Monticelli, "Transmission system expansion planning by simulated annealing", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 11, pp. 364–369, Feb. 1996.
- [RP96] H. Rudnick, R. Palma, E. Cura, and C. Silva, "Economically adapted transmission systems in open access schemes – Application of genetic algorithms", IEEE Trans. Power Syst., vol. 11, pp. 1427–1440, Aug. 1996.
- [RSLA00] A. Rei, M. Schilling, D. Lima e R. Abdo, "Desempenho probabilístico de linhas de transmissão no Brasil", Nota Técnica, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Outubro 2000.
- [S75] H.-P Schwefel, "Evolutionsstrategie und numerische optimierung", Dissertation, Technische Universität Berlin, Germany, May 1975.
- [S95] H.-P. Schwefel, "Evolution and optimum seeking", New York: Wiley, (Sixth-Generation Computer Technology Series), 1995.
- [SB95] S.N. Siddiqi, M.L. Baugham, "Value-based transmission planning and the effects of network models", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 10, No. 4, Nov., 1995.
- [SBL91] A.P. Sanghvi, N.J. Balu and M.G. Lauby, "Power system reliability planning practices in North America", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 6, No. 4, pp. 1485-1489, Nov. 1991.
- [SGA00] E.L. da Silva, H.A. Gil, J.M. Areiza, "Transmission network expansion planning under an improved genetic algorithm", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, pp. 1168–1175, Aug. 2000.

- [SR95] H. P. Schwefel and G. Rudolph, "Contemporary evolution strategies" in F. Morán, A. Moreno, J.J. Merelo and P. Chacón, eds., "Advances in Artificial Life, 3rd Int. Conference on Artificial Life, Vol. 929 of Lecture Notes in Artificial Intelligence, Springer, Berlin, pp. 893-907, 1995.
- [SRC02] P.S. Sensarma, M. Rahmani, A. Carvalho, "A comprehensive method for optimal expansion planning using particle swarm optimization", Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 2, pp. 1317-1322, Jan. 2002.
- [SSL89] A. Seifu, S. Salon, G. List, "Optimization of transmission line planning including security constraints", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 4, pp. 1507–1513, Oct. 1989.
- [SOOB01] E.L. da Silva, J.M.A. Ortiz, G.C. de Oliveira, and S. Binato, "Transmission network expansion planning under a tabu search approach", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 16, pp. 62–68, Feb. 2001.
- [T96] D.L.S. Tortelly et al., "Expansion planning under uncertainty and competition – techniques and models applied to integrated resource plan of LIGHT", V SEPOPE, Recife, pp. 601-608, 1996.
- [TQ93] H.K. Temraz, V.H. Quintana "Distribution system expansion planning models: An overview", Electric Power Systems Research, Vol. 26, No. 1, pp. 61-70, Jan. 1993.
- [TRC99] P. Tsamasphyrou, A. Renaud, P. Carpentier, "Transmission network planning: An efficient Benders Decomposition Scheme", 13th PSCC – Power Systems Computation Conference, June/July 1999.

- [V96] A. F. Vojdani et al., "Experience with application of reliability and value of service analysis in system planning", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 11, pp. 1489-1496, 1996.
- [VGS85] R. Villasana, L.L. Garver, S.J. Salon, "Transmission network planning using linear programming", IEEE Trans. Power Appar. Syst., Vol. PAS-104, pp. 349-356, 1985.
- [VMRDW03] S. Vassena, P. Mack, P. Rousseaux, C. Druet, L. Wehenkel, "A probabilistic approach to power system network planning under uncertainties", IEEE Bologna Power Tech, paper 271, Italy, Jun. 2003.
- [WB93] Li Wenyuan, R. Billinton, "A minimum cost assessment method for composite generation and transmission system expansion planning", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 8, pp. 628-635, 1993.
- [YH89] H. K. Youssef, R. Hackam, "New transmission planning model", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 4, pp. 9-18, Feb. 1989.