

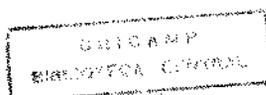
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR Edson Costa
Bortoni E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 10/09/83.
ORIENTADOR

PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS REGIONAIS CONSIDERANDO A
CONTRIBUIÇÃO DA GERAÇÃO DESCENTRALIZADA

Dissertação de mestrado apresentada à Comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

CAMPINAS - 1993



UNIDADE	BC
CHAMADA:	(Unicamp)
B648 p	
30780	
281/97	
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
R\$ 11,00	
14/06/97	
GPD	

CM-00098668-0

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

B648p Bortoni, Edson da Costa
Planejamento de sistemas elétricos regionais
considerando a contribuição da geração descentralizada /
Edson da Costa Bortoni.--Campinas, SP: [s.n.], 1993.

Orientador: Sergio Valdir Bajay.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

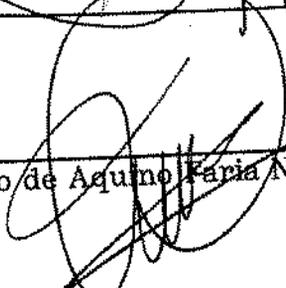
1. Energia - Transmissão. 2. Redes elétricas - Análise.
3. Confiabilidade (Engenharia) I. Bajay, Sergio Valdir.
II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Mecânica. III. Título.

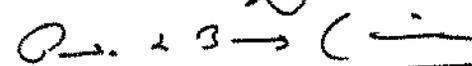
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

TESE DE: MESTRADO
TÍTULO DA TESE: PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS REGIONAIS
CONSIDERANDO A CONTRIBUIÇÃO DA GERAÇÃO
DESCENTRALIZADA.
AUTOR: EDSON DA COSTA BORTONI
ORIENTADOR: Prof. Dr. SERGIO VALDIR BAJAY
CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. AFONSO HENRIQUES MOREIRA SANTOS

APROVADO POR:


Prof. Dr. Sergio Valdir Bajay, presidente


Prof. Dr. Renato de Aquino Faria Nunes


Prof. Dr. Paulo de Barros Correia

Campinas, 10 de setembro de 1993

Porque o Senhor Deus é um sol e escudo; O Senhor dará
graça e glória; não negará bem algum aos que andam na
retidão. Senhor dos Exércitos, bem-aventurado o homem
que em ti põe a sua confiança.

Bíblia Sagrada: Salmos 84:11-12

Dedico este trabalho

À minha mãe, Ângela Márcia;

À memória de meu pai, José Maria;

Aos meus irmãos e a toda minha família.

AGRADECIMENTOS

A Deus, a começar pela vida, pelo seu amor, e pela grandeza do seu resgate, dando a plena certeza da Sua salvação à todos aqueles que Nele crêem.

Aos meus orientadores Sergio Valdir Bajay e Afonso Henriques Moreira Santos, pela amizade, confiança e desprendimento ao passarem os seus conhecimentos e experiências para o desenvolvimento deste trabalho.

À UNICAMP, na pessoa dos seus professores e funcionários, que puderam oferecer os seus recursos para o aprimoramento dos meus conhecimentos e pela experiência de conviver em um ambiente voltado para a pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias.

À EFEI, responsável maior pela minha formação profissional, pelo seu passado glorioso e futuro promissor, que nos ensina a amá-la e desperta um profundo sentimento de poder contribuir para colocá-la na posição de destaque que lhe é devida.

Aos professores Renato de Aquino Faria Nunes e Paulo de Barros Correia por nos honrar com a participação na examinação deste trabalho.

A todos os colegas e amigos que, direta ou indiretamente, me apoiaram nos momentos difíceis, transformando o que seria um trabalho árduo em um desafio que deveria ser vencido com prazer e determinação.

RESUMO

Este trabalho procura apresentar uma interface entre o planejamento elétrico e o planejamento energético, em sistemas regionais. Para tanto são efetuadas uma série de adaptações às ferramentas tradicionais de análise de sistemas elétricos para que melhor se apliquem a estes sistemas de pequeno porte. As análises se prendem ao estudo de fluxo de potência probabilístico, análise de contingências e cálculos de confiabilidade de geração e transmissão. O planejamento da geração descentralizada procura utilizar técnicas que consigam captar os riscos e incertezas envolvidos neste processo, enquanto o planejamento otimizado da transmissão busca obter uma rede robusta, de mínimo custo, capaz de suportar as contingências mais severas. Ao final, toda este ferramental convergirá para uma abordagem interativa, onde o planejador poderá desenvolver um sistema regional que atenda os objetivos técnicos, econômicos, sociais e ambientais.

ÍNDICE GERAL

Índice de figuras	v
Índice de tabelas	viii
Capítulo 1 Introdução	
1.1 Generalidades	1
1.2 Horizonte de planejamento	2
1.3 Escopo da dissertação	3
Capítulo 2 Fluxo de carga	
2.1 Introdução	6
2.2 Modelagem dos componentes do sistema de potência	7
2.2.1 Geradores	7
2.2.2 Cargas	7
2.2.3 Linhas de transmissão	8
2.2.4 Transformadores	9
2.2.5 Capacitores	10
2.3 Formulação do fluxo de potência	10
2.4 Fluxo de potência linearizado	13
2.5 Fluxo de potência não linear	15
2.5.1 Método de Gauss-Seidel	15
2.5.2 Método de Newton-Raphson	18
2.5.3 Métodos desacoplados	21
2.5.4 Características de convergência	24
2.6 Fluxo de carga otimizado	25
2.7 Fluxo de potência probabilístico	28
2.8 Adaptações para sistemas regionais	29
2.9 Aplicação a um sistema regional	32

Capítulo 3 Confiabilidade

3.1	Introdução	38
3.2	Confiabilidade da geração	40
3.2.1	Enumeração dos estados possíveis	41
3.2.2	Convolução discreta	45
3.2.3	Aproximação contínua	47
3.3	Confiabilidade da transmissão	53
3.3.1	Técnicas de classificação	55
3.3.2	Decomposição em subconjuntos para o cálculo do LOLP	58
3.3.3	Decomposição em subconjuntos para o cálculo do EDNS	59
3.3.4	Exemplo de aplicação	61
3.4	Adaptações para sistemas regionais	64
3.4.1	Confiabilidade da geração	64
3.4.2	Confiabilidade da transmissão	65
3.5	Aplicação a um sistema regional	67

Capítulo 4 Análise de contingências

4.1	Introdução	69
4.2	Cálculo das contingências	70
4.2.1	Método dos fatores de distribuição	71
4.2.2	Método da matriz de impedância nodal	72
4.2.3	O emprego de sistemas especialistas	72
4.2.4	Relaxação concêntrica	73
4.2.5	Processo diacóptico	74
4.3	Índices de severidade para seleção de contingências ..	75
4.3.1	Índice de tensão	76
4.3.2	Índice para fluxos de potência	77
4.3.3	Índices simplificados	78
4.4	Adaptações para sistemas regionais	79
4.5	Aplicação a um sistema regional	82

Capítulo 5 Planejamento da geração de energia elétrica

5.1	Introdução	86
5.2	Critérios de seleção e dimensionamento de PCHs	87
5.2.1	Critérios convencionais	88
5.2.1.1	Vazão com 95% de permanência	88
5.2.1.2	Maximização do benefício líquido ...	90
5.2.1.3	Outros critérios de dimensionamento	93
5.2.2	Critérios não convencionais	94
5.2.2.1	Técnicas de "trade-off"	94
5.2.2.2	Matriz "payoff"	98
5.2.2.3	Teoria de portfólio	99
5.3	Adaptações para sistemas regionais	104
5.3.1	Incertezas nos custos	106
5.3.2	Incertezas nas afluências e energia gerada ...	108
5.3.3	Incertezas com relação à tarifa/mercado	109
5.3.4	Análise econômica das alternativas	110
5.4	Aplicação a um sistema regional	113

Capítulo 6 Planejamento da transmissão de energia elétrica

6.1	Introdução	116
6.2	Desenvolvimento da modelagem do sistema	117
6.2.1	Função objetivo	117
6.2.2	Restrições	119
6.2.3	Solução inicial do problema	122
6.2.4	Adequação da modelagem	123
6.3	Adaptações para sistemas regionais	124
6.3.1	Critério de confiabilidade	125
6.3.2	Critério de contingências	128
6.4	Implementação da modelagem	130
6.5	Aplicação a um sistema regional	132

Capítulo 7	Coordenação dos planejamentos elétricos e energéticos	
7.1	Introdução	140
7.2	Coordenação das ferramentas	141
7.2.1	Representação do suprimento centralizado	141
7.2.2	Representação das alternativas descentralizadas	142
7.2.3	Procedimento metodológico	143
7.3	Parametrização dos custos	145
7.3.1	Custo anual do suprimento centralizado	145
7.3.2	Custo anual do suprimento descentralizado	147
7.3.3	Custo anual das linhas de transmissão	148
7.3.4	Custo anual da energia perdida em transmissão	148
7.4	Aplicação a um sistema regional	149
Capítulo 8	Conclusões e recomendações	161
Apêndice	165
Referências bibliográficas	171

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo 1

1.1 Sistema elétrico regional Sul-Sul 5

Capítulo 2

2.1 Representação esquemática dos geradores nos fluxos de potência 7

2.2 Representação esquemática das cargas nos fluxos de potência 8

2.3 Representação esquemática das linhas de transmissão nos fluxos de potência 8

2.4 Representação esquemática dos transformadores nos fluxos de potência 9

2.5 Representação esquemática dos capacitores nos fluxos de potência 10

2.6 Representação esquemática de um sistema de potência ... 11

2.7 Representação esquemática de um sistema de potência utilizado para ilustrar o método de Gauss-Seidel 16

2.8 Características de convergência 25

2.9 Distribuição de probabilidade para o ângulo de potência da barra 5 35

2.10 Distribuição de probabilidade para o fluxo de potência entre as barras 4 e 5 36

2.11 Distribuição de probabilidade para a potência gerada na barra de referência 37

Capítulo 3

3.1 Zonas funcionais básicas e níveis hierárquicos 40

3.2 Modelo de dois estados para unidades geradoras 42

3.3 Função densidade de probabilidade 43

3.4 Curva de duração de carga 43

3.5 Carga fictícia representado a perdas de geração 45

3.6	Determinação do LOLP através da CDCE	46
3.7	Determinação do LOLP através da nova CDCE	47
3.8	Representação esquemática da classificação de estados	56
3.9	Representação esquemática da decomposição do conjunto B	59
3.10	Sistema elétrico exemplo	61
3.11	Decomposição do subconjunto B	63
3.12	Árvore de estados da rede	66

Capítulo 4

4.1	Processo de relaxação concêntrica	74
4.2	Índices de severidade de tensões	77
4.3	Índices de desempenho para fluxo de potência	78
4.4	Resultados da análise de contingências através de índices de severidade	83

Capítulo 5

5.1	Curva de duração de vazão	86
5.2	Curvas de duração de vazão - tipos 1 e 2	87
5.3	Curva de duração de potência	89
5.4	Curva de Energia x Potência instalada	89
5.5	Conceito de dominância	93
5.6	Curva de trade-off	94
5.7	Fronteira de eficiência e curvas de indiferença	97
5.8	Curvas de indiferença	98
5.9	Espaço rentabilidade x risco	99
5.10	Nova fronteira de eficiência	101
5.11	Risco em função do tempo	102
5.12	Distribuição triangular	103
5.13	Histórico de vazões com destaque para a vazão de referência	105
5.14	Discretização dos cenários para as tarifas e suas respectivas probabilidades	106

5.15	Convolução entre uma distribuição normal discretizada e uma distribuição com três cenários equiprováveis ...	107
5.16	Histórico de vazões	110
5.17	Curva de permanência das vazões	110
5.18	Plano μ x σ com as alternativas possíveis	114

Capítulo 6

6.1	Diferentes estados possíveis para as linhas propostas	118
6.2	Coefficiente linearizado de perdas	118
6.3	Fluxograma básico para o critério de confiabilidade ..	126
6.4	Aspécto do modelo resultante	129

Capítulo 7

7.1	Fluxograma do processo de planejamento	144
7.2	Diagrama diário de carga típico	145

Apêndice

A.1	Sistema IEEE de 5 barras	166
A.2	Sistema elétrico de 6 barras	168
A.3	Sistema regional Sul-Sul/CEMIG	168

ÍNDICE DE TABELAS

Capítulo 2

- 2.1 Resultados da análise com o FDCP - ângulos das barras 33
- 2.2 Resultados da análise com o FDCP - fluxos de potência 34

Capítulo 3

- 3.1 Cálculo do LOLP 44
- 3.2 Confiabilidade composta geração-transmissão em cada barra 67

Capítulo 4

- 4.1 Análise de contingências 82

Capítulo 5

- 5.1 Apresentação da matriz payoff 95
- 5.2 Resultados preliminares obtidos 112
- 5.3 Resultados das simulações mais finas 113
- 5.4 Quadro comparativo das diversas metodologias 115

Capítulo 6

- 6.1 Análise do sistema IEEE de 5 barras 127
- 6.2 Análise de sensibilidade 128
- 6.3 Linhas propostas e suas características 133

Capítulo 7

7.1	Tarifas de referência adotadas	150
7.2	Características das linhas propostas	151
7.3	Dados dos suprimentos descentralizados	151
7.4	Quadro comparativo dos índices de confiabilidade	160

Apêndice

A.1	Dados dos elementos do sistema	165
A.2	Dados das potências das barras	166
A.3	Dados das linhas existentes	167
A.4	Dados das linhas propostas	167
A.5	Dados das linhas existentes	169
A.6	Dados das linhas propostas	170
A.7	Dados das potências nas barras em kW	170

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Generalidades

Durante muitos anos o setor elétrico brasileiro buscou atender o seu mercado através da construção de um parque gerador composto por grandes usinas hidrelétricas, acompanhado pela formação de um sistema fortemente interligado. As vantagens da construção em escala, bem como a qualidade excepcional dos aproveitamentos hidráulicos disponíveis, tornaram esta opção extremamente atraente, a despeito da questão ambiental, inviabilizando o desenvolvimento de quaisquer outras opções de geração de energia elétrica.

Porém, recentemente, já não se encontram mais aproveitamentos hidráulicos, próximos às principais regiões de carga, que resultem em construções com baixos custos de geração. Um bom exemplo é o potencial hidráulico da região amazônica que implicaria na construção de sistemas de transmissão em longas distâncias, a níveis de tensão ultra-altos - UHV - com tecnologia ainda muito discutida (ELETRONORTE, 1978), para que a energia gerada pudesse ser transportada aos principais centros de consumo, localizados na região sudeste do país.

Dentro desta nova ótica, começaram a se despontar os recursos de geração descentralizada como uma boa alternativa, a custos competitivos, para o atendimento da demanda de energia elétrica.

A geração descentralizada de energia elétrica se caracteriza pelo atendimento, ao menos parcial, de mercados locais por unidades de geração de pequeno ou médio porte situadas próximas a estes mercados. A geração descentralizada pode ocorrer em sistemas isolados ou interligados eletricamente.

Na geração descentralizada praticada no Brasil, o proprietário das usinas pode ser uma empresa concessionária, uma cooperativa de eletrificação ou um autoprodutor.

Quando interligado, o autoprodutor pode, em princípio, comprar parte de seus requisitos de energia, ou vender o excedente de sua produção para a empresa concessionária mais próxima.

Havendo possibilidade de "aluguel" das linhas de transmissão dessa concessionária, a venda pode ser feita a outras concessionárias interligadas. Naturalmente, arranjos especiais, de cunho institucional, tarifário e contratual devem existir a fim de concretizar esta possibilidade de venda de energia elétrica excedente. Estes arranjos ainda são muito precários no Brasil.

Para exemplificar a geração descentralizada, pode-se citar as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), cuja potência máxima não deve superar 10 MW (DNAEE, 1985), além dos sistemas de cogeração, muito comuns no setor sucro-alcooleiro, refinarias e indústrias químicas, bem como grupos diesel e toda a sorte de fontes renováveis e não-renováveis que resultem na geração de pequenas potências.

O ressurgimento e a atratividade da geração descentralizada é um fato evidente. Este no entanto, tem um caráter substitutivo em regiões isoladas ou remotas, e complementar nos sistemas interligados. Este fato vem contribuir com o desenvolvimento dos chamados sistemas elétricos regionais, ou seja, pequenos sistemas elétricos compostos por várias fontes de geração descentralizada conectadas entre si através de um sistema de subtransmissão ou malhas de repartição. Este tipo de sistema pode também ter a oportunidade de comprar energia de um grande sistema ou não, porém busca-se maximizar a utilização de recursos energéticos disponíveis na própria região.

É interessante lembrar que, até a década de 50, o Brasil apoiou basicamente a sua eletrificação nas pequenas e médias centrais hidrelétricas, sendo estas pertencentes à iniciativa privada ou à municípios. Verdadeiras malhas foram criadas com a interligação de pequenos sistemas, visando um aumento da confiabilidade e da flexibilidade de operação. Entretanto não se perdia a característica fundamental destes sistemas, que era a utilização de mão-de-obra e recursos locais, quando possível fosse (Bajay & Santos, 1986).

1.2 Horizonte de planejamento

Pelo quadro exposto, o presente trabalho procura sistematizar o processo de planejamento de sistemas elétricos regionais, isolados ou interligados, considerando a contribuição da geração descentralizada, dentro de um horizonte de planejamento de médio prazo.

É importante observar que neste contexto, os termos curto, médio e longo prazos, são muito relativos. Em se tratando de grandes sistemas elétricos, o planejamento a longo prazo analisa estratégias de expansão dentro de um horizonte de 25 a 30 anos, o planejamento de médio prazo considera um período de aproximadamente 15 anos, enquanto o curto prazo - onde faz-se uma análise do desempenho do programa de expansão proposto e o atualiza se necessário - considera um horizonte de 5 a 10 anos.

Já nos sistemas regionais, um período de 10 a 15 anos, somente, já é suficiente para modificar completamente as suas condições iniciais. Um bom exemplo é o processo de implantação de pequenas centrais que, desde a idealização de seu projeto até a sua concretização, leva-se menos que cinco anos, incluindo-se aí todos os atrasos "tradicionais"; o mesmo acontece com outras formas descentralizadas de geração e com as linhas de transmissão nos níveis de tensão e distâncias relativas a estes sistemas.

Outro aspecto a ser mencionado é a característica da carga. Ocorre que em grandes sistemas o seu comportamento é bastante previsível, devido principalmente à sua grande diversificação, obtendo-se aí, um efeito de compensação. Em pequenos sistemas, entretanto, estas características não são muito marcantes. Assim, a carga total do sistema pode variar fortemente em função do acréscimo ou diminuição da carga em uma determinada barra. Estas variações podem estar relacionadas com um aumento na safra agrícola ou devido à implantação de um distrito industrial, por exemplo.

Por estas razões, considera-se neste trabalho um horizonte de planejamento de no máximo 10 anos.

1.3 Escopo da dissertação

A dissertação está dividida em oito capítulos, incluindo este, e um anexo, onde estudam-se técnicas de fluxo de potência, confiabilidade da geração e transmissão, análise de contingências, técnicas de planejamento da geração considerando aspectos de riscos e incertezas, e planejamento otimizado da transmissão.

É importante observar que, considerando-se a característica interdisciplinar do curso de planejamento de sistemas energéticos, procurou-se inicialmente dar uma certa visão geral das principais ferramentas de análise de

sistemas elétricos - tais como o cálculo de fluxo de potência, análise de confiabilidade e de contingências - para então aplicá-las ao exercício do planejamento.

Para tanto, nestes capítulos são abordadas as técnicas mais difundidas para a solução destes tipos de problemas, convergindo para uma adaptação destas ferramentas para a sua aplicação em sistemas regionais. O fato é que a maioria das metodologias de análise de sistemas elétricos são desenvolvidas visando a sua aplicação aos grandes sistemas, devendo, portanto, sofrer algumas alterações, ora simplificadoras, ora complicadoras, para que melhor se apliquem aos sistemas elétricos regionais.

No planejamento da geração, dá-se enfoque principalmente à geração de energia elétrica através de pequenas centrais hidrelétricas. As ferramentas ali apresentadas, contudo, podem facilmente serem aplicadas a outros tipos de geração que não este, como mostrado em Santos et alii (1992). Neste capítulo destacam-se as metodologias de planejamento que conseguem captar as incertezas e riscos inerentes ao processo de planejamento.

No capítulo de planejamento da transmissão, desenvolve-se um modelo de programação linear mista-inteira que considera as equações de fluxo da rede através da aplicação das duas leis de Kirchhoff. A formação de uma modelagem mais complexa permite, ainda, a obtenção de uma rede robusta, capaz de suportar as contingências de primeira ordem.

Um capítulo específico trata da coordenação de todas as ferramentas vistas anteriormente, com o objetivo de se obter um planejamento onde as alternativas de expansão - representadas pelo suprimento centralizado, geração descentralizada e linhas transmissão - deverão competir entre si, em um processo interativo com o planejador, para maximizar os objetivos técnicos, econômicos, sociais e ambientais.

Todas estas técnicas serão aplicadas a um sistema regional real, mostrado na figura 1.1, pertencente à CEMIG, localizado no sul de Minas Gerais, bem como a outros sistemas padronizados para testes. Os dados de tais sistemas podem ser encontrados no apêndice da dissertação.

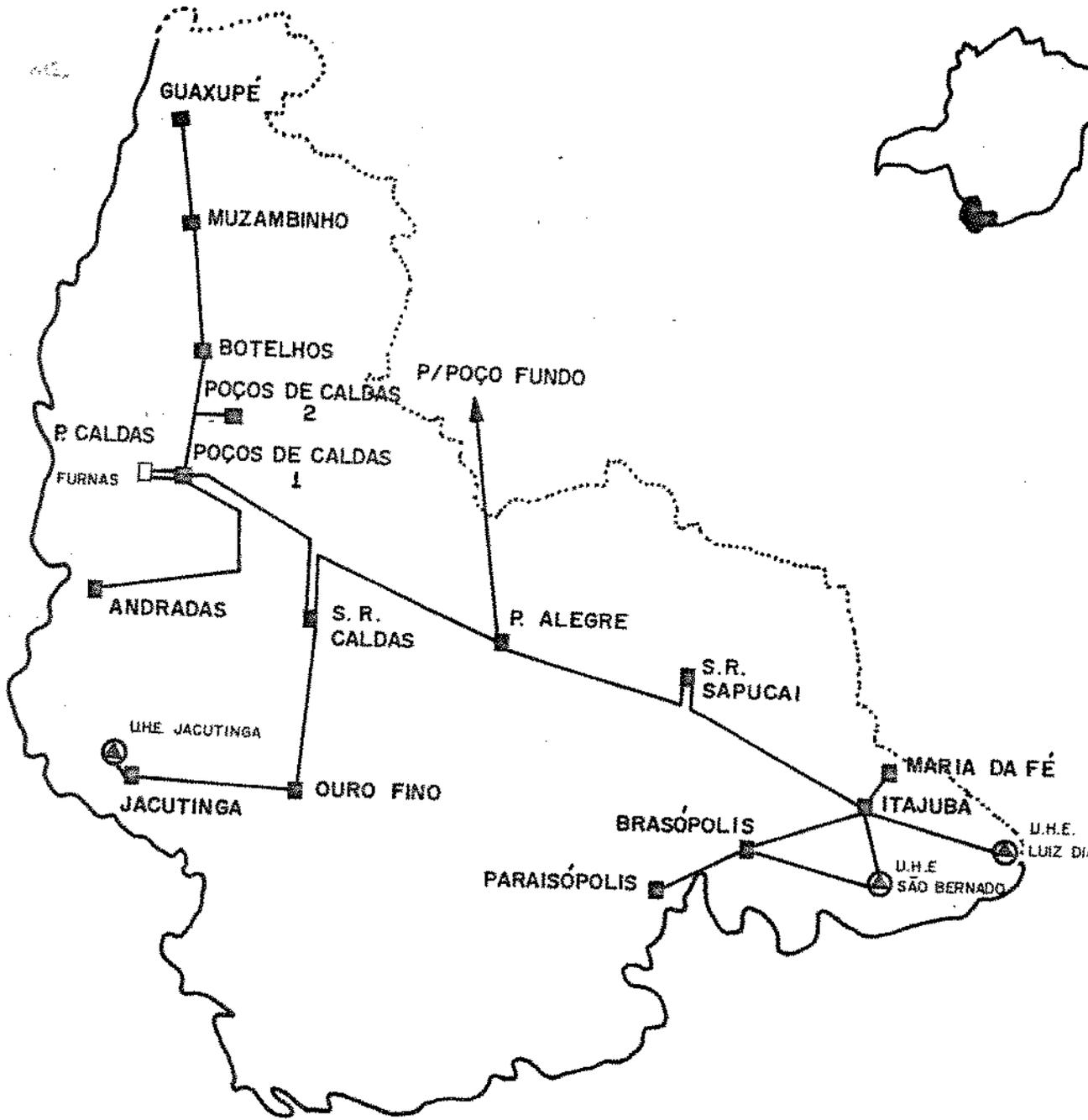


Figura 1.1 Sistema regional Sul-Sul da CEMIG

Capítulo 2

FLUXO DE CARGA

2.1 Introdução

O cálculo de fluxo de carga, ou fluxo de potência, em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação das tensões, em módulo e ângulo, para todas as barras, das distribuições dos fluxos e de algumas outras grandezas de interesse, isso tudo, para uma determinada condição estática de operação e topologia da rede.

Esta análise é extensivamente utilizada nas fases de projeto, planejamento da expansão, planejamento da operação e operação propriamente dita dos sistemas, podendo constituir o estudo em si, ou constar como parte de estudos mais complexos, tais como os de otimização, estabilidade, contingências, controle, supervisão, etc.

Sendo o cálculo dos fluxos de potência em sistemas elétricos uma das ferramentas mais comumente utilizadas pelos engenheiros de sistemas, a história do desenvolvimento de técnicas de solução deste tipo de problema é relativamente longa. Os estudos para o cálculo dos fluxos de potência iniciaram-se com o método de Ward & Hale (1956). Uma modelagem inicial com a técnica de Gauss-Seidel (Glimn & Stagg, 1957), utilizando a matriz de admitância nodal, é apresentada em Brameller & Denmead (1962) e em Freris & Sasson (1968).

Atualmente, o método de Newton-Raphson (Van Ness, 1959), utilizando a matriz de admitância nodal (Tinney & Hart, 1967), tem larga popularidade no meio técnico devido à sua característica quadrática de convergência. Entretanto, este método apresenta limitações para aplicações em computadores de pequeno porte devido à excessiva necessidade de memória em cálculos envolvendo grandes sistemas, o que leva a motivar a exploração da esparsidade da matriz e técnicas especiais de programação.

O problema da velocidade de processamento pode ser considerado resolvido, através do desenvolvimento de técnicas que utilizam o desacoplamento, próprio para grandes sistemas, entre a potência ativa e a potência reativa, tais como o fluxo de potência desacoplado rápido (Stott & Alsac, 1974) e o fluxo desacoplado

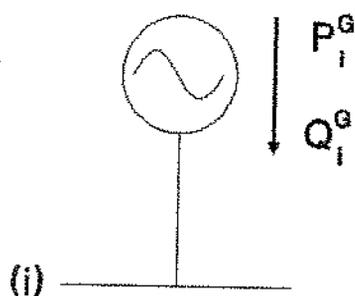
rápido retendo a não linearidade (Iwamoto & Tamura, 1978), dentre outros.

A seguir são apresentadas as modelagens adotadas para os elementos dos sistemas de potência e a descrição suscintã de algumas das técnicas utilizadas para a solução do problema de determinação dos fluxos de potência (Monticelli, 1983).

2.2 Modelagem dos componentes do sistema de potência

2.2.1 Geradores

Os geradores são representados pelas potências ativas e reativas que devem entregar ao nó em que estão conectados. Em alguns casos estas potências podem ser especificadas, enquanto em outros, elas devem ser calculadas. A figura 2.1 traz a sua representação esquemática.



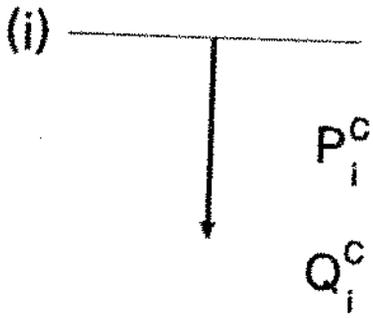
P_i^G = potência ativa gerada na barra i

Q_i^G = potência reativa gerada na barra i

Figura 2.1 Representação esquemática dos geradores nos fluxos de potência

2.2.2 Cargas

As cargas são representadas pelas potências ativas e reativas consumidas. Estas são consideradas constantes dentro do intervalo de tempo em que se considera o sistema elétrico em uma condição estática. A seguir tem-se a sua representação esquemática.



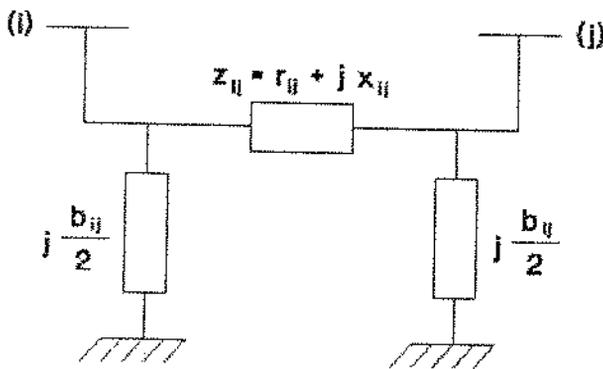
P_i^c = potência ativa consumida na barra i
 Q_i^c = potência reativa consumida na barra i

Figura 2.2 Representação esquemática das cargas nos fluxos de potência

2.2.3 Linhas de transmissão

As linhas de transmissão são representadas pelo seu circuito π equivalente, conforme ilustrado na figura 2.3.

No caso de linhas curtas, é comum desprezar-se as susceptâncias capacitivas no circuito π equivalente. As linhas médias e longas devem ser representadas pelo circuito completo, sendo que no caso destas últimas, a impedância série e as susceptâncias "shunt" deverão apresentar os valores já devidamente corrigidos, conforme determina a teoria de linha longa.



x_{ij} = reatância do ramo ij
 r_{ij} = resistência do ramo ij
 b_{ij} = susceptância do ramo ij

Figura 2.3 Representação das linhas de transmissão nos fluxos de potência

2.2.4 Transformadores

Os transformadores são representados pela sua impedância série, que é igual à sua impedância de dispersão, mais sua admitância "shunt", que é igual ao inverso da sua impedância de magnetização; esta última normalmente é desprezada.

Se apresentarem "taps" variáveis, a relação de transformação apresenta apenas números reais e é da forma $1:p$, onde p é o valor do "tap" em p.u.; por outro lado, nos transformadores com defasamento angular, a relação de transformação envolve números complexos e é da forma $1:p+jq$, onde p é o valor do "tap" em fase e q é o valor do "tap" em quadratura, ambos em p.u.. Estes efeitos devem ser considerados durante a montagem da matriz de admitância. Os transformadores são apresentados esquematicamente a seguir.

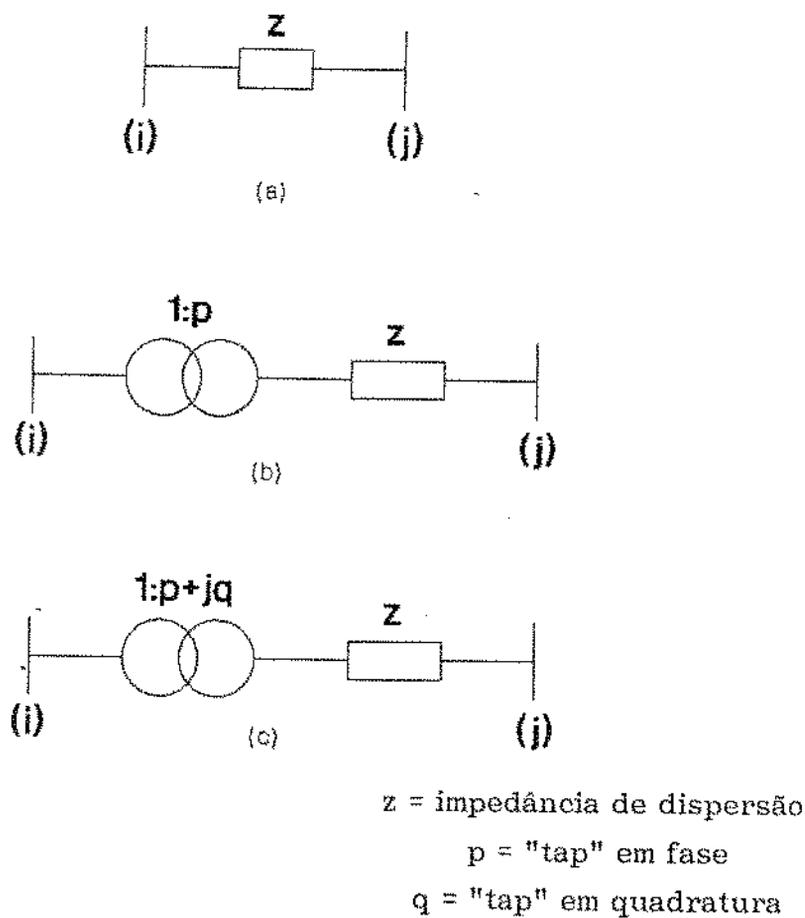
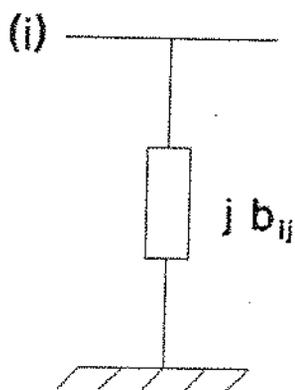


Figura 2.4 Representações esquemáticas dos transformadores nos fluxos de potência

2.2.5 Capacitores

Os capacitores são normalmente representados pela potência reativa fornecida por eles, sob tensão nominal, ao barramento ao qual estão conectados.

O capacitor é introduzido na matriz de admitância através do valor da sua susceptância conectada entre a barra (i) e a terra, como mostrado a seguir, onde em p.u., $b_{ii} = Q_i$.

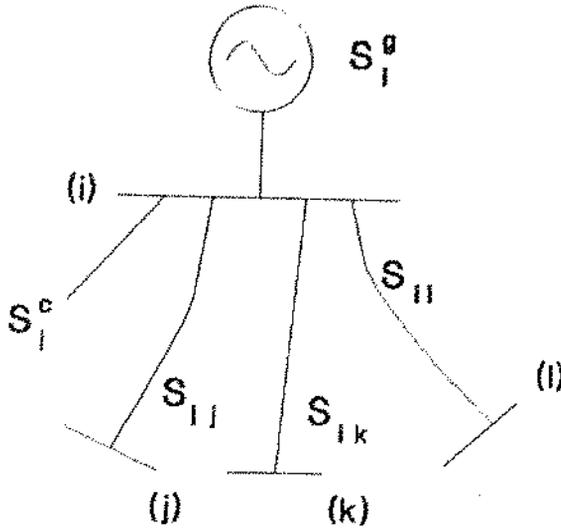


b_{ii} = susceptância equivalente ao capacitor

Figura 2.5 Representação esquemática dos capacitores nos fluxos de potência

2.3 Formulação do fluxo de potência

Seja o sistema de potência da figura 2.6:



E_i = Tensão da barra i
 S_i^g = Potência gerada na barra i
 S_i^c = Potência consumida na barra i
 S_{in} = Fluxo de potência da barra i para a barra n

Figura 2.6 Representação esquemática de um sistema de potência

Para este sistema tem-se:

$$S_i = P_i + j Q_i = S_i^g - S_i^c \tag{2.1}$$

com

$$\begin{cases} P_i = P_i^g - P_i^c \\ Q_i = Q_i^g - Q_i^c \end{cases} \tag{2.2}$$

e

$$I_i = \sum_{k \in \psi_i} Y_{ik} E_k \tag{2.3}$$

onde ψ_i é o conjunto da barra i e suas vizinhas imediatas, I_i é a corrente que flui da barra i e Y_{ik} é a admitância entre as barras i e k .

Pode-se, também, escrever:

$$S_i = I_i^* E_i \quad (2.4)$$

$$S_i = E_i \sum_{k \in \Psi_i} Y_{ik} E_k \quad (2.5)$$

onde I_i^* , Y_{ik}^* e E_k^* são o complexo conjugado da corrente que flui da barra i , da admitância entre as barras i e k , e da tensão da barra k .

Na forma polar tem-se:

$$E_i = V_i e^{j\theta_i} \quad (2.6)$$

$$E_i E_k^* = V_i e^{j\theta_i} V_k e^{-j\theta_k} = V_i V_k e^{j(\theta_i - \theta_k)} \quad (2.7)$$

onde $(\theta_i - \theta_k) = \theta_{ik}$ é o ângulo de carga do ramo $i-k$

Como $e^{j\theta_{ik}} = \cos \theta_{ik} + j \operatorname{sen} \theta_{ik}$, resulta:

$$E_i E_k^* = V_i V_k (\cos \theta_{ik} + j \operatorname{sen} \theta_{ik}) \quad (2.8)$$

e, desde que Y_{ik} pode ser escrito como:

$$Y_{ik}^* = G_{ik} + j B_{ik} \quad (2.9)$$

onde G_{ik} e B_{ik} são a condutância e a susceptância do ramo ik , respectivamente.

Tem-se, finalmente:

$$S_i = \sum_{k \in \Psi_i} [V_i V_k (\cos \theta_{ik} + j \operatorname{sen} \theta_{ik})(G_{ik} + j B_{ik})] \quad (2.10)$$

Separando-se a parte real da parte imaginária vem:

$$P_i = \sum_{k \in \Psi_i} V_i V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \operatorname{sen} \theta_{ik}) = P_i^g - P_i^c \quad (2.11)$$

Pode-se então definir:

$$Q_i = \sum_{k \in \psi_i} V_i V_k (G_{ik} \operatorname{sen}\theta_{ik} - B_{ik} \operatorname{cos}\theta_{ik}) = Q_i^g - Q_i^c \quad (2.12)$$

$$g_i^p = P_i^g - P_i^c - V_i \sum_{k \in \psi_i} V_k (G_{ik} \operatorname{cos}\theta_{ik} + B_{ik} \operatorname{sen}\theta_{ik}) = 0 \quad (2.13)$$

$$g_i^q = Q_i^g - Q_i^c - V_i \sum_{k \in \psi_i} V_k (G_{ik} \operatorname{sen}\theta_{ik} - B_{ik} \operatorname{cos}\theta_{ik}) = 0 \quad (2.14)$$

que são as equações que determinam as gerações do sistema. Os fluxos de potência nas linhas do sistema elétrico são calculados a partir dos valores das tensões e respectivos ângulos de fase que satisfazem as expressões (2.13) e (2.14).

2.4 Fluxo de potência linearizado

O fluxo de carga linearizado, ou fluxo DC, é um fluxo de potência aproximado (Brown, 1975), onde o modelo do sistema é obtido em forma linearizada através das seguintes suposições:

- a) Os módulos das tensões em todos os nós do sistema são constantes e iguais a 1 p.u.;
- b) Todas as potências reativas do sistema - gerações, consumos, fluxos e perdas - são ignoradas;
- c) Os ângulos de fase de todos os ramos, dados pela diferença entre os ângulos de fase das tensões dos nós terminais desses ramos são pequenos, de modo que, em radianos, $\operatorname{sen}\theta \approx \theta$.
- d) As resistências série de todos os ramos podem ser desprezadas;
- e) Todos os elementos "shunt" do sistema podem ser desprezados.

De acordo com a suposição (b), a equação (2.12) pode ser ignorada. Para cada nó i , permanece apenas a equação (2.11) que, de acordo com a suposição (a), pode ser escrita como:

$$P_i = \sum_{k \in \psi_i} (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (2.15)$$

Como

$$G_{ik} = \frac{r_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} \quad (2.16)$$

$$B_{ik} = \frac{x_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2}$$

e, considerando as suposições (c) e (d), a equação (2.15) pode ser re-escrita como:

$$P_i = \sum_{k \in \psi_i} \frac{(\theta_i - \theta_k)}{x_{ik}} \quad (2.17)$$

Se a equação (2.17) for aplicada para todos os nós do sistema, obter-se-á um sistema de equações lineares com n equações - correspondentes às n potências ativas injetadas - e n incógnitas - correspondendo aos n ângulos de fase das tensões - onde n é o número de nós do sistema. Este sistema pode ser escrito na seguinte forma matricial:

$$P = B' \theta \quad (2.18)$$

onde P é o vetor de potências ativas injetadas nos nós do sistema, θ é o vetor dos ângulos de fase das tensões nodais do sistema e B' é uma matriz quadrada, de ordem n , cujos elementos são dados pelas expressões:

$$B_{ik} = -\frac{1}{x_{ik}} \quad (2.19)$$

$$B_{ii} = \sum_{k \in \psi_i} \frac{1}{x_{ik}}$$

Em virtude da suposição (e), a matriz B' é singular. No entanto,

$$\hat{P} = \hat{B}' \hat{\theta} \quad (2.20)$$

aproveitando a necessidade de tomar-se o ângulo de fase da tensão de um dos nós como referência para os demais ângulos, pode-se levantar a singularidade de B' referindo-a a esse nó. Isto corresponde a retirar de B' a linha e a coluna relativas ao mesmo. A equação (2.18) com a redução descrita acima torna-se:

A solução de (2.20) é dada por:

$$\hat{\theta} = \hat{B}^{-1} \hat{P} \quad (2.21)$$

Uma vez conhecidos os valores dos ângulos de fase das tensões em todos os nós da rede, pode-se calcular os fluxos de potência ativa em todos os ramos do sistema através da expressão simplificada:

$$P_{ik} = \frac{\theta_i - \theta_k}{x_{ik}} \quad (2.22)$$

A expressão acima resulta da expressão exata, quando à mesma são aplicadas as suposições do fluxo DC.

2.5 Fluxo de potência não-linear

2.5.1 Método de Gauss-Seidel

O método iterativo de Gauss-Seidel pode ser utilizado para a solução das equações não-lineares do fluxo de potência segundo a seguinte formulação (Stagg & El-Abiad, 1979; Stevenson, 1982).

Seja o sistema de potência da figura 2.7.

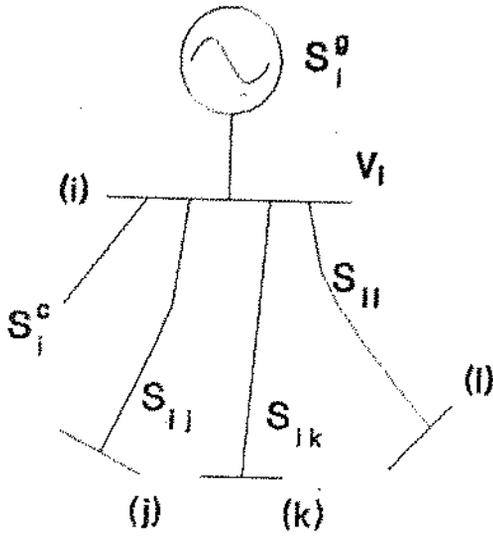


Figura 2.7 Representação esquemática do sistema de potência utilizado para ilustrar o método de Gauss-Seidel

Para este sistema, tem-se:

$$S_i = V_i I_i^* \tag{2.23}$$

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \tag{2.24}$$

A corrente total fluindo da barra i através das linhas ligadas às suas barras vizinhas, é dada por:

$$I_i = \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \tag{2.25}$$

Comparando (2.24) e (2.25), resulta que:

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \tag{2.26}$$

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = Y_{ii} V_i + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} V_k$$

Colocando-se em evidência a barra i , vem:

ou

$$Y_{ii} V_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} V_k$$

e, finalmente:

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} V_k \right] \quad (2.27)$$

Daí, a equação de recorrência para a técnica de Gauss pode ser escrita como:

$$V_i^{v+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{(V_i^v)^*} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} V_k^v \right] \quad (2.28)$$

onde v é o número da iteração.

Uma considerável economia em termos de cálculos computacionais pode ser conseguida se forem feitas antecipadamente todas as operações que não mudam com as iterações; assim, pode-se calcular antecipadamente:

$$A_i = \frac{P_i - jQ_i}{Y_{ii}} \quad p/ i = 2, \dots, n \quad (2.29)$$

e

$$B_{ik} = \frac{Y_{ik}}{Y_{ii}} \quad p/ i = 2, \dots, n \text{ e } k = 1, \dots, n \quad (2.30)$$

Resultando no novo formato, abaixo, para a equação de recorrência do método:

$$V_i^{(v+1)} = \frac{A_i}{(V_i^v)^*} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n B_{ik} V_k^v \quad (2.31)$$

O processo iterativo deve continuar até que a diferença, da tensão em cada barra, entre duas iterações consecutivas seja menor do que uma tolerância desejada e, isto é:

$$\Delta V_i = |V_i^{v+1} - V_i^v| \leq \varepsilon \quad p/ i = 2, \dots, n \quad (2.32)$$

Com o método de Gauss-Seidel consegue-se uma maior velocidade de convergência - em comparação com o método de Gauss - graças à simples e óbvia modificação que consiste em se usar uma variável já calculada na iteração atual para o cálculo das variáveis restantes na mesma iteração; assim para o cálculo de $V_3^{(v+1)}$ não se usa o valor $V_2^{(v)}$, mas sim $V_2^{(v+1)}$, pois este valor já foi calculado.

2.5.2 Método de Newton-Raphson

Os sistemas elétricos trabalham, de uma forma geral, com os valores dos níveis de tensão próximos a 1 p.u.. Devido a este detalhe, as equações (2.13) e (2.14) obtidas na seção 2.3, podem ser resolvidas através de uma linearização próxima do ponto de operação, obtida com o truncamento da série de Taylor no seu segundo termo. Isto permite a solução do problema linearizado através do método de Newton. Formalmente, dado um sistema de equações $f(x)$, se for conhecido o vetor x^v das variáveis que constituem uma aproximação inicial das raízes do sistema, então, uma aproximação melhor pode ser obtida calculando-se:

$$x^{v+1} = x^v + \Delta x^v$$

onde

$$\Delta x^v = -(J^v)^{-1} \cdot f(x^v) \quad (2.33)$$

J^v é a matriz jacobiana, quadrada, que contém os valores numéricos das derivadas parciais de primeira ordem de todas as n equações $f(x)$ com relação a todas as incógnitas x , calculadas na iteração u , ou seja:

$$J_{pq} = \frac{\partial f_p}{\partial x_q} \quad (2.34)$$

No caso do fluxo de carga, as incógnitas são o módulo das tensões e os respectivos ângulos de fase em cada barra. Sendo assim, para a aplicação do método de Newton-Raphson sobre as equações (2.13) e (2.14), faz-se necessária a definição de três tipos de barras.

a) Barra de referência ("Slack"):

V_i e q_i são conhecidos, portanto não é necessária nenhuma equação para este nó. Esta barra deve ser uma barra de geração e, preferencialmente, estar centrada eletricamente com relação ao sistema;

b) Barras PQ:

São barras de carga, P_i e Q_i são conhecidos, V_i e θ_i são incógnitas, portanto, são necessárias duas equações, g_i^p e g_i^q ;

c) Barras PV:

São barras de geração, V_i é conhecido e θ_i é desconhecido, portanto, necessita-se de apenas uma equação, g_i^p .

Assim, o número total de incógnitas, e equações, é $n_{pv} + n_{pq}$, onde n_{pv} é o número de barras PV e n_{pq} é o número de barras PQ.

O vetor x , contendo todas as incógnitas (aproximações iniciais), pode ser representado da seguinte forma:

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \begin{matrix} n_{pv} + n_{pq} \\ n_{pq} \end{matrix} \quad (2.35)$$

Analogamente, o vetor g que engloba todas as equações dos fluxos de carga, pode ser representado como:

$$x = \begin{bmatrix} g^p \\ g^q \end{bmatrix} \begin{matrix} n_{pv} + n_{pq} \\ n_{pq} \end{matrix} \quad (2.36)$$

Da mesma forma, tem-se o cálculo do vetor das correções Δx :

$$\Delta \mathbf{x} = \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \begin{matrix} n_{pv} + n_{pq} \\ n_{pq} \end{matrix} \quad (2.37)$$

Assim, as equações recursivas do método de Newton-Raphson são:

$$\begin{bmatrix} \theta^{v+1} \\ \mathbf{V}^{v+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^v \\ \mathbf{V}^v \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

e

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta \mathbf{V}^v \end{bmatrix} = - [\mathbf{J}^v]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{g}^p \\ \mathbf{g}^q \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

A matriz Jacobiana é dada por:

$$\mathbf{J}^v = \begin{bmatrix} \mathbf{H}^v & \mathbf{N}^v \\ \mathbf{M}^v & \mathbf{L}^v \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

onde:

$$\mathbf{H}_{ij} = \frac{\partial g_i^p}{\partial \theta_j} \quad (2.41)$$

$$\mathbf{N}_{ij} = \frac{\partial g_i^p}{\partial V_j} \quad (2.42)$$

$$\mathbf{M}_{ij} = \frac{\partial g_i^q}{\partial \theta_j} \quad (2.43)$$

$$\mathbf{L}_{ij} = \frac{\partial g_i^q}{\partial V_j} \quad (2.44)$$

Afim de tornar numericamente iguais os termos H_{ij} e L_{ij} , e simétricos os termos M_{ij} e N_{ij} , reduzindo o esforço computacional, é comum redefinir as sub-matrizes N e L , bem como o vetor Δx , da seguinte forma:

$$N_{ij} = V_j \cdot \frac{\partial g_i^p}{\partial V_j} \quad (2.45)$$

$$N_{ii} = V_i \cdot \frac{\partial g_i^p}{\partial V_i} \quad (2.46)$$

$$L_{ij} = V_j \cdot \frac{\partial g_i^q}{\partial V_j} \quad (2.47)$$

$$L_{ii} = V_i \cdot \frac{\partial g_i^q}{\partial V_i} \quad (2.48)$$

As novas equações recursivas passam a ser dadas por:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta V/V^v \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} H^v & N^v \\ M^v & L^v \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

$$\begin{bmatrix} \theta^{v+1} \\ V^{v+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^v \\ V^v \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta V/V^v \end{bmatrix} \quad (2.50)$$

2.5.3 Métodos desacoplados

Os métodos desacoplados, como o próprio nome sugere, baseiam-se no desacoplamento $P\theta-QV$, isto é, os fluxos de potência ativa são fortemente influenciados pelos ângulos de fase das tensões - e vice-versa - e praticamente são independentes dos módulos das tensões - e vice-versa. Por outro lado, os fluxos de potência reativa são fortemente dependentes dos módulos das tensões - e vice-versa - e apenas fracamente influenciados pelos ângulos de fase das

tensões - e vice-versa. Isto pode ser verificado através das derivadas $dP/d\theta$ e dQ/dV , que são muito mais significativas que as derivadas dP/dV e $dQ/d\theta$.

Este tipo de relação, em geral, se verifica em redes de transmissão com tensões superiores a 230 kV, principalmente devido à baixa relação R/X das linhas de transmissão nesta faixa de tensão.

Vários foram os métodos propostos para a solução deste tipo de problema, porém um dos métodos que alcançou maior destaque é o chamado "Desacoplado Rápido", desenvolvido por Alsaç e Stott em 1974, que traduz este desacoplamento da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} H^v & \\ & L^v \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta V/V^v \end{bmatrix} \quad (2.51)$$

Separando-se em duas equações tem-se:

$$\Delta P^v = - H^v \cdot \Delta \theta^v \quad (2.52)$$

e

$$\Delta Q^v = - L^v \cdot \Delta V/V^v \quad (2.53)$$

onde

$$H_{ij} = L_{ij} = - V_i V_j (G_{ij} \operatorname{sen}\theta_{ij} - B_{ij} \operatorname{cos}\theta_{ij}) \quad (2.54)$$

$$H_{ii} = V_i^2 B_{ii} - \Delta Q_i + Q_i^g - Q_i^c \quad (2.55)$$

$$L_{ii} = V_i^2 B_{ii} + \Delta Q_i - Q_i^g + Q_i^c \quad (2.56)$$

Pode-se também considerar as seguintes aproximações:

- a) $\cos \theta_{ij} = 1$
- b) $\operatorname{sen} \theta_{ij} = 0$
- c) $G_{ij} \ll B_{ij}$
- d) $V_i B_{ii} \gg \Delta Q_i - Q_i^g + Q_i^c$

o que leva às seguintes expressões:

$$H_{ij} = L_{ij} \approx V_i B_{ij} V_j = VB'V \quad (2.57)$$

$$H_{ii} = L_{ii} \approx V_i B_{ii} V_j = VB''V \quad (2.58)$$

Assim:

$$\Delta P^v = - VB'V^v \cdot \Delta \theta^v \quad (2.59)$$

$$\Delta Q^v = - VB''V^v \cdot \Delta V/V^v \quad (2.60)$$

Nestas equações as tensões V_i à esquerda dos elementos B_{ij} referem-se aos termos ΔP_i e ΔQ_i , enquanto as tensões V_j à direita estão relacionadas com os termos $\Delta \theta_j$ e $\Delta V_j/V_j$; dessa forma, pode-se escrever:

$$\Delta P/V^v = - B'V^v \cdot \Delta \theta^v \quad (2.61)$$

$$\Delta Q/V^v = - B''V^v \cdot \Delta V/V^v \quad (2.62)$$

As tensões V à direita de B' ainda representam um fator de acoplamento, que pode ser removido considerando essas tensões como sendo fixas e iguais a 1 p.u.. Resultam, então, as equações:

$$\Delta P/V^v = - B' \cdot \Delta \theta^v \quad (2.63)$$

$$\Delta Q/V^v = - B'' \cdot \Delta V^v \quad (2.64)$$

onde

$$B'_{ij} = - \frac{1}{x_{ij}} \quad (2.65)$$

$$B''_{ij} = - B'_{ij} \quad (2.66)$$

$$B'_{ii} = \sum_{k \in \Psi} \frac{1}{x_{ik}} \quad (2.67)$$

$$B''_{ii} = - B'_{ii} \quad (2.68)$$

É importante se observar que, mesmo depois de tantas aproximações, os resultados obtidos são ainda confiáveis pois, os erros a cada iteração são sempre calculados com base nas equações originais completas, o que implica num maior número de iterações, mas cada uma delas é muito mais rápida.

A atratividade desse método é evidente. O cálculo dos vetores $\Delta\theta$ e ΔV é extremamente rápido, usando fatores constantes B' e B'' . Estas equações são alternadas uma com a outra dentro de um certo esquema que leva à mesma solução que seria obtida com o método de Newton-Raphson clássico.

2.5.4 Características de convergência

Cada método apresentado utiliza-se de uma técnica própria para a solução das equações do fluxo de potência em um sistema elétrico. Em alguns casos, até mesmo as equações do sistema são escritas de uma forma diferente.

Estas diferenças irão refletir de duas formas básicas na obtenção da solução do problema, ou seja, no número de iterações até se obter um nível de precisão pré-especificado e no tempo gasto em cada iteração. Estes dois fatores serão preponderantes na eficácia de cada método (Ekwue & MacQueen, 1991).

A figura 2.8 apresenta uma comparação gráfica das características de convergência dos métodos apresentados.

Mesmo havendo um progresso substancial, o cálculo de fluxo de carga ainda se constitui um problema, principalmente com relação à sua aderência à não-linearidade e restrições reais de operação. Existe um grave problema em estudos de fluxo de potência quando aplicados a certos sistemas, onde o processo de convergência através dos métodos tradicionais diverge e se mantém numa característica oscilatória. Tais sistemas são comumente denominados sistemas mal-condicionados.

Observa-se ainda que os métodos numéricos de solução utilizados apresentam melhores resultados quando a matriz representativa do sistema é diagonalmente dominante, o que não acontece, por exemplo, quando o sistema apresenta características fortemente radiais, o que, não raramente, acontece em sistema elétricos regionais.

Em sendo assim, algumas adaptações devem ser efetuadas aos métodos tradicionais para que melhorem o seu desempenho na solução de tais sistemas, como são propostas em Iwamoto et alii (1981), Prasad et alii (1990) e Rajicic & Bose (1988).

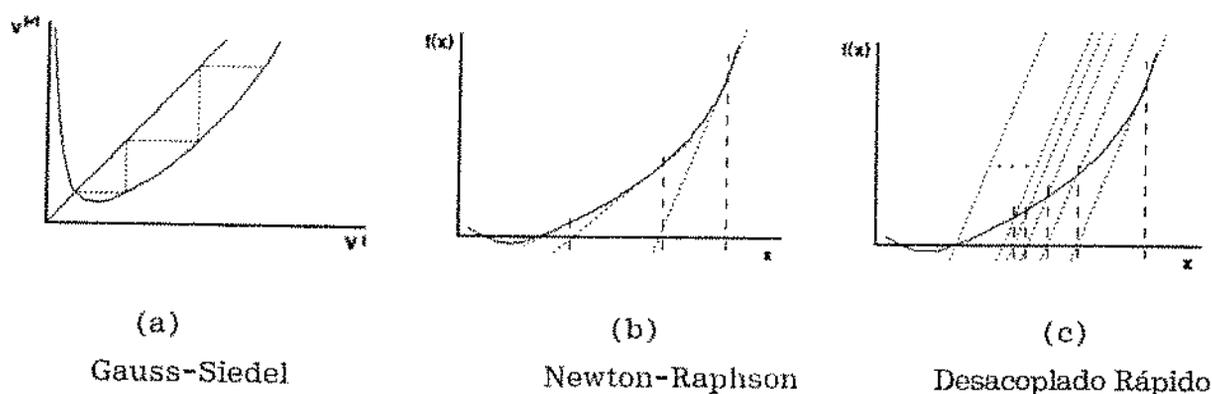


Figura 2.8 Características de convergência

2.6 Fluxo de carga otimizado

O fluxo de carga otimizado é uma ferramenta muito importante para a operação dos sistemas elétricos de potência (Dommel & Tinney, 1968; Sasson, 1976), posto que este calcula as gerações necessárias e os níveis de tensões nos geradores de modo a minimizar certos custos operacionais, tais como as perdas, alocação de

capacitores, fluxos reativos, mudança de "taps" em transformadores, quedas de tensão e sobrecargas.

Embora com uma expressiva lista de potencialidades para a sua aplicação, pode-se dizer que, em geral, esta ferramenta não tem sido muito explorada na operação e planejamento dos sistemas elétricos, a menos dos métodos que buscam reduzir as perdas na transmissão de energia elétrica e no despacho econômico, onde se observa uma maior concentração dos esforços.

Em geral, os problemas de otimização se apresentam da seguinte forma:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min f(u,x) \\ \text{s.a. } g(u,x) = 0 \\ \quad h(u,x) \leq 0 \end{array} \right. \quad (2.69)$$

onde

- f = função objetivo;
- u = vetor de controle;
- x = vetor de estado;
- g = equações do fluxo de potência;
- h = limites operativos.

No problema de despacho econômico, a função objetivo pode ser definida da seguinte forma:

$$f(u,x) = \sum_{i=1}^{NG} F_i(Pg_i) \quad (2.70)$$

onde $F_i(Pg_i)$ é uma função que caracteriza o custo necessário para a geração de uma determinada potência Pg pela unidade geradora i e NG é o número de unidades geradoras pertencentes ao sistema em análise.

Para a solução deste tipo de problema pode-se lançar mão de várias técnicas de otimização, lineares ou não-lineares. As técnicas lineares têm sido empregadas em modelagens desacopladas no intuito de promover a velocidade de obtenção da solução otimizada, viabilizando a sua aplicação "on-line" na operação dos sistemas elétricos (Contaxis et alii, 1986). Observe-se que, devido à natureza não-linear do problema envolvido, deve-se proceder a várias aproximações para o emprego desta técnica (Tinney et alii, 1989).

Por outro lado, as técnicas não-lineares utilizam métodos baseados no gradiente reduzido e fatores de penalidade, dentre outros, e, em geral, apresentam melhores resultados, sobretudo devido a um menor número de aproximações, de modo que os resultados obtidos ficam realmente bastante próximos do ponto ótimo de operação.

Deve-se observar, também, que este modelo tem sido principalmente utilizado em sistemas onde a geração é basicamente de origem térmica e o custo dos combustíveis constituem um grande peso no custo total de operação. No caso de sistemas baseados em energia hidráulica, pode-se relacionar o custo da geração como sendo uma função das disponibilidades hidrológicas e do volume d'água armazenado nos reservatórios. Em ambos os casos, porém, uma representação adequada das perdas em transmissão de energia pelo sistema é fundamental para a sua adaptação às realidades.

No caso em que a função objetivo passa a ser a minimização das perdas na transmissão de energia elétrica, a modelagem permanece praticamente a mesma, alterando-se somente a função objetivo, que pode se apresentar de várias formas (El-Hawary & Ravindranath, 1990).

Uma das formas mais antigas e com maior aceitação na coordenação de sistema hidrotérmicos é a fórmula de Kron para as perdas, que as considera como uma função quadrática das gerações de potência ativa:

$$P_L = K_{LO} + \sum_{i=1}^{NG} B_{i0} P_{g_i} + \sum_{i=1}^{NG} \sum_{j=1}^{NG} B_{ij} P_{g_i} P_{g_j} \quad (2.71)$$

onde P_{g_i} é a geração ativa na i -ésima barra do sistema e K_{LO} , B_{i0} e B_{ij} são coeficientes da fórmula de perdas, determinadas "a priori".

Uma alternativa simplificada para a contabilização das perdas na transmissão de energia elétrica é dada por:

$$P_L = \sum_{i=1}^{NG} P_{g_i} - P_D \quad (2.72)$$

onde P_D é a demanda total do sistema.

O ferramental matemático a ser empregado na solução do problema irá depender fundamentalmente da forma da função objetivo e das restrições adotadas, ou seja, se são lineares ou não-lineares.

Atualmente cogita-se, também, de uma modelagem multi-objetivo (Wadha & Jain, 1990), onde procura-se abordar a questão das perdas de energia na

transmissão e o custo da geração em um único problema, de uma forma simultânea. Isto traz como vantagens uma versátil generalização das técnicas atualmente utilizadas e uma percepção mais realista do problema, fornecendo ao elemento decisor ferramentas para uma análise qualitativa e quantitativa da solução alcançada, através do "trade-off" entre os objetivos considerados.

2.7 Fluxo de potência probabilístico

O estudo e a pesquisa de métodos de análise aplicáveis a sistemas elétricos de potência conduziram ao desenvolvimento de técnicas eficientes, precisas e rápidas para executar cálculos de fluxo de potência, com o objetivo de monitorar e avaliar o desempenho de tais sistemas.

Contudo, os métodos usuais são predominantemente determinísticos, já que, durante cada solução do fluxo de potência, os parâmetros de entrada - carga, geração e topologia da rede - são mantidos constantes, levando a resultados que são, no máximo, tão exatos quantos forem os parâmetros de entrada. As incertezas relacionadas a estes dados podem decorrer em função de vários fatores, dentre eles, pode-se destacar:

- a) Erros de medidas;
- b) A carga é projetada dentro de certos limites;
- c) Anomalias intempestivas.

A consideração de tais incertezas com técnicas determinísticas implicaria na transformação de cada parâmetro em um conjunto discreto de valores e a solução seria obtida através do cálculo do fluxo de potência convencional para cada combinação entre estes dados de entrada, o que, na prática, torna-se inviável pelas seguintes razões:

- a) Um elevado número de cálculos. Para uma rede com N nós e K diferentes valores de potência para cada nó, seriam necessários K^N cálculos de fluxo de potência convencional, ou seja, se $N=10$ e $K=2$, seriam necessários mais de mil cálculos, o que torna o exercício proibitivo;
- b) Dificuldade em se analisar e sintetizar os resultados de muitos estudos de fluxo de potência.

Com a aplicação de técnicas probabilísticas capazes de quantificar de forma sistemática as incertezas nos parâmetros de entrada, torna-se possível proceder a análises quantitativas dentro de uma única solução do fluxo de potência. Nesta análise, tanto as grandezas de entrada como as de saída envolvidas na solução do fluxo de carga, são descritas como variáveis aleatórias, usualmente caracterizadas pela esperança matemática, pela variância e pela função densidade de probabilidade correspondentes. Desta forma, a probabilidade de uma variável aleatória, representativa de alguma grandeza do sistema, violar certos limites é de especial importância, pois representa um ganho de informações em relação àquelas obtidas por métodos puramente determinísticos.

Assim, os modelos probabilísticos existentes consideram os dados nodais como variáveis aleatórias e obtêm, por convolução ou séries de Grahn-Chalier (Haddad, 1988); as funções densidade de probabilidade dos elementos dos vetores aleatórios do estado e de saída do sistema. Várias tem sido as metodologias desenvolvidas para a obtenção da solução abordando este tipo de modelagem (Borkowska, 1974; Allan et alii, 1976; Silva et alii, 1987; Sobierajski, 1987).

2.8 Adaptações para sistemas regionais

O cálculo do fluxo de potência em sistemas regionais deve ser analisado com certo cuidado. A verdade é que as técnicas de solução para este tipo de problema sempre foram desenvolvidas visando a sua aplicação em grandes sistemas elétricos interligados.

Este fato pode ser exemplificado pelo método descoplado rápido que, na sua formulação, considera redes com valores de reatância bem maiores do que a resistência, além, é claro, do desacoplamento, que é próprio para os grandes sistemas.

Por outro lado, os sistemas regionais podem muitas vezes se apresentar fortemente mal condicionados, característica nociva para a maioria dos métodos propostos, deteriorando o processo de convergência.

Observa-se porém que o cálculo do fluxo de potência pelo método linearizado - fluxo DC - se comporta muito bem nestes casos, obtendo-se precisão suficiente, mesmo para pequenas diferenças entre a resistência e reatância das linhas, ao se analisar os sistemas elétricos regionais dentro do horizonte de planejamento considerado.

Afim de considerar as incertezas de variação das cargas e gerações futuras, apresenta-se uma modelagem probabilística para o fluxo de potência linearizado. Neste caso as potências nas barras serão consideradas como variáveis aleatórias seguindo uma distribuição triangular.

O esforço computacional necessário para a aplicação do método é tão pequeno quanto ao fluxo de potência linearizado tradicional, porém os resultados alcançados são muito mais representativos através da obtenção das distribuições de probabilidade dos ângulos das barras e dos fluxos ativos.

A distribuição triangular é uma distribuição particular onde a sua definição é feita através do conhecimento de apenas três valores, quais sejam, um valor mais pessimista, VMP, um valor mais otimista, VMO, e um valor mais esperado, VE. Considerando um intervalo de confiança de 80%, pode-se obter a sua média, m , e o desvio padrão associado, s , a partir das seguintes equações:

$$\mu = \frac{VMP + 2 VE + VMO}{4} \quad (2.73)$$

e

$$\sigma = \frac{VMO - VMP}{2,65} \quad (2.74)$$

Sendo assim, os valores das potências nas barras passam a ser caracterizados por um vetor de valores médios, m , e por uma matriz de dispersão, Σ .

$$E(\tilde{P}) = \bar{\mu} \quad (2.75)$$

e

$$V(\tilde{P}) = \Sigma \quad (2.76)$$

Como as potências nas barras são consideradas variáveis aleatórias independentes, ou seja, apresentam covariância nula entre si, a matriz de dispersão será diagonal, contendo somente os valores das variâncias das potências, da seguinte forma:

$$\Sigma = \sigma^2 \mathbf{I} = \begin{bmatrix} \sigma_{P1}^2 & & 0 \\ & \sigma_{P2}^2 & \\ 0 & & \sigma_{PN}^2 \end{bmatrix} \quad (2.77)$$

Introduzindo-se estes valores nas equações do fluxo DC, tem-se:

$$\mathbf{E}(\tilde{\theta}) = \tilde{\mathbf{B}}^{-1} \cdot \mathbf{E}(\tilde{P}) \quad (2.78)$$

e

$$\mathbf{V}(\tilde{\theta}) = (\tilde{\mathbf{B}}^{-1})' \cdot \Sigma \cdot \tilde{\mathbf{B}}^{-1} \quad (2.79)$$

onde

$\mathbf{E}(\tilde{P})$ = valores médios das potências em cada barra;

$\mathbf{V}(\tilde{P})$ = variâncias das potências em cada barra;

$\mathbf{E}(\tilde{\theta})$ = valores médios dos ângulos de carga em cada barra;

$\mathbf{V}(\tilde{\theta})$ = variâncias dos ângulos de carga em cada barra.

O teorema central do limite mostra que a soma de n quaisquer distribuições, com n tendendo para infinito, resulta em uma distribuição normal (Rao, 1965).

Este teorema pode ser aplicado ao caso presente, considerando-se que o produto das matrizes representativas do sistema pela matriz de dispersão das potências nas barras - resultando em um somatório de tantas distribuições quanto forem o número de barras do sistema - é suficiente para a obtenção de uma distribuição normal para os ângulos das barras. Assim sendo, a média dos fluxos de potência nas linhas pode ser dada por:

$$\mathbf{E}(P_{ij}) = \frac{\mathbf{E}(\theta_i) - \mathbf{E}(\theta_j)}{x_{ij}} \quad (2.80)$$

No cálculo dos desvios padrões dos fluxos nas linhas, é importante observar que os valores médios dos ângulos irão apresentar variância e co-variância entre

sí, isto pode ser observado através da equação (2.79) que resulta em uma matriz de dispersão cheia, e não mais diagonal, como nas potências das barras. Sendo assim, estes valores devem ser devidamente considerados durante os cálculos, como mostrado em Ventsel & Ovtcharov (1988).

2.9 Aplicação a um sistema elétrico regional

Aplicando-se a modelagem proposta ao sistema elétrico regional, cujos dados são apresentados no apêndice, considerando-se ainda que os valores mais pessimistas e os valores mais otimistas são, respectivamente, 5% maiores e 5% menores que os valores médios ali apresentados, pode-se ter os seguintes resultados diretamente obtidos através da aplicação do programa FDCCP - Fluxo DC Probabilístico - especialmente desenvolvido para este fim.

Tabela 2.1 Resultados da análise com o FDCP

Módulo das tensões nas barras = 1 [p.u.]		
Barra	Ângulo (°)	Desvio Padrão
1	0,00	0,000
2	-5,73	0,110
3	-10,86	0,230
4	-12,37	0,262
5	-13,88	0,304
6	-14,01	0,306
7	-13,70	0,305
8	-13,28	0,313
9	-14,26	0,309
10	-14,84	0,313
11	-8,72	0,160
12	-0,21	0,008
13	-9,58	0,179

Tabela 2.2 Resultados da análise com o FDCP

Linha	Fluxo Ativo [MW]	Desvio Padrão [MW]
1 - 2	92,720	1,780
2 - 3	70,870	1,699
3 - 4	38,870	1,140
4 - 5	27,870	1,055
5 - 6	3,809	0,205
6 - 7	-1,691	0,019
5 - 8	-3,617	0,193
5 - 9	3,117	0,153
9 - 10	3,200	0,126
2 - 11	14,250	0,437
12 - 1	-3,200	0,126
11 - 13	4,650	0,219
8 - 9	2,983	0,078
5 - 7	-0,439	0,014

Potência na Barra de referência : 95,920 [MW]

Desvio Padrão : 1,784 [MW]

As figuras 2.9, 2.10 e 2.11 apresentam as distribuições de probabilidade para o ângulo de potência da barra 5, para o fluxo de potência entre as barras 4 e 5, e para a potência gerada pela barra de referência, respectivamente.

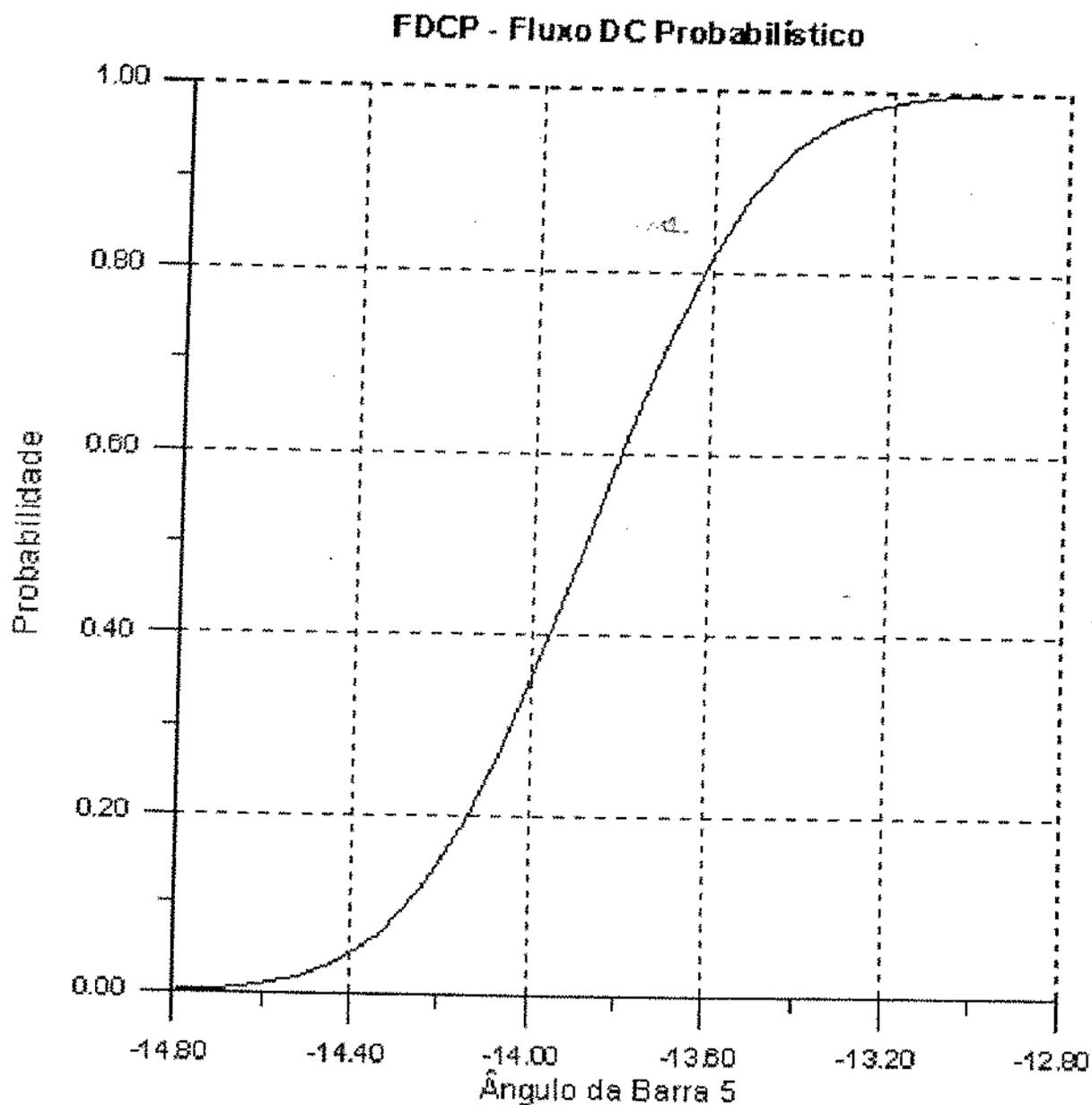


Figura 2.9 Distribuição de probabilidade para o ângulo de potência da barra 5.

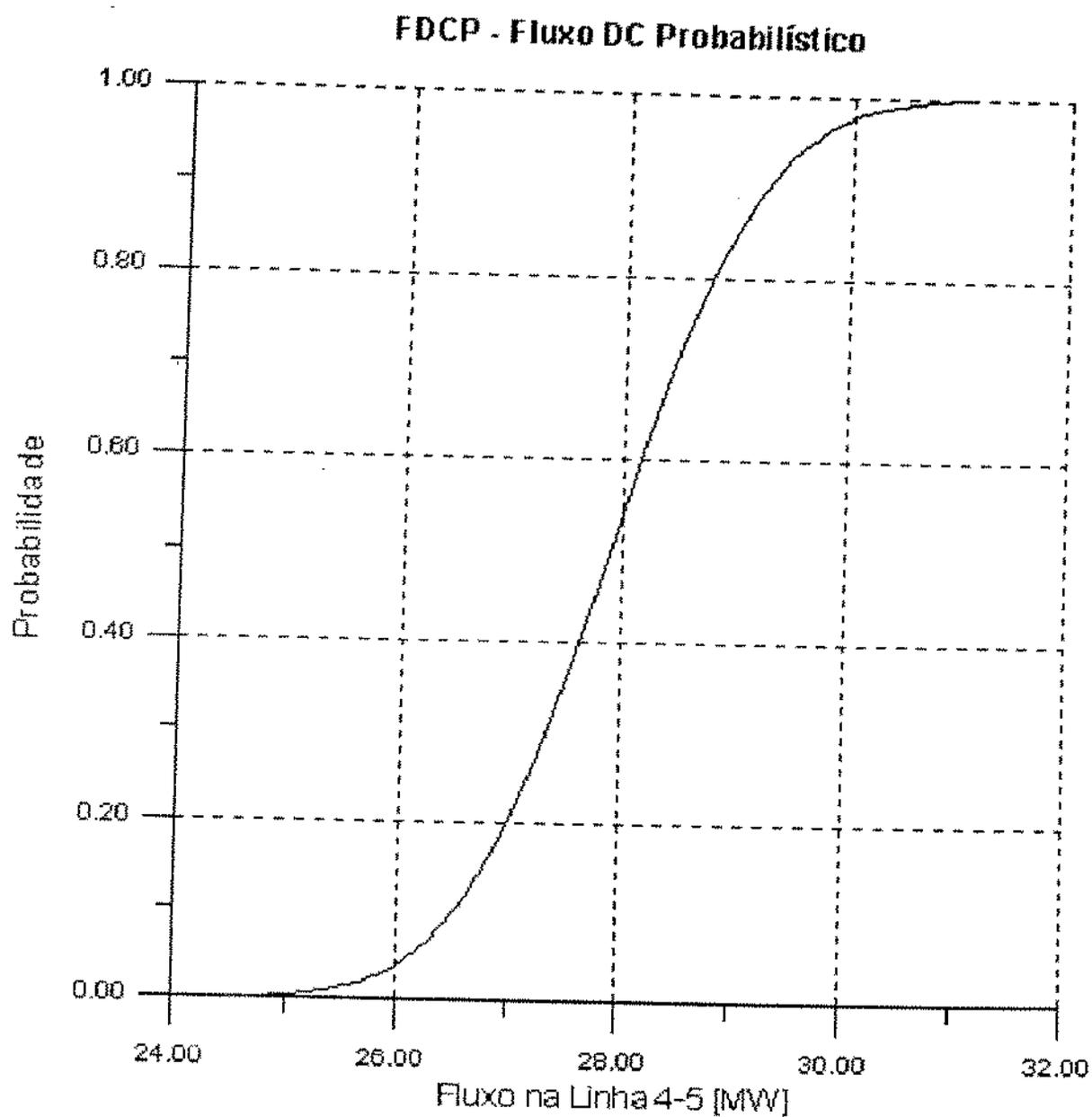


Figura 2.10 Distribuição de probabilidade para o fluxo de potência entre as barras 4 e 5.

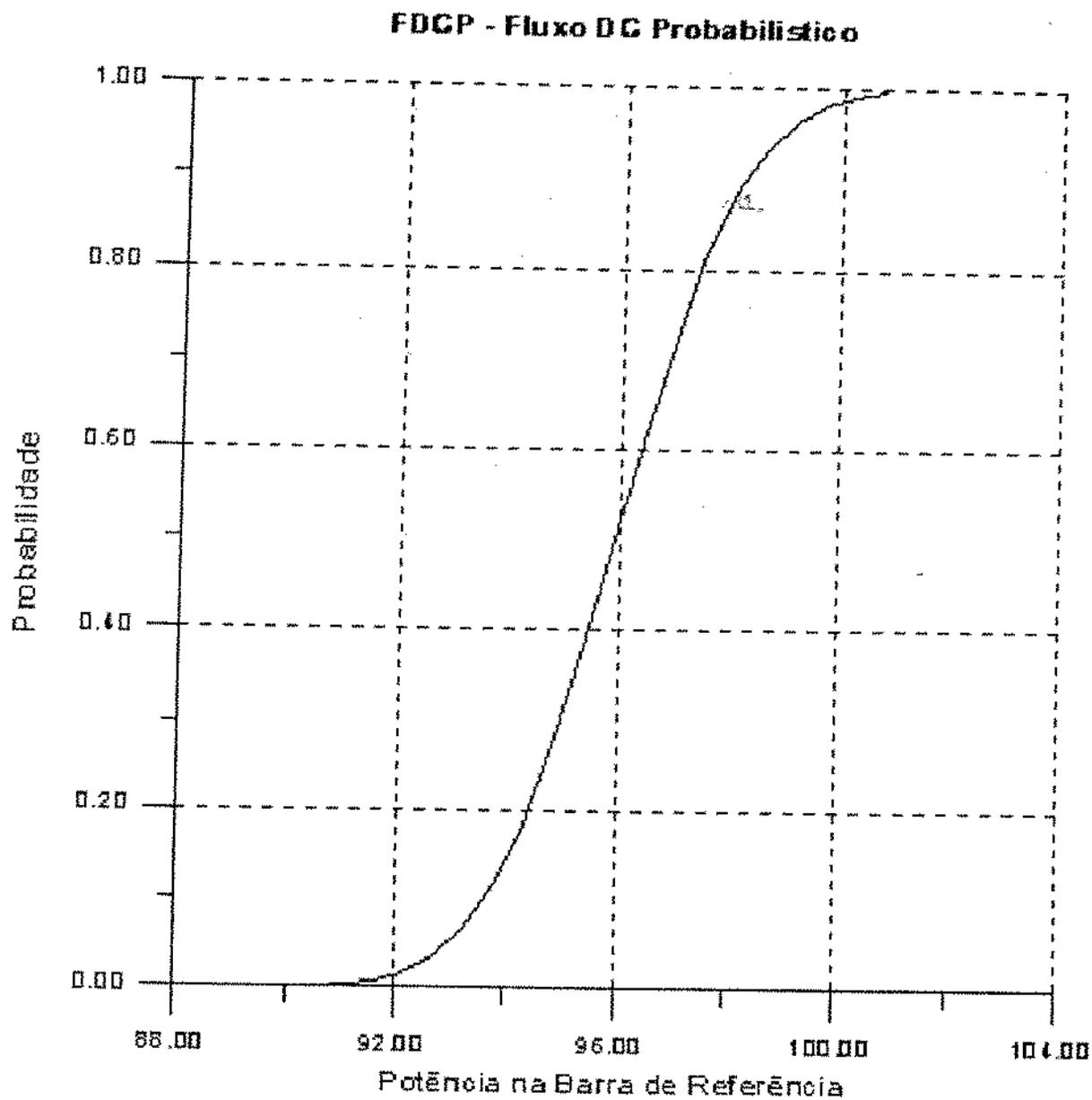


Figura 2.11 Distribuição de probabilidade para a potência gerada na barra de referência.

Capítulo 3

CONFIABILIDADE

3.1 Introdução

Uma das principais funções dos sistemas elétricos é prover um fornecimento confiável a seus consumidores. Durante o processo de planejamento de tais sistemas, esforços devem ser voltados no sentido de se obter os mais elevados índices de confiabilidade possíveis, dentro das restrições econômicas e financeiras existentes.

O termo confiabilidade tem um significado muito amplo e não pode ser associado a uma única definição. Quando utilizado no contexto de sistemas de potência elétrica, este é genericamente relacionado com a capacidade do sistema atender aos requisitos da demanda dentro de determinados padrões técnicos.

Em sistemas elétricos hidrotérmicos, as falhas no atendimento à demanda podem ocorrer por três razões principais:

- a) Déficit de energia, causado por limites na energia primária disponível nas usinas geradoras;
- b) Déficit de potência, causado por limites na capacidade de ponta das usinas geradoras;
- c) Déficit de transmissão, causado por limites na capacidade de transporte da rede.

No caso do sistema brasileiro, que é predominantemente hidroelétrico, o déficit de energia está associado à falta de água nos reservatórios. O estado de armazenamento do sistema é determinado pela sequência de afluências e pela evolução da carga ao longo do período em estudo. A avaliação probabilística dos déficits de energia pode requerer, portanto, estudos de simulação da operação do sistema para um grande número de sequências de vazões afluentes.

A capacidade de ponta das usinas é determinada tanto pelo estado de armazenamento do sistema, que afeta a queda líquida e, conseqüentemente, a potência gerada pelas usinas, como pelas paradas forçadas das unidades, o que

reduz o número de geradores em funcionamento.

A capacidade de transporte da rede é afetada pelas contingências nas linhas e transformadores, assim como pelo despacho da geração, que, por sua vez, depende da capacidade de ponta das usinas.

É interessante observar que os déficits de energia e de potência afetam a demanda de forma diferente. No primeiro caso, o déficit de energia - previsível com bastante antecedência - levará a um plano de racionamento organizado que poderá durar meses. No segundo caso, a redução da disponibilidade de ponta e/ou a redução da capacidade de transporte da rede levará a interrupções imprevisíveis do fornecimento - cortes de carga -, em sua maioria durante as horas de maior demanda.

Uma simples mas razoável subdivisão do conceito de confiabilidade pode ser feita considerando dois aspectos básicos e fundamentais dos sistemas, ou seja, o fornecimento seguro e o fornecimento adequado.

O fornecimento adequado está relacionado com a existência de meios suficientes para o sistema atender a demanda dos consumidores. Estes incluem os recursos necessários para a geração e os sistemas de transmissão e distribuição associados, requeridos para transportar a energia para os centros de consumo. Sendo assim, adequabilidade é então relacionada com condições estáticas nas quais não são incluídos os distúrbios dinâmicos do sistemas.

O aspecto da segurança é então associado à habilidade do sistema ser capaz de responder a quaisquer perturbações - contingências - às quais ele esteja sujeito. Isto inclui as perturbações locais, bem como distúrbios generalizados, envolvendo a perda de importantes unidades de geração e linhas de transmissão.

Vários são os índices utilizados na tentativa de se avaliar os níveis de confiabilidade dos vários segmentos de um sistema de potência. Estes segmentos são também chamados de zonas funcionais e são apresentados na figura 3.1 (Billington e Kumar, 1990).

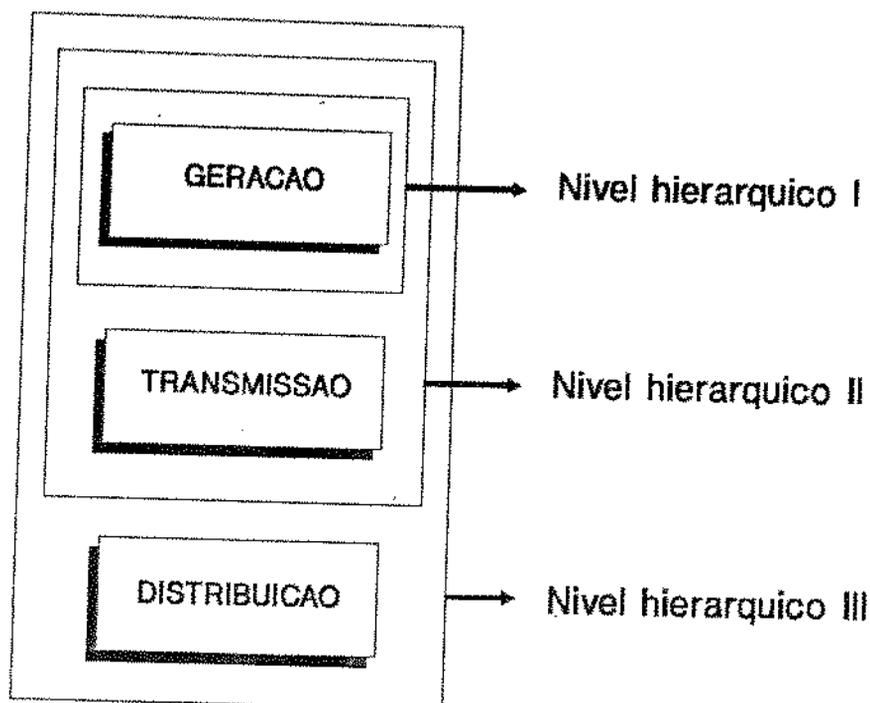


Figura 3.1 Zonas funcionais básicas e níveis hierárquicos

A figura 3.1 também mostra a combinação dessas zonas funcionais em níveis hierárquicos, que representam importantes limites funcionais. O nível hierárquico I é relacionado somente com os recursos de geração, o nível hierárquico II com ambos os sistemas - geração e transmissão -, enquanto o nível hierárquico III inclui todas as três zonas funcionais.

Neste capítulo se aborda somente a questão da confiabilidade correspondente aos níveis hierárquicos I e II, envolvendo a habilidade do sistema de geração e do conjunto geração/transmissão em atender a demanda nos pontos mais importantes da rede.

3.2 Confiabilidade da geração

Quando se estuda a confiabilidade do sistema de geração isoladamente, supõe-se que toda a carga e toda a geração estão ligadas a uma única barra. Desta forma, o déficit de atendimento é computado simplesmente como a diferença entre os requisitos do mercado e a disponibilidade de geração, incluindo-se, aí, as perdas nos sistemas de transmissão/distribuição.

Neste contexto, a confiabilidade da geração pode ser avaliada através do índice LOLP - "Loss Of Load Probability". De uma maneira geral, este índice mostra qual a probabilidade da carga ser igual ou superior à capacidade geradora total instalada.

O procedimento básico para o cálculo do LOLP é feito combinando-se as funções distribuição de probabilidade de todas as unidades geradoras envolvidas através do processo estatístico da convolução, comparando-se os resultados obtidos com a carga, e calculando-se, finalmente, a probabilidade de falha de atendimento total à carga, que, em última análise, equivale ao período de tempo em que a demanda não é atendida integralmente (Sullivan, 1977; Camargo, 1984).

A partir do LOLP pode-se calcular o LOLE - "Loss Of Load Expectation" que é normalmente expresso em dias ou horas por ano em que a carga de ponta diária não é atendida.

Adicionalmente, através deste mesmo procedimento, pode-se obter o índice EDNS, ou seja, o valor esperado da demanda não servida e, dentro do período de tempo estudado o EENS, que é o valor esperado da energia não servida (Sullivan, 1977).

O processo de combinação das funções distribuição de probabilidade geralmente é feito de duas formas, ou seja, através de uma enumeração completa de todos os estados possíveis do sistema, ou através de uma convolução entre as distribuições da geração e da demanda, sendo que esta última pode ser feita de uma forma discreta ou contínua, neste último caso utilizando-se, por exemplo, o método dos cumulantes. Estes processos serão descritos a seguir.

3.2.1 Enumeração dos estados possíveis

Um dos métodos mais utilizados para o cálculo do LOLP é a utilização de uma função distribuição de probabilidade discreta para a representação da capacidade disponível de geração e suas probabilidades associadas para fazer a combinação com a curva de demanda do sistema.

Neste processo, cada unidade geradora pode ser representada por um modelo Markoviano de dois estados de operação. A unidade pode estar no estado 1 - em serviço, capacidade total disponível - e, então, aleatoriamente, ir para o estado 2 - fora de serviço, capacidade total indisponível - e vice-versa, conforme ilustrado na figura 3.2

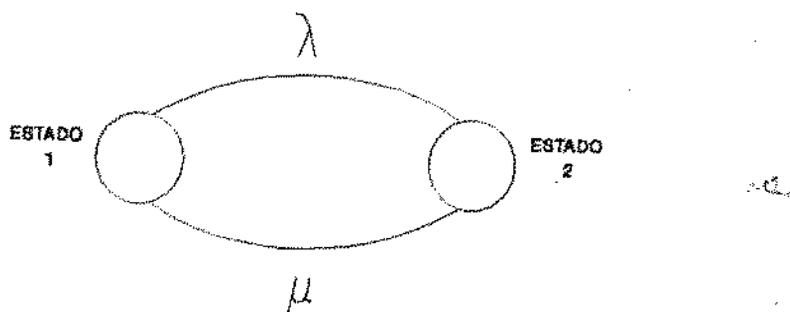


Figura 3.2 Modelo de dois estados para unidades geradoras

Neste modelo, λ é a taxa de falhas e μ é a taxa de reparos. Define-se p e q como sendo a probabilidade da unidade geradora se encontrar no estado 1 ou 2, respectivamente.

Sendo assim, pode-se levantar as probabilidades de ocorrência das diversas combinações de parada forçada. No caso muito particular onde todas as unidades geradoras são consideradas iguais - em uma mesma central, por exemplo -, estas combinações podem ser expressas através de uma distribuição binomial (Billington & Allan, 1983):

$$P_k = C_k^N p^k q^{N-k} = \frac{N!}{k!(N-k)!} p^k q^{N-k} \quad (3.1)$$

onde:

N = número total de unidades geradoras;

k = número de unidades disponíveis;

P_k = probabilidade de k máquinas se encontrarem disponíveis.

Independentemente das unidades geradoras serem iguais, as capacidades disponíveis deverão ser combinadas com as características da carga do sistema para o cálculo do LOLP e do LOLE. Este último é dado pelo produto da probabilidade de não atendimento da demanda pelo tempo em que a carga excede

a capacidade disponível associada, t_k , representando uma perda de carga. Assim, tem-se:

$$LOLP = \sum_{k=0}^n P_k t_k \tag{3.2}$$

A figura 3.3 apresenta a função densidade de probabilidade discreta considerando-se cinco unidades geradoras iguais de 40 MW e probabilidade de falha, q , de 1% cada uma (Camargo, 1981). A figura 3.4 apresenta uma aproximação trapezoidal da curva de permanência da ponta de carga diária.

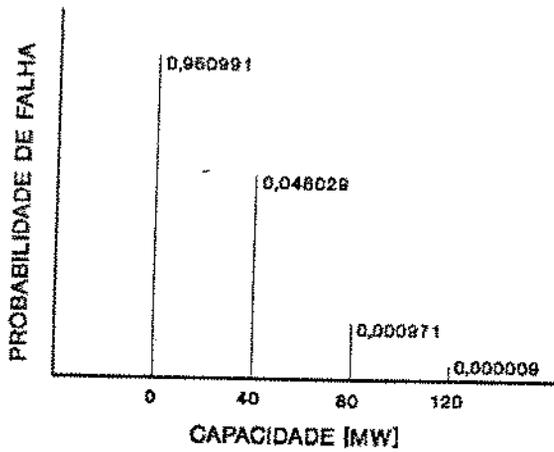


Figura 3.3 Função densidade de probabilidade

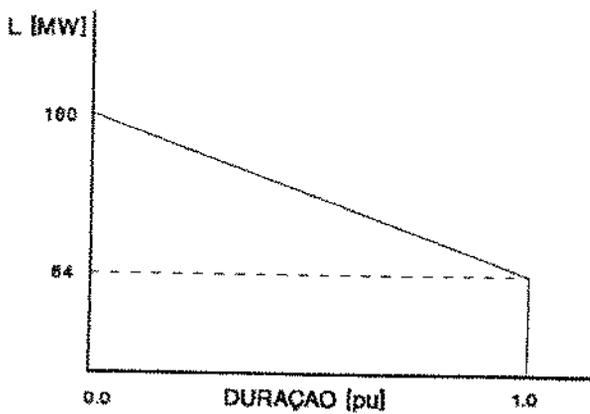


Figura 3.4 Curva de duração de carga

A tabela 3.1 sintetiza os cálculos necessários para a determinação do LOLP e do LOLE, quando se efetua uma enumeração completa de todos os estados possíveis.

Tabela 3.1 Cálculo do LOLP e do LOLE

ESTADO DO SISTEMA (1)	PROBABILIDADE ASSOCIADA AO ESTADO (2)	t (%) (3)	VALOR ESPERADO DA PERDA DE CARGA (2)x(3)
0	P_0	t_0	$P_0 \times t_0$
1	P_1	t_1	$P_1 \times t_1$
:	:	:	:
k	P_k	t_k	$P_k \times t_k$
:	:	:	:
n	P_n	t_n	$P_n \times t_n$

$$\text{LOLP} = \sum (P_i \times t_i)$$

Para os dados apresentados nas figuras 3.3 e 3.4 obtém-se um LOLP igual a 0,0413%, ou seja, um LOLE de apenas 0,1505 dias por ano - $0,0413 \times 10^{-2} \times 365$ - em que a demanda não será suprida.

3.2.2 Convolução discreta

Uma forma alternativa para o cálculo do LOLP pode ser obtida utilizando-se a curva de carga equivalente do sistema (Sullivan, 1977).

Para facilitar a introdução do conceito de curva de carga equivalente, basta imaginar que uma unidade geradora com capacidade C_i disponível aleatoriamente pode ser modelada como sendo uma unidade fictícia com capacidade C_i , 100% confiável, conectada a uma carga fictícia L_i de valor igual a C_i , cuja disponibilidade é igual à probabilidade de falha, q_i , da máquina real. Estas duas representações são idênticas, posto que quando a carga fictícia é disponível, a capacidade fornecida ao sistema é nula, representando uma perda de geração, conforme ilustrado na figura 3.5.

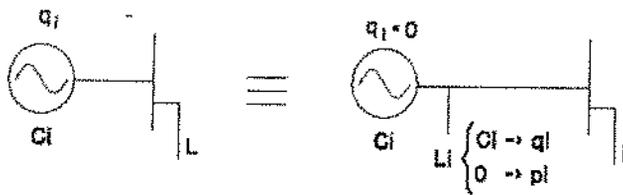


Figura 3.5 Carga fictícia representando a perda de geração

Dessa forma, compondo-se a curva de carga real com as curvas de carga fictícias, através de um processo de convolução, pode-se obter a curva de permanência de carga equivalente (Santos, 1987), denotada por $F(Le)$, necessária para o cálculo do LOLP.

O princípio básico para o cálculo do LOLP através deste procedimento é apresentado na figura 3.6, onde CI é a capacidade geradora total instalada e Le é a carga equivalente. $LOLP = F(Le=CI)$. Observe-se que a área hachurada representa o valor esperado da demanda não servida, EDNS, que pode facilmente ser calculado através de uma simples integração. O EENS é igual ao produto do EDNS pelo período de tempo considerado na análise.

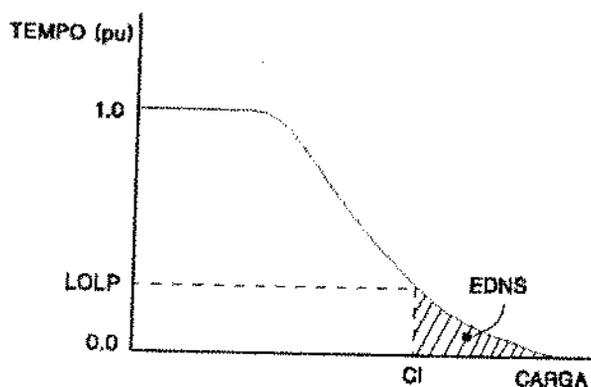


Figura 3.6 Determinação do LOLP através da CDCE

A curva de permanência de carga equivalente é construída através da convolução entre a curva de permanência de carga real e as curvas de permanência das cargas fictícias, utilizando-se, para tanto, a seguinte equação recursiva:

$$F^i(L_e) = F^{i-1}(L_e) p_i + F^{i-1}(L_e - L_i) q_i \tag{3.3}$$

onde $F^i(L_e)$ é a nova curva equivalente, resultante da inclusão da i -ésima carga fictícia - unidade geradora -, L_i .

Esta equação recursiva deve ser empregada até que todas as unidades geradoras disponíveis no sistema tenham sido consideradas. Observe-se que:

$$F^i(L_e) = \begin{cases} F(L) & p/ i=0 \\ F(L_e) & p/ i=N \end{cases} \tag{3.4}$$

onde N é o número de unidades geradoras.

A figura 3.7 apresenta a curva de permanência de carga real e a curva equivalente associada, obtida com o auxílio da equação (3.3), considerando-se duas unidades geradoras de 50 MW com probabilidades de falha de 2 e 3%, respectivamente. Obtém-se, neste exemplo, um LOLP igual a 2,981%.

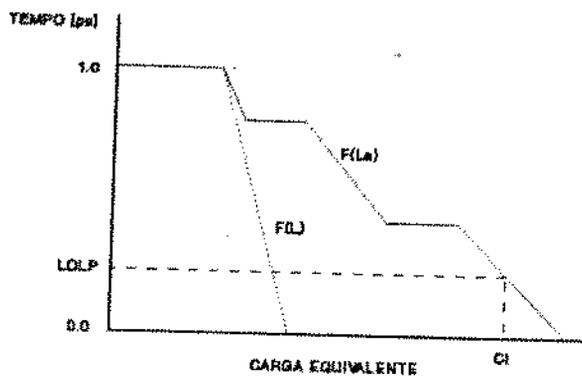


Figura 3.7 Determinação do LOLP através da nova curva de permanência de carga equivalente.

3.2.3 Aproximação contínua

Os métodos para o cálculo do LOLP apresentados até agora são bastante precisos e teoricamente corretos, porém exigem um grande esforço computacional para que sejam aplicados e, na ocorrência de alguma modificação do sistema, pouco, ou quase nada, dos cálculos já executados podem ser reaproveitados, exigindo um novo e completo cálculo para cada estado do sistema em que se deseja avaliar a confiabilidade.

Recentemente, inúmeros trabalhos têm sido divulgados, apresentando as vantagens do uso de distribuições contínuas no cálculo da confiabilidade de sistemas elétricos. Dentre estes trabalhos, destaque-se os de Rau e Schenk (1977), Stremel e Rau (1979), Levy e Kahn (1982), Singh (1983) e Alavi-Sereshki e Singh (1990).

A principal vantagem em se empregar tal aproximação se encontra na propriedade da convolução, que, ao ser aplicada em distribuições de probabilidade, resulta em que os cumulantes da distribuição resultante são iguais à soma dos cumulantes de mesma ordem das distribuições que a compõem. Sendo assim, basta calcular os cumulantes das distribuições das unidades geradoras apenas uma vez e, à cada configuração do sistema, a distribuição resultante será obtida através de operações de adição, somente, elevando a velocidade dos cálculos.

A expansão que permite representar uma função através de seus cumulantes é descrita a seguir. É adotada aqui a expansão Edgeworth, que é a mais utilizada nos trabalhos citados. Vale observar que a expansão Edgeworth é formalmente equivalente à de Gram-Charlier; a única diferença é que Edgeworth arranja os termos em ordem crescente das derivadas, de modo que, para os termos acima de uma certa ordem, o cálculo dos cumulantes não é necessário.

Em termos matemáticos, para qualquer modelo de geração, a função probabilidade acumulada de perda de carga, $F(L)$, em termos de qualquer distribuição com função densidade $f(x)$, pode ser dada por (Alavi-Sereshki e Singh, 1990):

$$\begin{aligned}
 F(z) = & \int_z^\infty f(x) dx \\
 & + D_1 \frac{f(z)}{1! \sigma} - (D_2 - \mu_1 D_1) \frac{f'(z)}{2! \sigma^2} \\
 & + [D_3 - 3 D_1 (M_2^f - \mu_1^3)] \frac{f''(z)}{3! \sigma^3} \\
 & - [D_4 - 6 D_2 M_2^f - 4 D_1 (M_3^f - 3 \mu_1 M_2^f + \mu_1^3)] \frac{f'''(z)}{4! \sigma^4} \\
 & + \{ D_5 - 10 D_3 M_2^f - 10 D_2 M_3^f - 5 D_1 [M_4^f - 4 \mu_1 M_3^f - \\
 & - 6 M_2^f (M_2^f - \mu_1^2) - \mu_1^4] \} \frac{f^{(4)}(z)}{5! \sigma^5} + \dots
 \end{aligned} \tag{3.5}$$

O expoente em f representa a ordem da derivada da função distribuição de probabilidade, m_n e M_n são os momentos e momentos centrais de ordem n de $f(x)$, D_n são os momentos diferenciais, definidos por:

$$\left. \begin{aligned}
 D_1 &= m_1 - \mu_1 \\
 D_2 &= m_2 - \mu_2 \\
 D_3 &= (m_3 - \mu_3) - 3 \mu_1 (m_2 - \mu_2) \\
 D_4 &= (m_4 - \mu_4) - 4 \mu_1 (m_3 - \mu_3) + 6 \mu_1^2 (m_2 - \mu_2) \\
 D_5 &= (m_5 - \mu_5) - 5 \mu_1 (m_4 - \mu_4) + 10 \mu_1^2 (m_3 - \mu_3) \\
 &\quad - 10 \mu_1^3 (m_2 - \mu_2) \\
 &\vdots \\
 &\vdots \\
 &\vdots
 \end{aligned} \right\} \quad (3.6)$$

onde m_i são os momentos de ordem i de $F(L)$, z é a variável normalizada e σ é o fator de normalização sobre os momentos centrais e os momentos diferenciais. Se a distribuição for normal, σ é o próprio desvio padrão.

O objetivo é, então, expressar os coeficientes na expansão de $F(z)$ em termos dos seus cumulantes e dos cumulantes de $f(x)$.

Os momentos m_j da função probabilidade acumulada de perda de carga, em termos dos seus cumulantes k_j , são dados por:

$$\left. \begin{aligned}
 m_1 &= k_1 \\
 m_2 &= k_2 + k_1^2 \\
 m_3 &= k_3 + 3 k_1 k_2 + k_1^3 \\
 m_4 &= k_4 + 4 k_1 k_3 + 3 k_2^2 + 6 k_1^2 k_2 + k_1^4 \\
 m_5 &= k_5 + 5 k_1 k_4 + 10 k_2 k_3 + 10 k_1^2 k_3 + \\
 &\quad + 15 k_1 k_2^2 + 10 k_1^3 k_2 + k_1^5 \\
 &\vdots \\
 &\vdots \\
 &\vdots
 \end{aligned} \right\} \quad (3.7)$$

Da mesma forma, os momentos m_j das variáveis aleatórias com função

densidade de probabilidade $f(x)$, em termos dos seus cumulantes k_j , são dados por:

$$\begin{aligned}
 \mu_1 &= k_1^f \\
 \mu_2 &= k_2^f + (k_1^f)^2 \\
 \mu_3 &= k_3^f + 3 k_1^f k_2^f + (k_1^f)^3 \\
 \mu_4 &= k_4^f + 4 k_1^f k_3^f + 3 (k_2^f)^2 + 6 (k_1^f)^2 k_2^f + (k_1^f)^4 \\
 \mu_5 &= k_5^f + 5 k_1^f k_4^f + 10 k_2^f k_3^f + 10 (k_1^f)^2 k_3^f + \\
 &\quad + 15 k_1^f (k_2^f)^2 + 10 (k_1^f)^3 k_2^f + (k_1^f)^5 \\
 &\vdots \\
 &\vdots \\
 &\vdots
 \end{aligned}
 \tag{3.8}$$

Substituindo os valores de m_j e μ_j nas equações anteriores, tem-se:

$$\begin{aligned}
 F(z) &= \int_z^\infty f(x) dx \\
 &+ \frac{C_1}{1! \sigma} f(z) - \frac{C_2}{2! \sigma^2} f'(z) \\
 &+ \frac{C_3}{3! \sigma^3} f^2(z) - \frac{C_4}{4! \sigma^4} f^3(z) \\
 &+ \frac{C_5}{5! \sigma^5} f^4(z) - \dots
 \end{aligned}
 \tag{3.9}$$

Onde os cumulantes diferenciais C_j são definidos por

$$\begin{aligned}
 C_1 &= k_1 - k_1^f \\
 C_2 &= (k_2 - k_2^f) + (k_1 - k_1^f) \\
 C_3 &= (k_3 - k_3^f) + 3 (k_1 - k_1^f) (k_3 - k_3^f) \\
 &\quad + 3 (k_2 - k_2^f)^2 + 6 (k_1 - k_1^f)^2 (k_2 - k_2^f) \\
 &\quad + (k_1 - k_1^f)^4 \\
 C_4 &= (k_4 - k_4^f) + 4 (k_1 - k_1^f) (k_3 - k_3^f) \\
 &\quad + 3 (k_2 - k_2^f)^2 + 6 (k_1 - k_1^f)^2 (k_2 - k_2^f) \\
 &\quad + (k_1 - k_1^f)^4 \\
 C_5 &= (k_5 - k_5^f) + 5 (k_1 - k_1^f) (k_4 - k_4^f) \\
 &\quad + 10 (k_2 - k_2^f) (k_3 - k_3^f) \\
 &\quad + 10 (k_1 - k_1^f)^2 (k_3 - k_3^f) \\
 &\quad + 15 (k_1 - k_1^f) (k_2 - k_2^f)^2 \\
 &\quad + 10 (k_1 - k_1^f)^3 (k_2 - k_2^f) + (k_1 - k_1^f)^5
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

A expansão de Edgeworth é um caso muito especial desta aproximação, onde $f(x)$ é uma distribuição normal com média e variância iguais às da função probabilidade acumulada de perda de carga. Sendo assim, tem-se:

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}} \tag{3.11}$$

$$z = \frac{L - \mu}{\sigma} \tag{3.12}$$

$$k_j^f = 0 \quad \text{para } j > 2 \tag{3.13}$$

e

σ é o desvio padrão.

Segue, então, que:

$$\left. \begin{aligned} C_1 &= C_2 = 0 \\ C_3 &= k_3 \\ C_4 &= k_4 \\ C_5 &= k_5 \\ &\vdots \\ &\vdots \\ &\vdots \end{aligned} \right\} \quad (3.14)$$

e:

$$\begin{aligned} F(z) &= \int_x^{\infty} f(x) dx \\ &+ \frac{k_3}{3! \sigma^3} f^2(z) - \frac{k_4}{4! \sigma^4} f^3(z) + \frac{k_5}{5! \sigma^5} f^4(z) - \dots \end{aligned} \quad (3.15)$$

A operação de convolução pode agora ser efetuada somando-se os cumulantes de mesma ordem das distribuições das unidades geradoras em questão. Observe-se que estas são consideradas variáveis aleatórias estatisticamente independentes.

Assim sendo, o cumulante de ordem j da função resultante é dado por:

$$k_j = \sum_{i=1}^N k_j(i) \quad (3.16)$$

onde $k_j(i)$ é o cumulante de ordem j correspondente à variável aleatória i - unidade geradora -, calculado da seguinte forma:

$$k_j(0) = \sum_{i=1}^m C_{i,j} (P_{i,j})^j \quad (3.17)$$

onde:

m = número de discretizações da distribuição i ;

$C_{i,j}$ = capacidade da discretização j da distribuição i ;

$P_{i,j}$ = probabilidade associada à discretização j da distribuição i .

De posse dos cumulantes da função resultante, pode-se calcular a probabilidade de perda de carga para cada condição do sistema de uma forma bastante otimizada devido à simplicidade computacional do algoritmo.

3.3 Confiabilidade da transmissão

A confiabilidade de sistemas de transmissão de energia elétrica pode ser avaliada através de métodos de simulação e também por métodos analíticos, sendo que os últimos podem ser divididos em métodos de espaço de estados e métodos de redes.

Neste trabalho, a confiabilidade da transmissão de energia em um sistema elétrico também é avaliada pelos índices LOLP e EDNS. Baseado no critério da continuidade entre carga e geração, faz-se a análise da rede elétrica através de uma modelagem utilizando a teoria dos grafos.

Neste caso, voltando-se à figura 3.1, pode-se dizer que está se trabalhando dentro do nível hierárquico II, onde preocupa-se com o desempenho de ambas as zonas funcionais, ou seja, da geração e transmissão.

Para tanto, deve-se determinar os estados aceitáveis e inaceitáveis para o sistema. Note-se que um estado aceitável implica em um atendimento total à demanda sem que qualquer componente do sistema esteja operando em sobrecarga.

Nesta modelagem considera-se que cada elemento v_i da rede de transmissão pode se encontrar em dois estados de operação, ou seja, o elemento pode estar no estado "1", em funcionamento com capacidade C_i e probabilidade p ; ou no estado "0", fora de operação, com probabilidade q .

Isto faz com que o sistema possa se apresentar em 2 estados distintos de operação, onde m é o número de elementos do sistema, incluindo-se aí as linhas de transmissão e unidades geradoras.

Logo, a probabilidade, $P(x_i)$, do sistema se encontrar em um estado x qualquer é dada por:

$$P(x) = \prod_{j=1}^m P(v_j) \quad (3.18)$$

com

$$x = (v_1, v_2, \dots, v_m)$$

e

$$P(v_i) = p_i \quad \text{se } v_i = 1 \quad (\text{em operação})$$

e

$$P(v_i) = q_i \quad \text{se } v_i = 0 \quad (\text{fora de operação})$$

O problema reside em se decompor o espaço de estado completo em estados aceitáveis (A) e estados inaceitáveis (B). Os estados inaceitáveis são aqueles no qual a carga L do sistema não pode ser satisfeita, seja por capacidade insuficiente de geração, seja por capacidade restrita de transmissão.

Nestes termos, o LOLP pode ser definido por:

$$\text{LOLP} \triangleq \sum_{x \in B} P(x) \quad (3.19)$$

onde B é o subconjunto de estados inaceitáveis.

Para cada estado inaceitável, a quantidade de carga servida é $G < L$, e o valor esperado da demanda não servida pode ser expresso por:

$$\text{EDNS} \triangleq \sum_{x \in B} P(x) (L-G) \quad (3.20)$$

O subconjunto B , representativo dos estados inaceitáveis, pode ainda ser decomposto em subconjuntos chamados "individuais", $B_{ind}(i)$, para cada barra de carga i . O subconjunto individual contém os estados de capacidade no qual a carga L_i não é satisfeita. Conseqüentemente, o LOLP individual, LOLP_i , e o valor esperado da demanda não servida na barra i , EDNS_i , podem ser calculados através das expressões (3.21) e (3.22), respectivamente.

$$LOLP_1 \triangleq \sum_{x \in B_{m40}} P(x) \quad (3.21)$$

$$EDNS \triangleq \sum_{x \in B_{m40}} P(x) (L_1 - G_1) \quad (3.22)$$

Dada uma rede com m elementos, incluindo linhas de transmissão e unidades geradoras, verifica-se que o processo que acabou de ser descrito é direto, bastando determinar-se quais os estados, dentre os 2^m possíveis, são inaceitáveis e, em seguida, calcular as suas probabilidades de ocorrência e os fluxos máximos associados, para o cálculo dos índices de confiabilidade.

Porém, quando o tamanho do sistema vai aumentando, o esforço computacional necessário para esta análise torna o método proibitivo. Basta observar que, para um sistema com 20 elementos, existem mais de um milhão (2^{20}) de combinações diferentes entre estes elementos e os seus estados possíveis.

Por conseguinte, apresenta-se, a seguir, um procedimento de decomposição para construir uma sequência de subconjuntos não superpostos onde todos os estados são aceitáveis, e uma outra sequência de subconjuntos não superpostos onde todos os estados são inaceitáveis, levando a uma redução do esforço computacional necessário no cálculo dos índices de confiabilidade em questão.

3.3.1 Técnicas de classificação

Inicialmente todos os estados possíveis do sistema são não-classificados. Define-se, então, os estados limites superior e inferior, \bar{x} e \underline{x} , bem como os estados críticos de capacidade superior e inferior, denotados por x^o e x_o , respectivamente, de modo que qualquer estado do sistema em que $x \geq x^o$ seja aceitável e, por outro lado, qualquer estado em que $x < x_o$ seja inaceitável.

Os estados $x_o \leq x < x^o$ serão definidos como estados não-classificados, levando a concluir que x^o e x_o são insuficientes para verificar a condição destes estados. Esquemáticamente, tem-se:

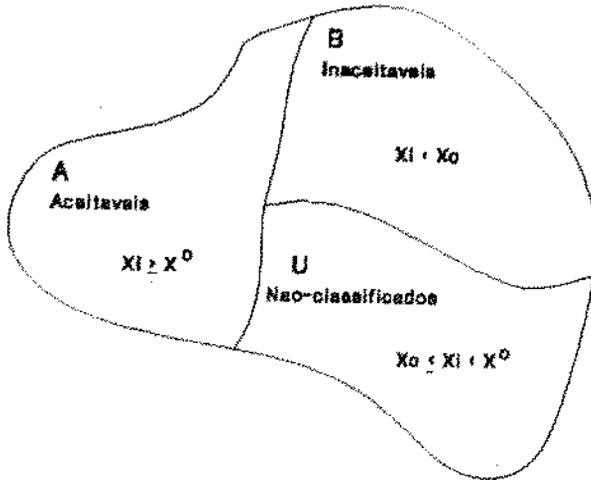


Figura 3.8 Representação esquemática da classificação dos estados

O conjunto de estados não classificados, U, pode, ainda, ser decomposto em n subconjuntos, U_n , como segue:

$$x \in U_n$$

se

$$v_{on} \leq v_n < v_n^0$$

e

$$v_j \geq v_j^0 \quad \text{para } j < n$$

Cada subconjunto U_n é considerado como sendo um novo espaço de estados.

Os estados críticos de capacidade são obtidos utilizando a teoria dos grafos da seguinte forma:

a) Determinação de x^0 :

Os estados limites \bar{x} e \underline{x} são calculados baseados no fato de que, inicialmente, todos os estados são não-classificados. Assim, tem-se:

$$\bar{x} = (1, 1, \dots, 1)$$

e

$$x = (0, 0, \dots, 0)$$

Utilizando-se um algoritmo de fluxo máximo, obtém-se os fluxos l_n através de cada arco representativo dos elementos da rede, que são utilizados na determinação de x da seguinte forma:

$$x^o = (v^o_1, v^o_2, \dots, v^o_m)$$

com:

$$v^o_n = 0 \quad \text{se} \quad l_n = 0 \quad \text{para } n=1, \dots, m$$

e

$$v^o_n = 1 \quad \text{se} \quad 0 < l_n \leq C_n \quad \text{para } n=1, \dots, m$$

onde C_n é a capacidade de cada arco.

b) Determinação de x_o :

Partindo-se de um vetor de estados onde todos os estados são iguais a 1, remove-se o i -ésimo elemento da rede, inicialmente com i igual a 1 e, empregando-se um algoritmo de fluxo máximo, procura-se determinar uma solução factível.

Sendo G o fluxo máximo através da rede, tem-se:

$$v_{on} = 1 \quad \text{se} \quad G < L \quad \text{para } n=1, \dots, m$$

e

$$v_{on} = 0 \quad \text{se} \quad G \geq L \quad \text{para } n=1, \dots, m$$

Incrementa-se o valor de i e repete-se o algoritmo até que i seja igual ao número de elementos da rede.

3.3.2 Decomposição dos subconjuntos para o cálculo do LOLP

A obtenção do LOLP empregando a equação (3.19) requer um número excessivo de cálculos. Decompondo os estados inaceitáveis, B, em subconjuntos não superpostos, há uma sensível redução do esforço computacional necessário. Este algoritmo de decomposição é descrito a seguir:

$$x \in B_i$$

se

$$v_i < v_{oi}$$

e

$$v_j > v_{oj} \quad \text{para todo } j < i$$

Em outras palavras, o procedimento de decomposição agrupa em subconjuntos todos aqueles estados que são inaceitáveis, em função da saída de um elemento j.

A segunda condição garante que nenhum elemento v_i , com $i < j$, será responsável pela não-aceitação do estado x.

Posto que o subconjunto B_i pode existir apenas se $v_i = 0$ - elemento i da rede fora de operação - e se $v_n > v_{on}$, $n < i$, a probabilidade $P(B_i)$ é dada por:

$$f(v_i=0) = q_i$$

e

$$f(v_n > v_{on}) = 1 \quad \text{se } v_{on} = 0$$

$$f(v_n > v_{on}) = p_n \quad \text{se } v_{on} = 1$$

Desta forma:

$$P(B_i) = q_i \prod_{n < j} f(v_n \geq v_{on}) \quad (3.23)$$

Em decorrência, o LOLP pode ser, finalmente, calculado através da seguinte expressão:

$$\text{LOLP} = \sum_i P(B_i) \quad (3.24)$$

Esquemáticamente, tem-se

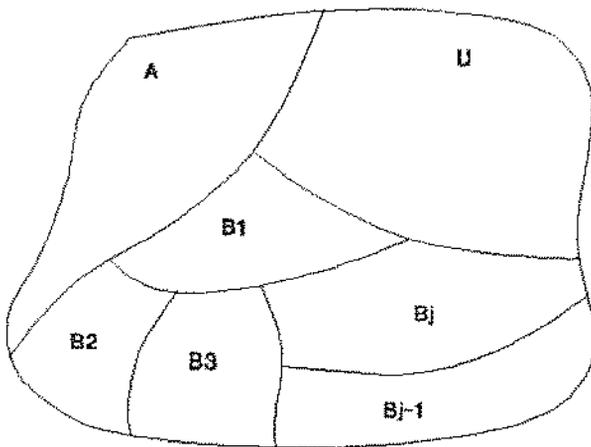


Figura 3.9 Representação esquemática da decomposição do conjunto B

3.3.3 Decomposição dos subconjuntos para o cálculo do EDNS

Da mesma forma que no cálculo do LOLP, o uso da expressão (3.20) para calcular o EDNS iria requerer um esforço computacional excessivo.

A solução é decompor o conjunto de estados inaceitáveis em subconjuntos com o mesmo fluxo máximo, ou seja, com os mesmos elementos de corte mínimo.

Pode-se encontrar um estado crítico de capacidade superior $x^o(B_i)$ que define a fronteira entre estados do subconjunto B_i que apresentam o mesmo corte mínimo, tal como um estado limitante de B_i .

Este estado é determinado estabelecendo uma solução factível de fluxo

máximo através da rede. Desta forma, para elementos de corte mínimo $j \in M$, tem-se:

$$v_j^0(B_i) = v_{oj}(B_i)$$

ou, para $j \notin M$,

$$v_j^0(B_i) = v_{oj}(B_i) \quad \text{se} \quad l_j = 0$$

e

$$v_j^0(B_i) = 1 \quad \text{se} \quad l_j > 0$$

Em outras palavras, qualquer estado x cuja capacidade seja maior ou igual àquela definida por $x^0(B_i)$, terá o mesmo corte mínimo M , ou seja:

$$x \in B_n$$

se

$$v_j > v_j^0(B_i) \quad \text{para} \quad j=1,2,\dots,m$$

Como resultado da decomposição do conjunto B_i , deve-se encontrar uma porção do subconjunto que não satisfaz a condição de B_n . Os estados restantes deverão ser futuramente decompostos utilizando-se dos estados limites de capacidade associados, até que todos os estados sejam classificados.

Partindo-se da expressão (3.20), pode-se provar (Sullivan, 1977) que:

$$EDNS = L(1-f(A)) - \sum_{B_k} \sum_{j \in B_n} \frac{\bar{c}_j P(B_n)}{f(v_j(B_n))} \quad (3.25)$$

com

$$\bar{c}_j = \sum_{v_j=v_{j1}}^{\bar{v}_j} c_j(v_j) f(v_j) \tag{3.26}$$

que é o valor esperado de capacidade do elemento de corte mínimo j ;

$$f(v_j(Bn)) = \sum_{v_j=v_{j1}}^{\bar{v}_j} f(v_j(Bn)) \tag{3.27}$$

que é a probabilidade de que o elemento de corte mínimo se encontre em um estado $v_j \in Bn$; e

$$P(Bn) = \prod_j f(v_j \geq v_{j1}^o(B_j)) \tag{3.28}$$

3.3.4 Exemplo de aplicação

Seja o seguinte sistema elétrico utilizado para a aplicação do método apresentado:

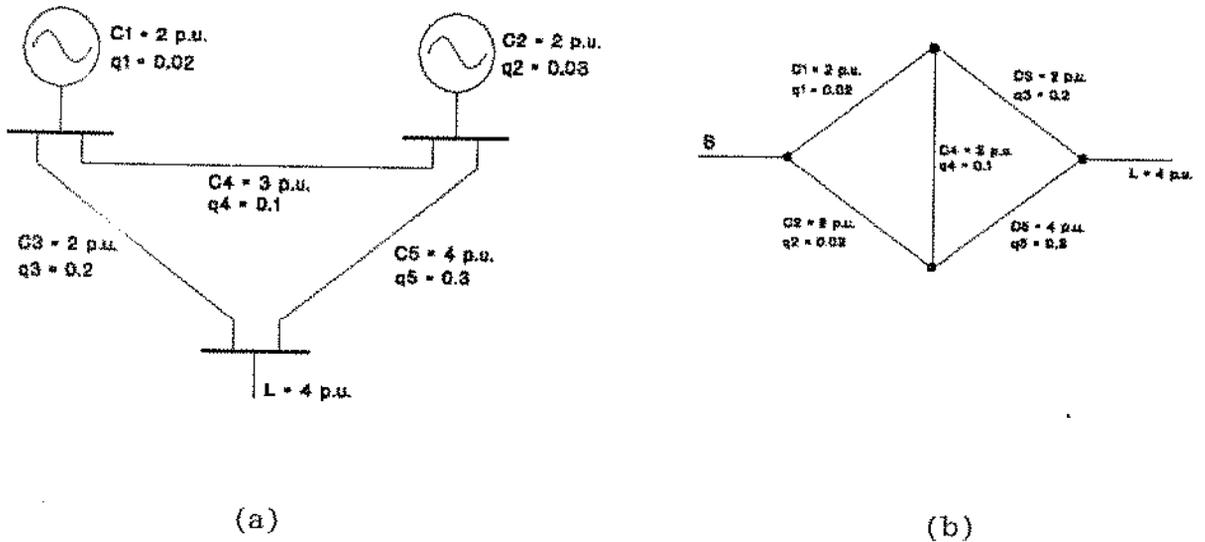


Figura 3.10 Sistema elétrico utilizado para exemplificar a técnica de decomposição dos estados

- (a) Circuito elétrico
- (b) Grafo equivalente

Inicialmente, pode-se obter:

$$\hat{x} = (1, 1, 1, 1, 1)$$

$$x = (0, 0, 0, 0, 0)$$

e

$$x^o = (1, 1, 1, 0, 1)$$

$$x_o = (1, 1, 0, 0, 1)$$

Utilizando a definição dos subconjuntos A, B e U, pode-se classificar 32 estados. O cálculo do LOLP intermediário, ou seja, antes que o conjunto U seja completamente exaurido é:

$$\begin{aligned} \text{LOLP} &= \sum_{n=1}^5 f(B_n) = \sum_{n=1}^5 q_n \prod_{j \neq n} f(v_j \geq v_{jn}) \\ &= q_1 + p_1 q_2 + p_1 p_2 q_5 \end{aligned} \quad (3.29)$$

Assim, tem-se:

$$\text{LOLP} = 0,3345$$

$$f(A) = p_1 p_2 p_3 p_5 = 0,5323$$

e

$$f(U) = 0,1330$$

Observa-se através do valor de $f(U)$ que o subconjunto U não está completamente vazio. Logo, deve-se decompor o subconjunto B para a classificação dos estados restantes. Sendo assim, tem-se:

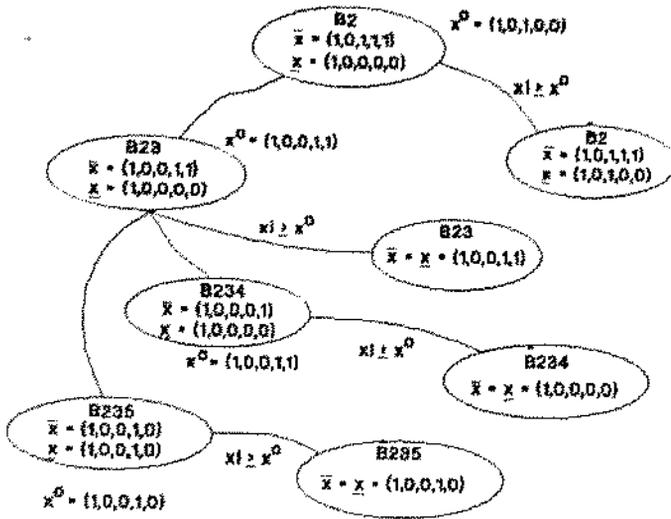


Figura 3.11 Decomposição do subconjunto B.

$$x^0 = (1,1,0,1,1) \in U_3$$

$$x_0 = (1,1,0,1,1) \in U_3$$

Baseado nas regras de classificação, vem:

$$x_1 = (1,1,0,1,1) \in A$$

e

$$x_1 = (1,1,0,0,1) \in B_4$$

Como resultado da classificação destes dois últimos estados, tem-se:

$$LOLP = 0,3345 + p1 p2 q3 q4 p5 = 0,3478$$

Empregando a equação (3.24), pode-se obter:

$$EDNS = 4 (1-0,6522) - \sum_{B_n} \sum_{j \in B_n} \frac{\bar{c}_j P(B_n)}{f(v_j(B_n))} \tag{3.30}$$

$$EDNS = 0,81865 \text{ pu.}$$

3.4 Adaptações para sistemas regionais

3.4.1 Confiabilidade da geração

Embora nos últimos anos tenha havido uma forte tendência para a aplicação de métodos baseados nos cumulantes para a avaliação da confiabilidade de sistemas de geração, algumas características peculiares a estes métodos os tornam inapropriados quando aplicados a pequenos sistemas, como são os abordados por este trabalho. Tais inconvenientes são apresentados a seguir:

- a) Posto que o método baseia-se, em parte, no teorema central do limite, pode-se crer que ele só apresentará precisão suficiente quando o número de variáveis -unidades geradoras- for suficientemente grande, o que não é típico nos sistemas aqui analisados;
- b) A expansão em séries é apropriada quando as variáveis aleatórias são caracterizadas por funções de distribuição contínuas. Isto torna-se um problema quando aplicada a unidades geradoras cuja distribuição de probabilidade é composta por valores discretos, como no modelo de dois estados. Entretanto, um número elevado de grupo geradores compensaria esta limitação;
- c) Um sistema com uma grande discrepância entre as capacidades das unidades geradoras traz inconveniências para a aplicação do método, tornando o resultado tendencioso;
- d) Se as taxas de saída forçada forem muito baixas, as séries podem apresentar propriedades inconvenientes e precisão limitada, inclusive levando a valores de probabilidade acumulada negativos e a uma má definição da mesma. A condição

$$\sum_{i=1}^N q_i < 1 \quad (3.31)$$

garante a não convergência da série (Levy & Kehn, 1982).

Todos estes aspectos assumem maior ou menor relevância em função do número de termos utilizados na obtenção da série. Entretanto, não se determinou até hoje uma sistemática que aponte este número para que se obtenha um melhor resultado.

Face ao exposto, procurou-se não utilizar esta técnica para o cálculo da confiabilidade da geração e, dentre as metodologias restantes, optou-se pela fórmula recursiva do método de carga efetiva que, embora apresente um ordem de processamento duas vezes maior que o método da enumeração completa dos estados, traz a vantagem de cada iteração ser muito mais rápida além de oferecer uma maior facilidade de implementação computacional. Deve-se lembrar que os sistemas aqui analisados apresentam um número reduzido de grupos geradores.

Recentemente, trabalhos tais como o de Hsu et alii (1985) têm apresentado modificações para estes métodos de modo a torná-los cada vez mais competitivos, tanto na velocidade de processamento, quanto na precisão dos resultados obtidos.

3.4.2 Confiabilidade da transmissão

Para o cálculo da confiabilidade da transmissão foi desenvolvido um programa computacional cuja concepção visou a maximização da eficiência dos cálculos, posto que o esforço computacional cresce rapidamente com o número de elementos do sistema.

Houve também a preocupação em se determinar os chamados índices individuais para cada barra, posto que os índices globais descrevem a qualidade do sistema em termos de um desempenho médio das suas diversas partes e, mesmo que este se apresente satisfatório, o desempenho de algumas partes da rede pode se apresentar abaixo dos limites especificados.

Para tanto, foram empregadas técnicas especiais de programação em conjunto com as técnicas de decomposição descritas anteriormente. A idéia básica parte da construção de uma árvore com as possíveis combinações de falhas, cujas ordens são iguais aos níveis de profundidade de falha que se avança na árvore. Por exemplo, no nível 3 de profundidade da árvore se encontram todas as combinações de falhas de terceira ordem - três elementos falhados.

Esta árvore é construída através da manipulação de bits, como é mostrado na figura 3.12, tornando mínimos os dispêndios com memória. Neste caso, cada bit está relacionado a um elemento da rede.

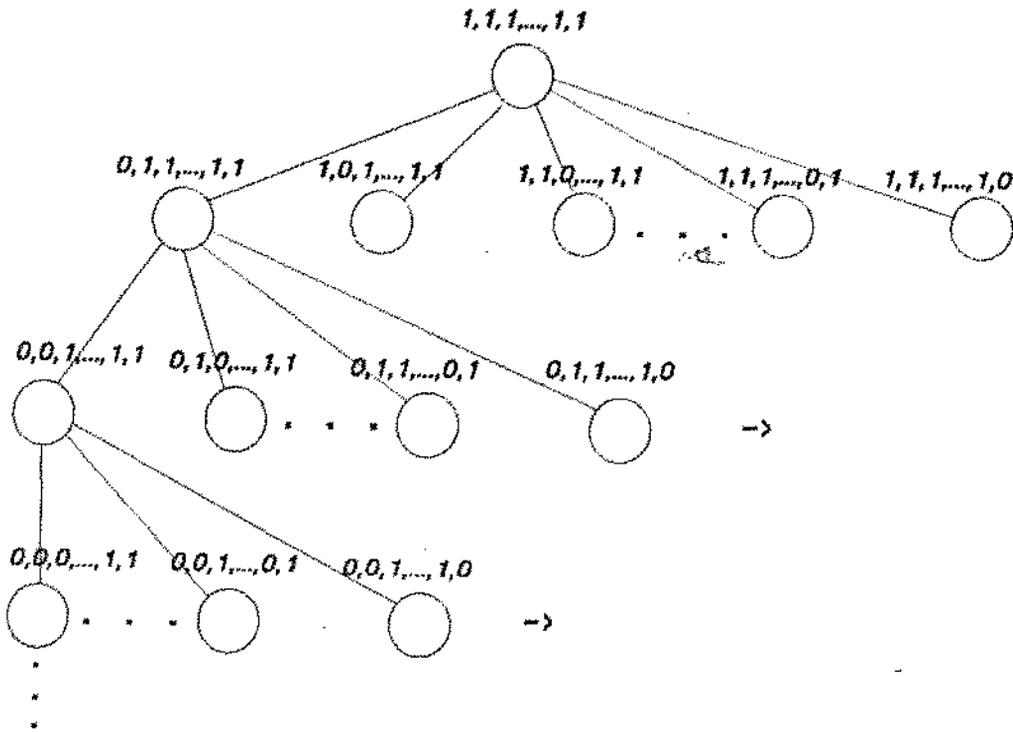


Figura 3.12 Árvore de estados da rede

Para cada estado do sistema verifica-se se este é aceitável ($x \in A$) ou se é inaceitável ($x \in B$), acumulando-se as suas probabilidades de ocorrência a $P(A)$ ou a $P(B)$, respectivamente. Como

$$P(A) + P(B) + P(U) = 1 \tag{3.32}$$

onde $P(U)$ é a probabilidade associada aos estados ainda não-classificados, tem-se que:

$$P(U) = 1 - P(A) - P(B) \tag{3.33}$$

A vantagem deste procedimento é que tão logo o valor da probabilidade dos estados não-classificados seja menor que uma certa tolerância, g , admissível no horizonte de planeamento, o processo pode ser dado por terminado, havendo, então, um truncamento do espaço de estados possíveis quando

$$P(U) \leq \gamma \quad (3.34)$$

Como as probabilidades associadas a falhas de ordens superiores são muito baixas com relação às falhas de menor ordem, percebe-se que não se torna necessário descer a níveis muito baixos da árvore para que a condição acima seja satisfeita. Em geral, a análise de falhas no terceiro ou quarto nível é suficiente. Isto reduz tremendamente o esforço computacional.

3.5 Aplicação a um sistema regional

Aplicando-se as metodologias propostas para o cálculo da confiabilidade da geração e da transmissão do sistema regional, cujos dados se encontram no apêndice da dissertação, podem-se obter os seguintes resultados para cada barra de carga, apresentados na tabela 3.2.

Tabela 3.22 Confiabilidade composta geração-transmissão em cada barra

BARRA	LOLP (p.u.)	EDNS (kW)
2	0,0037	0,0254
3	0,0851	2,0002
4	0,1083	0,2521
5	0,1401	2,2509
6	0,0014	0,0046
9	0,0011	0,0011
10	0,0253	0,0738
11	0,0306	0,2728
12	0,0417	0,1252
13	0,0537	0,2677

Os resultados foram obtidos em 98 iterações, o que representa 0,075% do esforço computacional se fosse efetuada uma enumeração completa dos estados. Observa-se que foram necessárias análises de contingências até a segunda ordem para que este resultado fosse obtido com um erro máximo de 1,5%.

O cálculo da confiabilidade da geração utilizando a fórmula recursiva e considerando a carga representada por uma aproximação trapezoidal com potência de carga mínima igual a 80% da carga apresentada no apêndice, revelou uma probabilidade de perda de carga de 1,727 %, representando 6,303 dias em um ano.

Capítulo 4

ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS

4.1 Introdução

Todo sistema elétrico de potência, num ponto de operação qualquer, está sujeito a sofrer uma série de possíveis perturbações que podem provocar mudanças na configuração do sistema em questão, assim como eventuais danos em equipamentos e deficiências no transporte de energia aos pontos ou regiões do sistema afetados pela perturbação.

As perturbações - ou contingências - mais importantes ou cuja ocorrência mais afeta os sistemas elétricos de potência são saídas de uma ou mais linhas com transformadores ou não, saídas de geradores - com perda total ou parcial -, perdas de carga, saídas de elementos shunt, ou perturbações que resultam da ação combinados eventos anteriores.

É importante, então, que o sistema elétrico de potência esteja capacitado para suportar as contingências que maior dano possam provocar.

A análise de contingências visa, principalmente, determinar se um sistema a ser instalado - fase de planejamento - ou um sistema já em funcionamento - fase de operação -, oferece a segurança necessária que garanta o seu bom funcionamento, face às perturbações citadas.

O estudo de contingências é um estudo sobre a segurança dos sistemas elétricos de potência, dentro do que se denomina como segurança em estado permanente, o que significa que o interesse do estudo é voltado para o período após o transitório provocado pela contingência, de forma a verificar se neste novo estado de operação, que pode ou não efetivamente acontecer, existem modificações que afetem o sistema - ou parte dele - ou seus equipamentos; estas modificações podem ser sobrecargas e sobretensões, dentre outras.

Uma forma muito eficaz para se melhorar a segurança dos sistemas de potência é através da redundância de equipamentos, de maneira que, no caso da perda de um equipamento, um outro igual pode ser ligado a fim de manter a configuração original. Como exemplo, podem-se citar linhas e transformadores em paralelo. É evidente, no entanto, que esta maneira de tratar o problema aumenta

assustadoramente o custo de implantação e operação de um sistema, o que provoca uma elevação do custo da energia fornecida pelo mesmo.

É necessária, então, a realização de um estudo com o objetivo de se obterem os novos estados de operação a que pode ser levado um sistema, em virtude das contingências que possa sofrer, a fim de se tomarem as medidas necessárias para evitar ou minimizar os prejuízos que isto possa provocar.

Estas medidas são classificadas como preventivas ou corretivas, dependendo de serem tomadas antes ou depois da contingência, respectivamente.

Entre as medidas de caráter corretivo que podem ser tomadas afim de minimizar os efeitos de uma contingência, podem-se destacar: chaveamentos do circuito, rejeição de carga e reprogramação da geração de potências ativas e reativas.

Como medida preventiva, pode-se citar a duplicação de circuitos e componentes.

4.2 Cálculo das contingências

No processo clássico para o cálculo de contingências, o primeiro passo é efetuar um fluxo de carga no sistema em estudo na sua configuração original, ao qual dá-se o nome de "caso base". Ao considerar-se uma contingência qualquer, como, por exemplo, a saída de uma determinada linha, o caso base sofre modificação e um novo fluxo de carga é realizado a fim de verificar-se a segurança do sistema no novo ponto de operação. Da mesma forma, para cada nova contingência, um novo fluxo de carga deverá ser executado.

Se após efetuados todos os fluxos de carga a segurança do sistema é mantida, diz-se que o "caso base" é seguro. Caso contrário, o caso base é dito inseguro e alguma medida das já citadas deve ser tomada em relação ao caso base, a fim de melhorar a sua segurança.

Naturalmente, sendo o cálculo de contingências a solução de vários fluxos de carga, cujo número é proporcional ao tamanho do sistema e à ordem das contingências consideradas, torna-se necessário a utilização de um método de solução de grande rapidez e, devido às frequentes modificações do sistema durante as contingências, o método de solução deve ser muito confiável.

A precisão dos resultados não deixa de ser importante, mas em virtude de tratar-se de um cálculo preditivo, onde só se procura obter uma boa noção da

segurança do sistema, não se exige um grau de precisão muito elevado.

Os principais métodos para o cálculo de contingências são rapidamente comentados a seguir.

4.2.1 Método dos fatores de distribuição

Este método baseia-se na técnica de aproximação linearizada para o cálculo de fluxos de carga (Limmer, 1969), no qual o modelo do sistema é linearizado por meio de várias suposições e aproximações, conforme apresentado no primeiro capítulo desta dissertação.

O método utiliza dois tipos de fatores de distribuição, denominados "fator de distribuição de saída de linha" e "fator de distribuição de perda de geração", os quais permitem a determinação de níveis seguros para a operação do sistema.

O fator de distribuição de saída de linha, L_{ab} , é definido como o incremento no fluxo de potência da linha a provocada pela saída da linha b , considerando que a linha b transportava uma corrente igual a 1 p.u. antes da saída. Este fator pode facilmente ser obtido a partir da matriz de impedância do sistema.

O fator de distribuição de perda de geração, G_{ag} , é definido como o incremento no carregamento da linha a quando acontece um aumento de 1 p.u. na geração da barra g . Este também é calculado a partir da matriz de impedância do sistema e pode ser aplicado às variações de carga em alguma barra do sistema.

Os dois tipos de fatores citados variam de uma contingência para outra, assim como a matriz de impedância do sistema, em virtude da modificação da topologia provocada pela contingência.

A utilização dos dois tipos de fatores permite, a partir de simples operações aritméticas, determinar as modificações provocadas pelas contingências que venham a ocorrer no sistema.

Mais recentemente, modificações têm sido sugeridas (Ng, 1981) para aumentar a eficiência e precisão desta metodologia.

4.2.2 Método da matriz de impedância nodal

Este método baseia-se na matriz de impedância nodal, Z_N , utilizada no cálculo de fluxo de potência (Brown, 1969). Neste caso, a matriz Z_N deve ser modificada para cada contingência que se deseja estudar.

As alterações produzidas num sistema pela remoção de uma linha são determinadas a partir da matriz Z_N do sistema e de uma matriz Z_N modificada, tomando como premissa básica que a abertura de uma linha de transmissão não modifica a carga total do sistema. Quando a contingência consiste na perda de geração, os seus efeitos são calculados a partir de uma matriz de impedância reduzida, Z_N' , de dimensão $N \times M$, onde N são as linhas a serem afetadas e M representa os geradores ou barras de geração cuja modificação deseja-se estudar.

Esta matriz é multiplicada pela diferença de dois vetores de corrente correspondentes aos estados anteriores e posteriores à mudança na geração, obtendo-se um vetor que fornece a variação de tensão nas barras, provocada pela contingência.

4.2.3 O emprego de sistemas especialistas

A utilização de bases de conhecimento - "knowledge-base" - em sistemas de potência é algo relativamente novo. Uma das primeiras experiências se deu justamente na determinação da segurança dos sistemas, em 1981 (Liu & Dillon, 1992). Desde então, muito se tem feito neste setor.

Tradicionalmente, a determinação da segurança de um sistema é dividida em três partes: especificação de índices de segurança, seleção de contingências e avaliação das contingências. Tal exercício necessita de um extensivo conhecimento da estrutura e comportamento do sistema, bem como de fatores externos, tais como as condições climáticas. Muitos destes conhecimentos são empíricos e uma base de conhecimento é a ferramenta natural a ser integrada com algoritmos numéricos e programas de análise de contingências.

Devido à sua extrema velocidade computacional, os sistemas especialistas vêm sendo utilizados mais em aplicações "on-line". Dentre as suas funções, pode-se incluir:

- (a) Análise contínua do estado do sistema com relação às classificações: "normal", "alerta" e "emergência";
- (b) Sugestões de ações preventivas e corretivas com respeito ao estado de operação do sistema;
- (c) Informações compactas, no caso de um distúrbio na rede, incluindo localização e intensidade da falta;
- (d) Sugestões de controle adequado da carga, se forem disponíveis dispositivos tipo "ripple control";
- (e) Execução de operações de chaveamento, indicadas pelo operador.

Os sistemas especialistas não substituem quaisquer algoritmos de solução dos problemas envolvidos na análise de contingências; eles propiciam, no entanto, um poderoso e efetivo uso destas ferramentas.

4.2.4 Relaxação concêntrica

Este método (Zaborszky et alii, 1980) se utiliza de uma característica bastante forte dos sistemas elétricos em geral, que é a sua esparsidade, ou seja, usualmente as barras são ligadas somente às suas vizinhas geográficas imediatas.

Os cálculos são iniciados considerando-se um pequeno pedaço do sistema, exatamente onde será feita a análise de contingência, supondo-o, a princípio, eletricamente rígido.

Gradualmente vão-se relaxando os cálculos, ligação por ligação, pertencentes a um mesmo nível de contato, de modo a que no final é considerada a flexibilidade real do sistema. A figura 4.1 exemplifica.

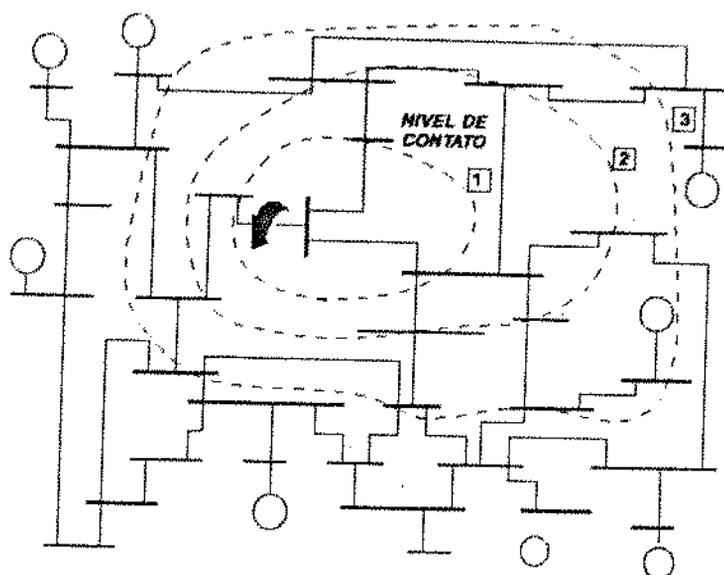


Figura 4.1 Processo de relaxação concêntrica

Como uma das premissas básicas deste método é que a contingência ocorre dentro de um grande sistema, dificilmente poderá ser aplicado a sistemas elétricos regionais sem que profundas adaptações sejam efetuadas.

4.2.5 Processo diacóptico

Este método apresenta grandes vantagens no que diz respeito à rapidez e confiabilidade na obtenção dos resultados (Astorga, 1982). O método utiliza o processo desacoplado rápido para o cálculo do fluxo de carga do caso base e de todos os outros fluxos de carga que se tornam necessários, aproveitando para isto, as matrizes de susceptância B' e B'' (vide capítulo 2), fatoradas no início do processo. O resultado exato para cada contingência é obtido através da aplicação de vetores de correção.

Este método pode ser aplicado para a simulação da saída de até três linhas simultaneamente, estando estas em paralelo ou não, utilizando-se ainda as mesmas matrizes B' e B'' iniciais; porém, acima de três linhas torna-se conveniente utilizar a refatoração destas matrizes, para não haver acúmulo de erros.

A perda de geração no sistema pode ser simulada como sendo uma saída parcial ou a saída total de unidades geradoras. Sendo as barras geradoras

normalmente especificadas como barras PV, com exceção da barra de referência, cuja saída não é considerada, tem-se que, na saída parcial da geração, a barra em questão continua uma barra PV, pois sua tensão continua sendo especificada, como no caso base.

Quando a perda de geração é total, a barra deixa de ser uma barra PV, sendo redefinida como barra PQ. Isto traz como consequência a necessidade da refatoração somente da matriz B".

4.3 Índices de severidade para seleção de contingências

O procedimento básico para a verificação do regime pós-contingência é se aplicar um fluxo de potência para a nova condição de operação, podendo resultar violações tais como tensões fora de limites normais e sobrecargas em linhas ou transformadores.

A finalidade do processo de seleção de contingências é se desenvolver índices de severidade e desempenho sobre o comportamento das tensões e dos fluxos, sem se executar um estudo completo de fluxo de potência ou análises preditivas para cada perda, identificando-se, isto sim, rapidamente aquelas saídas de elementos que precisam ser estudadas mais rigorosamente.

Nestes casos, as restrições de tensão nas barras de carga são normalmente expressas em termos de limites superiores e inferiores. O limite máximo é imposto pela máxima tensão do sistema, enquanto o limite mínimo é o valor abaixo do qual as cargas não são atendidas satisfatoriamente. Os fluxos nas linhas de transmissão são usualmente restringidos por limites térmicos (Wong et alii, 1982; Fuchs, 1977) e às vezes por questões de estabilidade em linhas de grande extensão (Fouad et alii, 1982).

Na definição dos índices de severidade e desempenho se alocam pesos e penalidades às diversas violações possíveis das restrições existentes em cada tipo de barra (Mikolinnas & Wollenberg, 1981).

4.3.1 Índice de tensão

O índice de severidade e desempenho de contingências quanto ao nível de tensão é especificado para quantificar as deficiências do sistema quanto à violações dos limites das tensões. Ele é dado por:

$$I_v = \sum_{i=1}^{NB} \frac{W_{v_i}}{2n} \left(\frac{|V_i| - |V_{NI}|}{\Delta V_{MAXI}} \right)^{2n} \quad (4.1)$$

onde

- I_v = índice de severidade e desempenho para as tensões;
- V_{NI} = tensão nominal da barra i ;
- ΔV_{MAXI} = limite máximo de desvio da tensão;
- n = fator de penalidade, normalmente igual a 1;
- NB = número de barras do sistema;
- W_{v_i} = peso dado à barra i para violações de tensão.

Observe-se que se a tensão variar muito fora de seus limites, ΔV_{MAXI} , isto produz um índice muito alto e, caso contrário, se ela estiver dentro de seus limites, resulta um baixo índice de desempenho, permitindo uma análise comparativa do perfil de tensões para as diversas contingências.

É importante notar que, posto que os níveis de tensão dependem fundamentalmente dos fluxos das potências reativas, pode-se ter uma idéia das exigências de geração de potência reativa, para que estas não ultrapassem os limites estabelecidos para as unidades geradoras, definidas pelas respectivas cartas de capacidade. Neste sentido, é definido o índice de desempenho geral tensão-potência reativa, dado por:

$$I_{vQ} = \sum_{i=1}^{NB} \frac{W_{v_i}}{2n} \left(\frac{|V_i| - |V_{NI}|}{\Delta V_{MAXI}} \right)^{2n} + \sum_{i=1}^{NG} \frac{W_{Q_i}}{2n} \left(\frac{Q_i}{Q_{MAXI}} \right)^{2n} \quad (4.2)$$

onde

- I_{vQ} = índice tensão-potência reativa;
- Q_i = potência reativa gerada na barra i ;
- Q_{MAXI} = limite de produção de potência reativa;
- NG = número de geradores;

W_{01} = peso dado às barras quanto à geração reativa.

A figura 4.2 mostra um resultado típico do cálculo de índice de desempenho para as tensões em um sistema (Ejebe e Wollenberg, 1979).

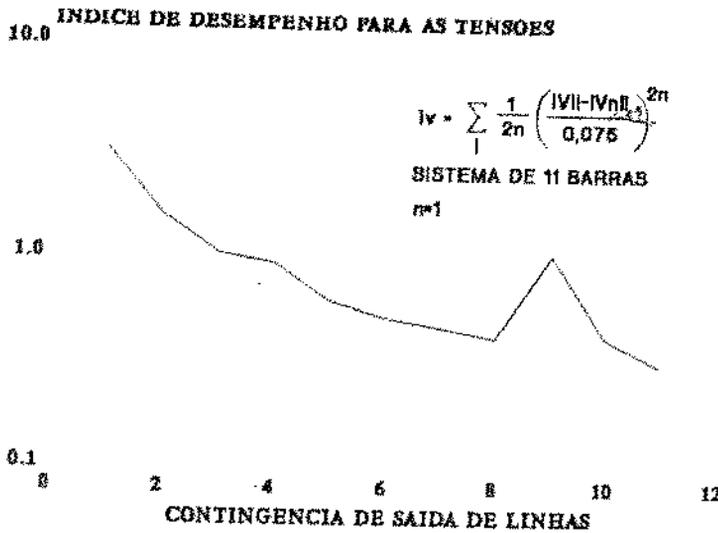


Figura 4.2 Índices de severidade de tensões

4.3.2 Índice para fluxos de potência

Da mesma forma como foi exposto para os desvios de tensão, pode-se definir um índice para quantificar a extensão das sobrecargas em linhas de transmissão quando da ocorrência de contingências, da seguinte forma:

$$I_p = \sum_{l=1}^{NL} \frac{W_l}{2n} \left(\frac{P_l}{P_{MAXl}} \right)^{2n} \quad (4.3)$$

onde

I_p = índice de desempenho dos fluxos de potência ativa;

P_l = fluxo de potência na linha l ;

P_{MAXl} = capacidade da linha l ;

NL = número de linhas do sistema;

n = fator de penalidade;

W_l = peso dado às linhas quanto à sobrecarga.

O índice I_p contém todos os fluxos das linhas, normalizados pelos seus limites operativos, e estes são elevados a uma potência qualquer, visando melhorar a definição dos valores, em casos onde existem poucas variações entre eles. Assim, os índices terão pequenos valores quando todas as linhas estiverem dentro de seus limites, e valores mais elevados quando houver alguma sobrecarga.

A figura 4.3 mostra um resultado típico do cálculo de índice de desempenho para os fluxos de potência em um dado sistema (Ejebe e Wollenberg, 1979).

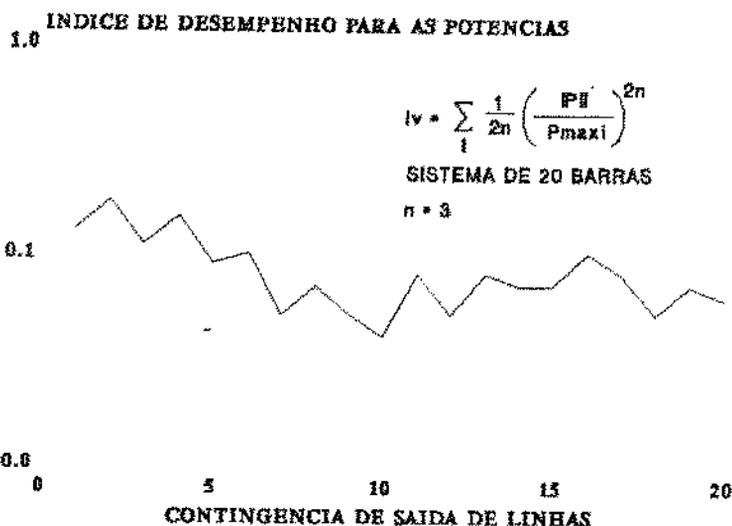


Figura 4.3 Índices de desempenho para fluxos de potência

4.3.3 Índices simplificados

Existem alguns métodos simplificados para se determinar os índices de severidade e desempenho das contingências em sistemas elétricos. Em geral, estes se baseiam no fato de que a perda de uma linha fortemente carregada irá, invariavelmente, acarretar um acréscimo no fluxo de outras linhas do sistema, podendo resultar em sobrecargas.

Um destes métodos utiliza o resultado do cálculo de fluxo de potência para o caso base e ordena as contingências das diversas linhas, em função dos respectivos carregamentos, normalizados pela sua capacidade, de acordo com a seguinte expressão:

$$I_{PI} = \frac{P_1}{P_{MAXI}} \quad \text{para } i=1, \dots, NL \quad (4.4)$$

onde

I_{PI} = índice simplificado de desempenho dos fluxos de potência ativa;

P_1 = fluxo de potência na linha i ;

P_{MAXI} = capacidade da linha i ;

NL = número de linhas do sistema.

Uma outra possibilidade é se avaliar e ordenar as contingências somente em função dos valores absolutos dos fluxos de potência referentes ao caso base, para as diversas linhas do sistema.

Um estudo comparativo de várias metodologias, desenvolvido por Ejebe e Wollenberg em 1979, concluiu que o uso destas metodologias simplificadas nem sempre apresenta uma correta seleção das contingências.

Uma análise mais profunda destes resultados revela que esta conclusão pode ser correta sob o ponto de vista quantitativo, quando se ordenam os índices de severidade para as contingências das linhas de um mesmo sistema; porém, no aspecto qualitativo, observa-se que o uso destas técnicas simplificadas sempre leva praticamente ao mesmo conjunto de casos que devem ser estudados mais profundamente.

4.4 Adaptações para sistemas regionais

Seguindo a metodologia tradicional para a avaliação da segurança de um sistema elétrico, como já foi mencionado neste capítulo, pode-se dividir a análise de contingências em três partes: especificação de índices de severidade, seleção de contingências e, finalmente, cálculo das contingências.

Por outro lado, deve-se ter sempre em mente a natureza dos sistemas aqui abordados, bem como o horizonte de planejamento adotado, o que leva a descartar alguns estudos mais aprofundados ligados às contingências, tais como o cálculo das correntes de curto-circuito e a análise de estabilidade transitória, notoriamente importantes, por exemplo, na fase de especificação de equipamentos de manobra, comando e proteção dos sistemas.

Dentro deste mesmo espírito, procurou-se selecionar os métodos que melhor se adaptam aos sistemas regionais. Com relação ao cálculo de índices de severidade, desprezou-se os índices que tratam do desempenho da tensão e do conjunto tensão-potência reativa, dando-se maior ênfase aos índices que tratam das sobrecargas nas linhas quando da ocorrência de contingências.

Uma aproximação bastante razoável para a determinação dos índices de segurança para os fluxos de potência nas linhas, levando em consideração que estes índices devem ser calculados sem a necessidade de se fazer uma análise para cada contingência distinta, pôde ser obtida empregando-se uma matriz de sensibilidade que expressa a variação do ângulo de potência em uma determinada linha em função da variação da admitância de outra linha, como é definida a seguir:

$$S_{ij} = \frac{\partial \Psi_i}{\partial Y_j} \quad (4.5)$$

onde

S_{ij} = elemento da linha i e coluna j da matriz de sensibilidade;

$\delta \Psi$ = variação no ângulo de potência da linha i ;

δY = variação na admitância da linha j .

É importante observar-se que, na literatura técnica consultada, a matriz de sensibilidade apresentada somente foi utilizada para o planejamento da expansão de sistemas de transmissão (Kaltenback et alii, 1970; Lee et alii, 1974; Farrag et alii, 1990).

Cada elemento da matriz de sensibilidade pode ser obtido utilizando-se os resultados de um único cálculo de fluxo de potência linearizado para o caso base, ou seja, quando o sistema opera em condições normais, através da seguinte expressão:

$$S_{ij} = \frac{\partial \Psi_i}{\partial Y_j} = (\theta_n - \theta_m) (z_{pm} - z_{pn} - z_{qm} + z_{qn}) \quad (4.6)$$

onde

θ = ângulo de potência das barras;

z = elemento da matriz de impedância nodal;

p e q = barras terminais da linha i ;

m e n = barras terminais da linha j ;

Deve-se ressaltar que os elementos da matriz de impedância nodal são obtidos sem nenhum esforço computacional adicional, posto que estes já são calculados durante a execução do fluxo de potência linearizado.

A seguir se calcula os índices de severidade através da matriz de sensibilidade, determinando-se os efeitos da variação dos fluxos nas diversas linhas, i , em função da variação da admitância de cada linha em estudo, j . Isto pode ser feito, utilizando-se a forma linearizada, da seguinte maneira:

$$I_{Fj} = \sum_{i=1}^{NL} \frac{S_{ij}}{x_i} \quad \text{para } j=1, \dots, NL \quad (4.7)$$

onde x_i é a reatância da linha i .

Como as piores contingências são aquelas nas quais existem perdas de linhas, ou seja, quando a admitância cai a zero, provocando aumentos no fluxo das outras linhas, deve-se contabilizar somente os termos negativos, por representarem esta variação inversa. Sendo assim, resulta:

$$I_{Fj} = \sum_{i \in \xi_j} \frac{|S_{ij}|}{x_i} \quad \text{para } j=1, \dots, NL \quad (4.8)$$

onde ξ_j representa o conjunto de elementos da coluna j da matriz de sensibilidade que apresentam valores negativos.

Por fim, pode-se aplicar um algoritmo de ordenação sobre os índices calculados, de maneira a identificar as contingências mais severas. O critério de seleção inclui todas as contingências que apresentem um índice igual ou superior a 15%, com relação ao maior índice encontrado.

Observe-se que depois de se determinarem os índices de severidade das contingências, o número de casos a serem estudados fica sensivelmente reduzido, permitindo a análise separada dos efeitos de cada contingência através de um estudo de fluxo de potência linearizado, atingindo-se os níveis de rapidez e precisão desejados.

4.5 Aplicação ao sistema elétrico regional

Aplicando-se a metodologia proposta ao sistema regional base, cujos dados se encontram no apêndice, obtêm-se os resultados apresentados, através de gráficos de barras na figura 4.4. Observe-se que, através do critério adotado, devem ser estudados com mais profundidade somente quatro casos, quais sejam, as perdas das linhas 1, 2, 4 e 3.

Uma análise destas contingências revela que, na maioria dos casos, não haverá sobrecargas nas outras linhas do sistema, mas sim, uma interrupção no fornecimento em algumas barras, conforme indicado na tabela 4.1.

Tabela 4.1 Análise de contingências

CONTINGÊNCIA LINHA	BARRAS ATINGIDAS	SOBRECARGAS
1	2, 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 13	-
2	3, 4, 5, 6, 9, 10	-
4	5, 6, 9, 10	-
3	4, 5, 6, 9, 10	-

Estes resultados serão utilizados no capítulo 6, para serem analisadas várias opções de expansão, considerando as piores contingências detectadas nesta fase do planejamento.

N.	Linha		
01	01 - 02	=====	1.00
02	02 - 03	=====	0.75
03	03 - 04	=====	0.27
04	04 - 05	=====	0.68
05	05 - 06	====	0.09
06	06 - 07	0.01	
07	07 - 05	0.02	
08	05 - 09	==	0.06
09	05 - 08	=	0.03
10	08 - 09	0.01	
11	09 - 10	0.00	
12	02 - 11	====	0.10
13	12 - 01	====	0.08
14	11 - 13	0.00	

(a)

N.	Linha		
01	01 - 02	=====	1.00
02	02 - 03	=====	0.75
04	04 - 05	=====	0.68
03	03 - 04	=====	0.27
12	02 - 11	====	0.10
05	05 - 06	====	0.09
13	12 - 01	====	0.08
08	05 - 09	==	0.06
09	05 - 08	=	0.03
07	07 - 05	0.02	
06	06 - 07	0.01	
10	08 - 09	0.01	
14	11 - 13	0.00	
11	09 - 10	0.00	

(b)

Figura 4.4 Sistema regional base:

a) Índices de severidade de contingências

b) Índices de severidade após o processo de ordenação
utilizando-se o algoritmo Quicksort (Schildt, 1990)

Capítulo 5

PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

5.1 Introdução

O setor elétrico já há vários anos vem utilizando avançadas técnicas matemáticas de modelagem, com o objetivo de elaborar e analisar alternativas de expansão mais baratas, garantindo dentro de certos limites, o suprimento de energia elétrica.

Se, de um lado, com os modelos de demanda se têm buscado uma maior fidelidade, utilizando-se métodos econométricos sofisticados combinados, por vezes com técnicas de simulação por usos finais dos diversos energéticos concorrentes, por outro lado, os modelos de oferta têm evoluído com o emprego de sofisticadas técnicas de programação matemática (Bajay, 1983a; Bajay, 1983b).

Com efeito, o termo "least-cost-planning" está sendo utilizado, de uma forma generalizada, para representar a avaliação de quaisquer alternativas no planejamento da expansão do setor elétrico, seja do "lado da oferta", como do "lado da demanda", alternativas centralizadas e alternativas descentralizadas.

No Brasil e no exterior, tem-se procurado aumentar o leque de alternativas descentralizadas, tais como pequenas centrais termelétricas modulares, a gás natural, por exemplo, plantas de cogeração industriais e comerciais, PCHs, programas de conservação de energia, gerenciamento de carga, dentre outros. Com isto busca-se ampliar o universo a ser otimizado, resultando em soluções melhores, se possível.

É importante ressaltar-se que, no planejamento da oferta de energia elétrica, embora as técnicas de programação matemática sejam ferramentas poderosas e extremamente úteis e eficientes em si, nada mais fazem que buscar caminhos ótimos, definidos sobre o conjunto de dados que lhe são fornecidos. Por conseguinte, seus resultados não podem deixar de ser parciais e mutáveis.

Parciais porque não se pode incluir no planejamento alternativas sobre as quais não se tenha um relativo controle, como é o caso da autoprodução industrial, com a eventual venda de energia elétrica excedente para a rede.

Mutáveis porque as tecnologias classificadas, a princípio, como anti-econômicas ou tecnicamente arriscadas, podem tornar-se interessantes a

médio ou longo prazos, graças, principalmente, a inovações tecnológicas e modificações institucionais.

Pelo quadro exposto, verifica-se que há uma forte tendência de mudança nos critérios e métodos de planejamento (Santos, 1991), principalmente no que tange a aspectos ambientais, riscos e incertezas envolvidos neste processo.

Dentre as principais causas destas incertezas, podem-se citar, por exemplo, a taxa de crescimento da demanda, taxas de juros, tarifas futuras, disponibilidade de energia primária, legislação ambiental, etc.

Este capítulo apresenta algumas técnicas para o planejamento da geração em um sistema regional contendo pequenas centrais hidrelétricas. Revêm-se as técnicas atualmente utilizadas e propõem-se novas abordagens, que permitem a inclusão das incertezas em questão.

5.2 Critérios de seleção e dimensionamento de PCHs

Em virtude da características básica das PCHs de não terem uma capacidade sazonal de regularização, não é necessário prender-se ao estudo dos ciclos hidrológicos no local da usina. É suficiente conhecer-se a curva de permanência ou duração de vazões construída com os valores médios mensais. Nesta curva, a abscissa é dada em porcentagem do tempo, ou nos valores em p.u. correspondentes.

A figura 5.1 mostra uma curva de permanência de vazões, onde são indicados quatro pontos de destaque: o primeiro é definido pela vazão mínima, Q_{100} , que ocorre 100% do tempo, ou 1 p.u.; o segundo é a chamada vazão firme, Q_{95} , que corresponde à 95% do tempo; o terceiro é a chamada vazão mediana, Q_{50} , com a abscissa de 50%, e o último é a vazão média, Q , correspondente à permanência, T_m .

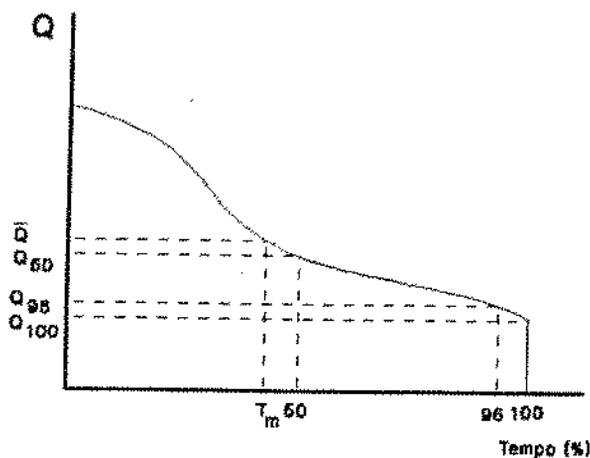


Figura 5.1 Curva de permanência de vazões

As curvas de permanência têm, em geral, formas que não se associam, de imediato, a funções conhecidas. Existem, entretanto, aproximações razoáveis para elas. Pode-se, também, trabalhar com a curva real discretizada.

Nas modelagens apresentadas a seguir procura-se determinar a vazão de projeto e a potência a ser instalada na central.

Consideram-se, normalmente, nestas modelagens, centrais operando a fio d'água. Porém, é relativamente fácil adaptar estes modelos a centrais com regularização diária ou semanal, utilizando-se do diagrama de Conti-Varlet (Souzattalli, 1983; Santos, 1991) ou de programas de simulação, obtendo-se a curva de permanência de vazões ou de potências regularizadas.

5.2.1 Critérios convencionais

5.2.1.1 Vazão com 95% de permanência

Este é um critério extremamente conservador. Ele é proposto no Manual de PCHs (ELETROBRÁS & DNAEE, 1982).

Esta vazão é obtida traçando-se a curva de permanência das vazões, construída com os valores médios mensais no local da usina, e extraíndo-se dela o valor da vazão firme.

Com este critério garante-se que, mesmo no período histórico de maior estiagem, ou "período crítico", a central estará operando dentro ou próximo de suas condições nominais. A desvantagem evidente é que, nos períodos restantes,

toda a água excedente será vertida. Este critério tem-se mostrado particularmente inadequado para pequenas e médias centrais hidrelétricas. Pode-se constatar isto com o auxílio da figura 5.2.

As pequenas e médias centrais normalmente localizam-se nas partes mais altas das bacias hidrográficas, onde os cursos d'água apresentam uma curva de permanência de vazões mais inclinada, como a curva tipo 1, na figura 5.2.

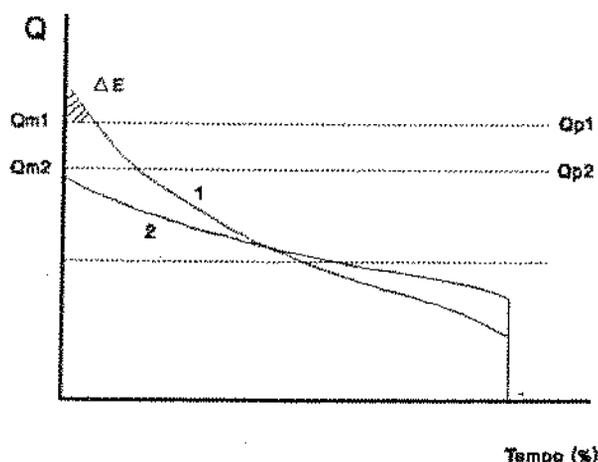


Figura 5.2 Curvas de permanência de vazões - Tipos 1 e 2

Por outro lado, as centrais de maior porte normalmente têm curvas de permanência de vazões semelhantes ao tipo 2, pois estas estão mais a jusante da bacia, onde ocorre uma significativa regularização natural. Além disto, a eventual existência de reservatórios de regularização à montante das usinas torna ainda mais verídica a afirmação.

Conclui-se, pela análise da figura 5.2, que este critério causa menos problemas quando aplicado a grandes centrais, posto que, normalmente, não há uma grande diferença entre a vazão firme, Q_{95} , e as dos demais períodos.

Já para as pequenas e médias centrais, esta diferença pode ser bastante significativa, tornando economicamente viável a motorização da central para valores de vazões superiores à vazão firme, como no critério descrito a seguir.

5.2.1.2 Maximização do benefício líquido

A partir da curva de permanência de vazões levantada para o local onde se deseja construir a central, pode-se obter a curva de permanência da potência elétrica gerada, através da função de produção da central:

$$P = g \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_{sa} \cdot H \cdot Q \quad (5.1)$$

onde

P = potência elétrica disponível nos bornes do gerador (kW);

g = aceleração da gravidade (m/s^2);

η_t = rendimento da turbina (p.u.);

η_g = rendimento do gerador (p.u.);

η_{sa} = rendimento dos sistemas de adução e restituição (p.u.);

H = queda bruta (m); e

Q = vazão (m^3/s).

Considerando a queda bruta, bem como os rendimentos, constantes, pode-se linearizar esta equação da seguinte forma:

$$P = k \cdot Q \quad (5.2)$$

onde

$$k = g \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_{sa} \cdot H \quad (5.3)$$

é designado como a produtividade média da usina.

Portanto, se o eixo das vazões da curva de permanência for multiplicado por k , tem-se a curva de permanência de potências, ilustrada na figura 5.3.

Mesmo sem linearizar-se a função de produção, é possível se construir a curva de permanência de potência, desde que a usina seja a fio d'água.

Desta curva, pode-se elaborar a curva "energia x potência instalada" (figura 5.4), admitindo-se que, para cada potência instalada pode-se calcular a energia possível de ser gerada, com base nas informações hidrológicas disponíveis. É comum calcular-se a energia gerada em um ano, ou seja, em um ciclo hidrológico completo - 8760 horas.

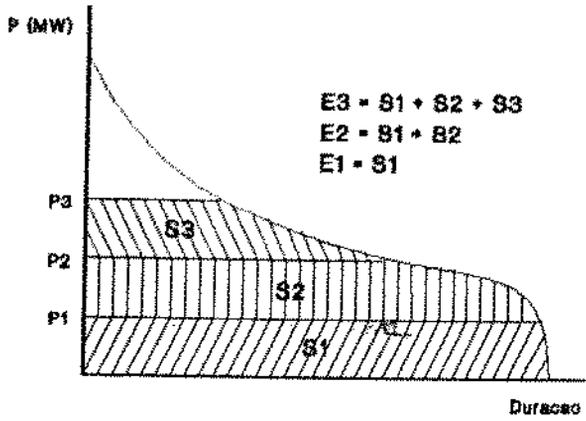


Figura 5.3 Curva de permanência de potência

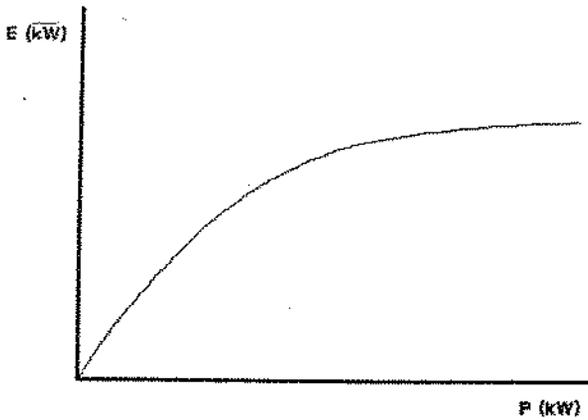


Figura 5.4 Curva Energia x Potência instalada

A capacidade "ótima" a ser instalada deve explorar ao máximo os recursos hídricos naturais gerando, ao mesmo tempo, um benefício que remunere o investimento requerido e os custos operacionais a serem envolvidos (Hreinsson, 1990).

Tanto a expectativa de geração da usina como o seu custo de instalação são colocados em uma base anual. Este último, CA, em \$/kW.ano, é calculado através da expressão (5.4):

$$CA = CTU \cdot P \cdot FRC \tag{5.4}$$

onde:

CTU = custo unitário de instalação da central (\$/kW);

P = potência a ser instalada na central (kW);

FRC = fator de recuperação de capital, dado por:

$$FRC = \frac{i (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (5.5)$$

onde i é a taxa anual de juros e n é a vida econômica da central.

O benefício anual, BA, em US\$/ano, associado à central é função da energia anual gerada por ela, E, em MWh, e da sua capacidade firme, CF, em kW, que são valorizadas segundo os custos marginais de energia, CME, em US\$/MWh, e de capacidade, CMC, US\$/kW.ano. Assim, tem-se:

$$BA = E \cdot CME + CF \cdot CMC \quad (5.6)$$

com CF dado por

$$CF = k \cdot Q_{95\%} \quad (5.7)$$

O benefício anual líquido, BL, é dado por:

$$BL = BA - CA \quad (5.8)$$

Este critério baseia-se na teoria econômica marginalista: para se determinar a vazão e, conseqüentemente, a potência instalada, P, ótima, procura-se o máximo benefício líquido, ou seja, o ponto no qual o custo marginal se iguala ao benefício marginal (Santos, 1987). Neste ponto tem-se:

$$\frac{\partial BL}{\partial P} = 0 \quad (5.9)$$

Manipulando-se convenientemente as equações (5.4) a (5.9) pode-se chegar à seguinte expressão:

$$\frac{dE}{dP} = \frac{CTU \cdot FRC}{CME} = \text{tg } \alpha \quad (5.10)$$

Geometricamente, a derivada de uma função em um determinado ponto representa a inclinação de uma reta tangente à curva neste ponto. Portanto, basta se calcular o ângulo α e se buscar graficamente o ponto ótimo na curva E x P. Naturalmente, se a metodologia for implantada computacionalmente, é necessário se proceder a várias iterações até que a expressão (5.10) se verifique.

5.2.1.3 Outros critérios de dimensionamento

Em estudos preliminares de grandes centrais, a nível de inventário, a ELETROBRÁS (1984) recomenda que se adote uma motorização para a central igual à sua potência média no período crítico dividida pelo fator de carga médio do sistema a que irá pertencer a usina.

Porém, este critério, quando aplicado a centrais de pequeno e médio porte, tem-se mostrado inconsistente, a não ser que as usinas tenham uma significativa capacidade de regularização, o que não é usual.

Retornando-se à figura 5.2, pode-se compreender esta afirmação, pois, adotando-se este critério em uma grande central, cuja curva é do tipo 2, tem-se uma vazão de projeto, Q_{P2} , bem acima da maior vazão média mensal.

Entretanto, o mesmo critério aplicado a uma curva do tipo 1 resulta, em geral, numa vazão de projeto, Q_{P1} , menor que a maior vazão média mensal, Q_{M1} , tornando impossível se gerar a parcela da energia afluyente indicada por ΔE na figura 5.2.

Isto contraria a proposta do manual de inventário, quando aplicado a pequenas e médias centrais, posto que este assume ser possível turbinar todas as vazões médias afluentes.

Finalmente, a busca da máxima rentabilidade também pode, dentre outros, ser um critério para a seleção e dimensionamento de projetos de pequenas centrais.

5.2.2 Critérios não-convencionais

5.2.2.1 Técnicas de "trade-off"

Como já foi discutido na introdução deste capítulo, o planejamento a longo prazo utilizando a programação matemática "clássica", tem encontrado diversas limitações, nos últimos anos, mas que podem ser contornadas, através de algumas "adaptações" metodológicas recentes.

Neste sentido, as técnicas multi-objetivo representam uma versátil generalização das modelagens tradicionais mono-objetivo. A consideração de vários objetivos traz consigo as seguintes novas contribuições para o planejamento

(Psarras et alii, 1990):

- (i) Um melhor entendimento dos diversos aspectos, frequentemente multidisciplinares, inerentes à tomada de decisão;
- (ii) O papel de cada participante envolvido no processo decisório é melhor definido;
- (iii) Há uma maior facilidade para uma tomada de decisão coletiva, através da adoção de compromissos individuais;
- (iv) Ambos, modelos e percepção dos analistas, são mais realistas.

Dentro deste escopo, as técnicas de "trade-off" (Goicoechea et alii, 1982) se sobressaem por poderem ser utilizadas para compatibilizar interesses antagônicos, envolvendo aspectos financeiros, econômicos e ambientais, dentre outros. O objetivo destas técnicas é obter uma alternativa robusta para a expansão do parque gerador, que seja relativamente de baixo custo e segura.

Mais recentemente esta técnica vem sendo aperfeiçoada no sentido de incluir avaliações de risco. Trabalhos como os de Burk et alii, 1988 e de Gavanidou e Bakirtzis (1992) vêm utilizando o chamado método "trade-off/risk". O objetivo não é encontrar um plano único e ótimo, posto que não se consegue, em geral, nenhum critério escalar que defina um plano ótimo e aceitável para todos os interesses envolvidos.

Ao contrário, este método apresenta uma forma bastante organizada de estabelecer relações entre os múltiplos objetivos e as incertezas envolvidas, eliminando parte dos planos que se mostram "inferiores", ou seja, em que se pode melhorar mais de um objetivo simultaneamente, e levando a um reduzido número de alternativas que representem razoáveis soluções de compromisso. Este método pode ser dividido em três partes principais:

- (a) Formulação do problema e obtenção das metas para vários cenários alternativos;
- (b) Utilização de conceitos de "trade-off" para identificar o espaço de decisão, que é o conjunto de alternativas que serão analisadas, levando à rejeição de opções "inferiores";
- (c) Análise das alternativas restantes, para se eliminar mais alguns planos e dar suporte ao desenvolvimento de uma estratégia final de expansão.

Observe-se que, em se tratando de um método multiobjetivo, não se usa mais o termo "ponto ótimo", posto que todas as soluções do plano de decisão são

ótimas em algum aspecto. A análise se processa através de conceitos de dominância descritos a seguir:

Seja z_1^1 e z_1^2 os valores das i funções objetivo para as alternativas - planos - 1 e 2. Assumindo que a meta seja minimizar as funções, diz-se que a alternativa 1 domina - é melhor que - a alternativa 2 se e só se z_1^1 é menor que z_1^2 para todo i . Mais precisamente:

DOMINÂNCIA FORTE: A alternativa 1 domina fortemente a alternativa 2 se z^1 é melhor - menor - que z^2 para todos os objetivos. A figura 5.5.a exemplifica este conceito, para duas funções objetivo: minimizar o custo e minimizar o LOLP.

DOMINÂNCIA FRACA: A alternativa 1 domina fracamente a alternativa 2 se e só se z_1^2 é pior - maior - que z_1^1 e nenhum objetivo z_1^2 é significativamente melhor - menor - que z_1^1 , como mostra a figura 5.5.b.

Naturalmente, uma função é muito pior, ou significativamente melhor que outra, de acordo com os critérios adotados pelo elemento decisor, e que poderão variar em função de cada projeto.

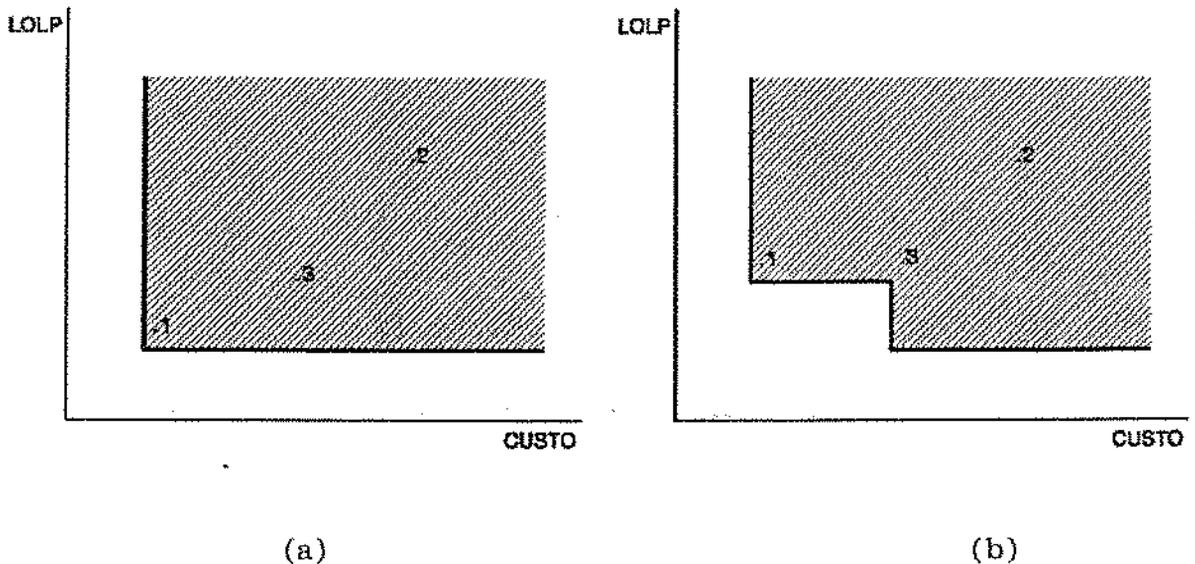


Figura 5.5 Conceito de dominância

De posse destes conceitos, pode-se definir uma curva de "trade-off" como sendo o lugar geométrico de todas as alternativas que não são fortemente dominadas por outras. Por outro lado, a curva de "trade-off" forma uma fronteira de eficiência entre as alternativas factíveis, como mostra a figura 5.6. Nesta

figura, o joelho da curva apresenta todas as alternativas que representam as melhores soluções de compromisso.

As incertezas podem ser modeladas ou de uma forma probabilística, assumindo distribuições de probabilidades para as variáveis aleatórias, ou estocasticamente, como incógnitas que podem assumir valores aleatórios, gerados por um modelo estocástico, dentro de uma faixa com limites superiores e inferiores, sem considerar nenhum tipo de distribuição probabilística.

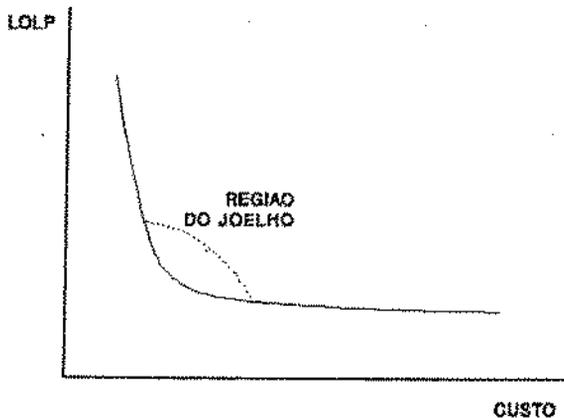


Figura 5.6 Curva de "trade-off"

As definições de dominância sofrem algumas modificações para incluir o conceito de incerteza, ou seja, no primeiro caso, uma alternativa domina fortemente ou fracamente com probabilidade P , uma outra alternativa, se e só se a probabilidade desta dominância for maior ou igual a P .

Ao se analisar o espaço de decisão, o planejador deve ter em mente algumas questões:

- (1) Flexibilidade: Existe alguma alternativa que é sempre boa, independentemente do cenário adotado? Quão flexível ela é à adaptações?
- (2) Incertezas e objetivos: Existem incertezas e objetivos que não influenciam de forma significativa um plano em particular, um conjunto de planos, ou o espaço de decisão?
- (3) Valor de maiores informações: Quais são os benefícios em se obter maiores informações para reduzir as incertezas e qual o custo correspondente?

A metodologia "trade-off/risk" não se tem mostrado como uma "caixa preta", ou seja, um programa de computador que, de repente, solta "a resposta". Ao contrário, ela depende da experiência do analista no julgamento das várias opções.

5.2.2.2 Matriz "payoff"

Uma vez definida a possível alternativa de motorização da central, em algum momento do futuro pode-se perceber, através do acompanhamento conjuntural e das principais variáveis do problema, que se cometeu algum engano na escolha de uma determinada opção, antes mesmo que este erro se realize de fato, de tal forma que se possa adaptar às novas condições, a alternativa justificada anteriormente.

Se, por exemplo, a demanda for superior àquela suposta como certa, necessita-se aumentar a potência instalada, dentro dos limites físicos existentes, incorrendo em custos adicionais. A recíproca também é verdadeira, ou seja, uma demanda futura menor que a projetada leva a uma menor potência instalada, reduzindo os custos.

Com isto pode-se montar uma matriz de custos, ou como é mais conhecida na teoria da decisão, uma matriz "payoff" que representa a relação entre as alternativas de expansão e suas eventuais adaptações aos diversos cenários que de fato irão ocorrer, da seguinte forma:

Tabela 5.1 Representação da matriz pay-off

ALTERNATIVAS DE REFERÊNCIA	CENÁRIOS DE DEMANDA				
	H_1	...	H_j	...	H_n
A_1H_1	C_{11}		C_{1j}		C_{1n}
⋮					
A_iH_1	C_{i1}		C_{ij}		C_{in}
⋮					
A_nH_n	C_{n1}		C_{nj}		C_{nn}

Nesta matriz, H_j representa o cenário de demanda j ; A_iH_1 é a alternativa de expansão i , baseada na projeção de demanda H_1 ; C_{ij} , $i \neq j$, representa o custo de investimento na alternativa A_iH_1 , adaptada, agora, ao cenário H_j . Os valores C_{ij} da diagonal, $i=j$, representam os custos das opções A_iH_1 associadas aos cenários originalmente previstos para estas opções, H_1 .

Observe-se que este procedimento pode ser estendido a processos de decisão interligados no tempo, bastando, para isto, montam-se tantas matrizes "payoff" quantos forem os momentos em que se supõe um possível erro na escolha do cenário correto (Daher, 1989). Vale também ressaltar que o exemplo aqui adotado é para uma variação na demanda, porém nada impede que outros fatores possam também ser analisados, tais como os apresentados na introdução deste capítulo.

Uma vez conhecida a matriz "payoff", existem diversos métodos baseados em regras de decisão, cujos princípios derivam da teoria dos jogos, que permitem sugerir qual alternativa A_1H_1 deve ser recomendada e, como consequência, qual a estratégia de adaptação a possíveis desvios do mercado, no caso de um processo intertemporal.

Dentre os principais métodos conhecidos, podem-se citar (Fleischer, 1973):

MINIMAX: Procura o menor dos máximos custos de adaptação da matriz "payoff" (pessimista);

MINIMIN: Busca o menor dos menores custos de adaptação da matriz "payoff" (otimista);

LAPLACE: Admite a equiprobabilidade dos cenários propostos e busca o menor valor esperado dos custos de adaptação da matriz;

SAVAGE: Este método minimiza o máximo custo do arrependimento, definido como sendo a diferença entre o custo que se incorre na adaptação da atual alternativa ao novo cenário e o custo da alternativa que, a priori, deveria ter sido escolhida para que o novo cenário fosse atendido.

5.2.2.3 Teoria de portfólio

Assim como ocorre nas bolsas de valores, cabe ao planejador da expansão do setor elétrico definir um conjunto de alternativas que reduzam os riscos dos investimentos, garantindo, ainda, uma boa rentabilidade.

Neste ponto sobressaem as ferramentas da teoria financeira moderna, notadamente, a teoria de portfólio.

Na análise de portfólio, mostra-se que as decisões de investimento podem

ser tomadas através da rentabilidade esperada e o seu desvio padrão associado. Na linguagem financeira, o desvio padrão é normalmente chamado de "risco", o que também é aqui adotado.

Supõe-se que o investidor tem dois objetivos, quais sejam, maximizar a rentabilidade esperada e minimizar o risco. Usando o termo portfólio para indicar as possíveis combinações de investimentos, pode-se definir o conjunto de portfólios não dominados da seguinte forma:

- (i) Para o mesmo desvio padrão - risco -, não existe nenhum portfólio com rentabilidade maior; e,
- (ii) Para uma mesma rentabilidade, não existe nenhum portfólio com desvio padrão - risco - menor.

Qualquer portfólio pode ser representado por um ponto no plano cartesiano definido pela rentabilidade, m , e pelo risco, s , e, dependendo das restrições impostas, somente alguns portfólios são factíveis. Uma possível região factível é apresentada na figura 5.7.a.

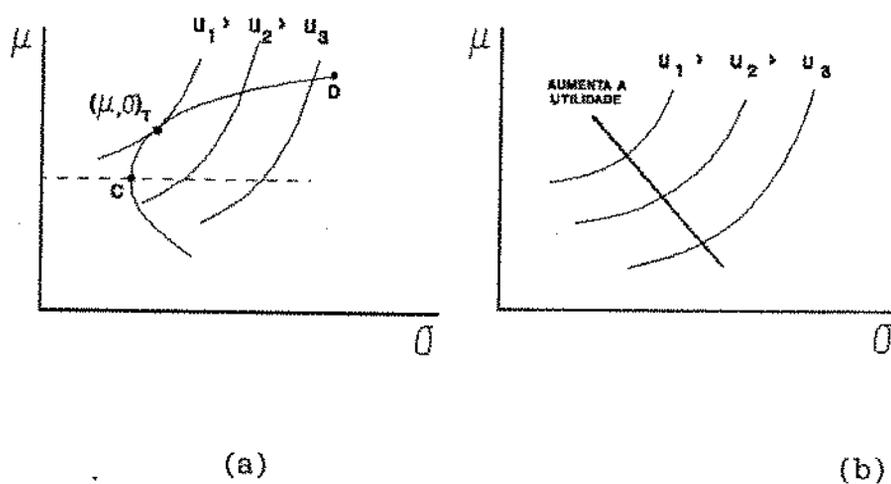


Figura 5.7 Fronteira de eficiência

Curvas de indiferença

Considerando as definições de dominância, descritas anteriormente, e a geometria convexa da parte superior da curva, nota-se que a região não dominada se encontra ao longo do segmento CD. Este segmento, na teoria de portfólio, é conhecido como fronteira de eficiência.

Por outro lado, a figura 5.7.b mostra as curvas de indiferença para um dado investidor, onde, nas linhas superiores, se encontram as situações mais desejáveis.

Voltando à figura 5.7.a, o ponto de tangência da curva u_1 com a fronteira CD, (m,s) , indica a melhor solução de compromisso, ou seja, o portfólio com características de rentabilidade e risco de maior utilidade para o investidor.

Neste aspecto, podem-se considerar três tipos de comportamento do investidor com relação ao risco, ou seja, cada indivíduo tem uma resposta diferente ao tomar a decisão de investimento em relação às diversas possibilidades existentes, refletindo a experiência, audácia, timidez, ou até indiferença frente ao quadro de incertezas no qual ele está inserido (Tobin, 1958):

- (a) Averso ao risco: Indivíduos que considerando duas alternativas de investimento com a mesma rentabilidade, escolhem aquela de menor risco;
- (b) Indiferente ao risco: Indivíduos que não fazem distinção entre duas alternativas de investimento com a mesma rentabilidade e diferentes riscos;
- (c) Propenso ao risco: Indivíduos que diante de duas alternativas de investimento com a mesma rentabilidade, preferem a mais arriscada.

A figura 5.8 ilustra esses tipos de comportamento

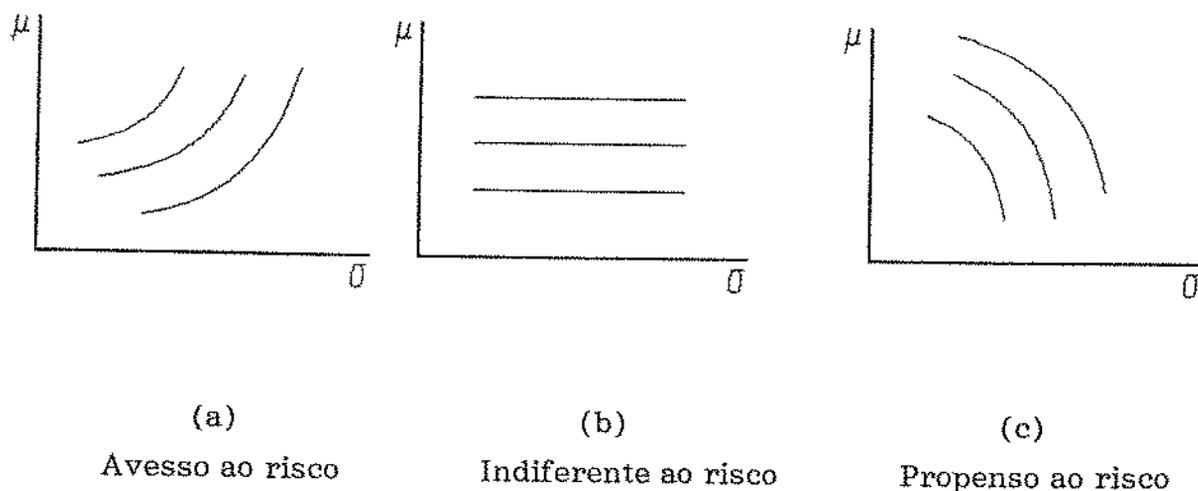


Figura 5.8 Curvas de indiferença

Note-se, entretanto, que o uso de tais informações nem sempre é prático, pois a determinação das curvas de utilidade é muito difícil, além de exigir o emprego de poderosas técnicas de resolução numérica de problemas de programação quadrática (Sales Filho, 1992; Vörös, 1984).

Em termos aplicativos, o problema é complexo. No entanto, foi desenvolvido

um método de solução geral do problema de estrutura dos portfólios (Markowitz, 1959), conhecido como critério "média-variância", que tem-se mostrado, desde então, muito eficiente. Seja a figura 5.9.a, onde os pontos marcados correspondem aos diferentes investimentos, posicionados em função das esperanças matemáticas da rentabilidade, μ_R , e o desvio padrão associado, σ_R , ou risco total.

Este método foi inicialmente proposto para determinar opções de investimento em ações em uma bolsa de valores. Neste caso, pode-se fazer a combinação entre duas quaisquer opções - pontos do plano $\mu \times \sigma$. Observe na figura 5.9.b que, variando a proporção de x que é investido em A, sobra $(1-x)$ para investir em B, de onde pode-se obter qualquer ponto da curva AB através de uma combinação linear.

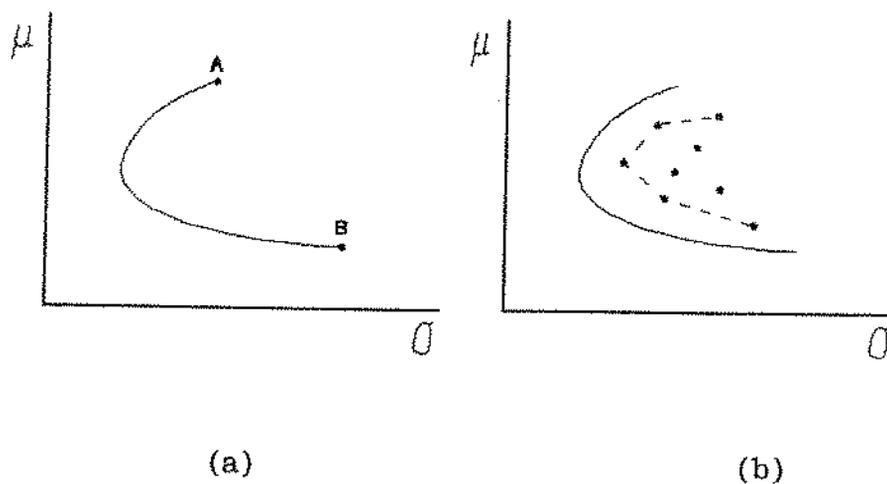


Figura 5.9 Espaço Rentabilidade x Risco

Caso não haja correlação entre os investimentos - covariância nula -, ter-se-á uma reta entre A e B. O portfólio resultante da combinação entre A e B terá uma rentabilidade resultante, μ_R , e uma variância, σ_R^2 , dadas por (5.11) e (5.12), onde σ_{AB} é a covariância entre A e B, dada por (5.14).

$$\mu_R = x_A \cdot \mu_A + x_B \cdot \mu_B \quad (5.11)$$

$$\sigma_R^2 = x_A^2 \cdot \sigma_A^2 + x_B^2 \cdot \sigma_B^2 + 2 \cdot x_A \cdot x_B \cdot \sigma_{AB} \quad (5.12)$$

$$x_A + x_B = 1 \quad (5.13)$$

$$\sigma_{AB} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left\{ (\mu_{Ai} - \mu_B) \cdot (\mu_{Bi} - \mu_A) \right\} \quad (5.14)$$

Esta combinação pode ser o caso da distribuição do investimento entre diferentes centrais. Neste caso, a correlação entre os investimentos pode ser devido à interligação hidráulica e/ou elétrica entre as usinas.

Na figura 5.9.a, pode-se ver a curva contínua que envolve os pontos, denominada fronteira de eficiência. Como já foi comentado, este é o lugar geométrico onde para um mesmo nível de rentabilidade encontra-se a opção de menor risco, ou vice-versa. No caso de investimentos isolados, a fronteira de eficiência é composta por pontos discretos, correspondentes a cada opção de investimento.

Resta, afinal, escolher, entre os pontos da fronteira de eficiência, aquele que corresponde ao melhor investimento. Para tanto, tem-se que considerar um outro ponto do plano $\mu \times \sigma$, com rentabilidade R_0 , que represente um risco nulo. É o caso, por exemplo, dos bônus do governo de curto prazo ou da poupança.

Ao se combinar a fronteira de eficiência com um ponto de risco nulo, a nova fronteira de eficiência passa a ser uma reta que passa por R_0 e M , como mostra a figura 5.10. Sendo assim, qualquer ponto situado sobre esta reta torna-se um investimento desejável.

Por outro lado, o melhor ponto é também aquele que, com base na rentabilidade mínima desejada, apresenta a maior relação rentabilidade/risco.

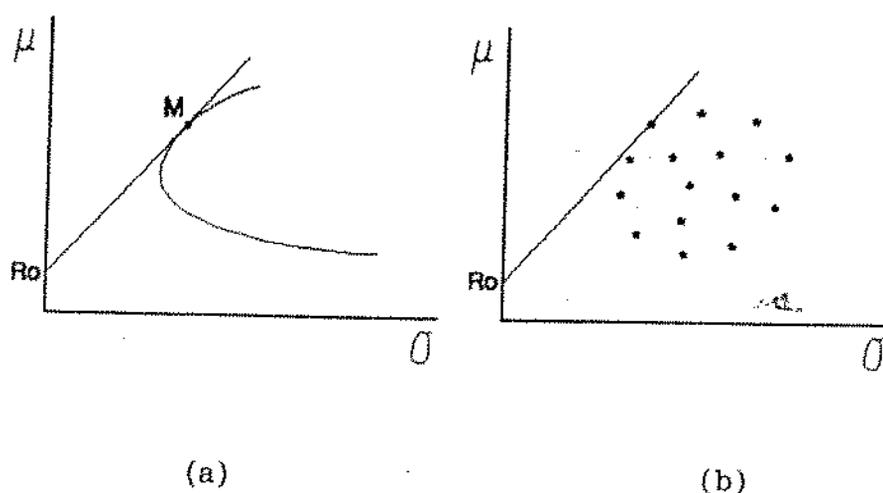


Figura 5.10 Nova fronteira de eficiência

Contador (1981) determinou a rentabilidade em função do risco, desejada pelas empresas brasileiras nos diferentes setores, chegando à seguinte equação:

$$\mu_R = 3,101 + 0,910 \sigma_R \quad (5.15)$$

ou seja,

$$R_0 = 3,101\% \quad (5.16)$$

5.3 Adaptações para sistemas regionais

As metodologias tradicionais - "least-cost planning" -, conforme mencionado na introdução deste capítulo, não consideram a aversão ao risco inerente ao indivíduo racional. Isto é, o indivíduo exige um "prêmio" como uma forma de compensação pelo risco que corre, mesmo sendo a esperança matemática da rentabilidade do investimento a mesma de uma opção sem risco (Santos & Moreira, 1992; Weston & Brigham, 1975).

Dentro do planejamento da expansão de sistemas elétricos de potência a longo e médio prazos algumas incertezas devem ser consideradas, tais como as das afluências das vazões, das tarifas de energia elétrica, no caso de uma central interligada, e do mercado, caso seja uma geração descentralizada isolada do restante do sistema elétrico, dentre outras menos importantes.

Todas estas avaliações correspondem a um valor médio mais provável - admitindo-se, por exemplo, uma distribuição normal - e um desvio padrão associado - risco.

Em geral, pode-se diminuir o risco de uma estimativa refinando-se os estudos; no entanto, é impossível reduzi-lo a zero. As variáveis citadas, com exceção do investimento inicial, apresentam um risco crescente com o tempo. Assim, conforme ilustrado na figura 5.11, o benefício no décimo ano terá o mesmo valor médio, mas apresentará um desvio padrão bem superior, se comparado ao primeiro ano.

Duas são as formas básicas para se tratar as incertezas associadas às variáveis aleatórias do problema. A primeira fundamenta-se em dados históricos levantados para a própria central, ou para centrais semelhantes. Nestes casos, pode-se calcular a média e o desvio padrão, ajustando-se, por exemplo, uma distribuição normal estes dados. A outra maneira se baseia na construção de cenários, o que é muito útil nas projeções do mercado e das tarifas. Ambas as técnicas serão utilizadas neste trabalho.

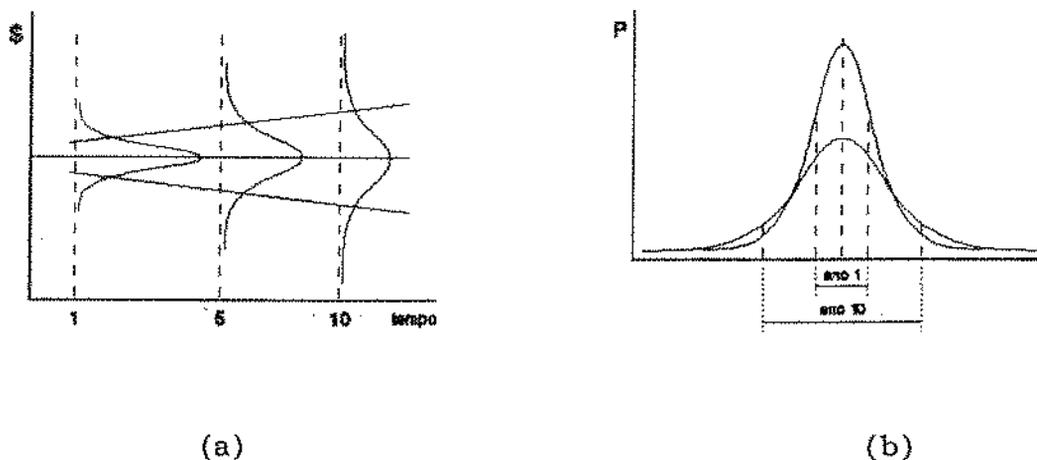


Figura 5.11 Risco em função do tempo

Nos últimos tempos tem havido também muita incerteza quanto aos custos de investimento, pois, não raramente, tem ocorrido uma sensível diferença entre os custos levantados quando aberta a concorrência entre empreiteiras e de fabricantes de equipamentos, e aqueles realmente executados na implementação da central.

As incertezas para cada uma destas variáveis são tratadas separadamente a seguir.

5.3.1 Incertezas nos custos

Os custos das pequenas centrais hidrelétricas podem ser estimados através de regressões lineares para os custos dos diversos componentes de uma pequena central (Bajay et alii, 1989).

As variáveis explanatórias destas regressões são as grandezas que mais influenciam nos custos dos componentes da central. Por exemplo, o custo da tubulação forçada depende, fundamentalmente, da vazão que flui por ela e do seu comprimento. Analogamente, tem-se:

Custo da barragem	: $C_b = f(L_b, H_b)$
Custo do canal de adução	: $C_{ca} = f(L_{ca}, Q_{ca})$
:	:
Custo do gerador	: $C_g = f(P, n)$

onde

L	= comprimento;
H	= altura;
Q	= vazão;
P	= potência em kVA;
n	= rotação, etc.

Assumindo que os custos de cada componente variam seguindo uma distribuição triangular, conforme ilustrado na figura 5.12, pode-se calcular a sua média, μ , e o seu desvio padrão, σ , utilizando as equações (5.17) e (5.18), admitindo-se um intervalo de confiança de 80%.

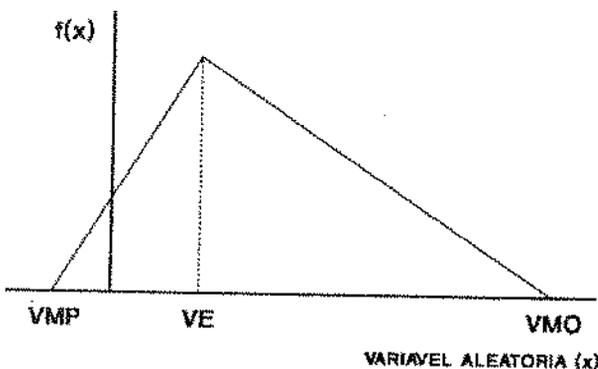


Figura 5.12 Distribuição triangular

$$\mu = \frac{VMP + 2 VE + VMO}{4} \quad (5.17)$$

$$\sigma = \frac{VMO - VMP}{2,65} \quad (5.18)$$

onde

VMP = valor mais pessimista;

VMO = valor mais otimista;

VE = valor esperado.

O teorema central do limite estabelece que a soma de n distribuições quaisquer, com n tendendo para infinito, resulta em uma distribuição normal.

Utilizando-se deste teorema central do limite, pode-se calcular a média e o desvio padrão do custo da central inteira. Observe-se que este "n tendendo para infinito", na prática pode ser considerado como sendo o número de equipamentos componentes da central (Moreira, 1993). Obviamente, quanto mais se desagregarem os componentes da usina, maior será a precisão desta aproximação. Aplicando-se o teorema central do limite, a média do custo da central, μ_c , e o seu desvio padrão, σ_c , podem, então ser calculados por:

$$\mu_c = \sum_{i \in I} \mu_i \quad (5.19)$$

$$\sigma_c^2 = \sum_{i \in I} \sigma_i^2 \quad (5.20)$$

onde I é o conjunto formado pelos componentes da central.

5.3.2 Incertezas sobre as aflúncias hidrológicas e a energia gerada

As incertezas sobre as vazões afluentes são levantadas através de dados históricos. A modelagem proposta procura determinar qual a vazão de projeto e, conseqüentemente, a potência a ser instalada na pequena central de modo que se tenha a melhor combinação rentabilidade risco. Para tanto, efetuam-se avaliações econômicas para diversas vazões de projeto.

Assumindo-se, o que é usual, que a central será a fio d'água, se o valor de uma dada vazão do histórico, Q , for maior que a vazão de projeto, Q_p , adota-se, para efeito de cálculo da energia a ser gerada, um valor de vazão igual à vazão de projeto. Isto se faz porque a vazão de projeto é a máxima vazão turbinável, o que em uma usina a fio d'água, significa que qualquer excedente tem que ser vertido.

Trabalhando-se com as vazões médias anuais, calcula-se a média global do histórico e o seu respectivo desvio padrão.

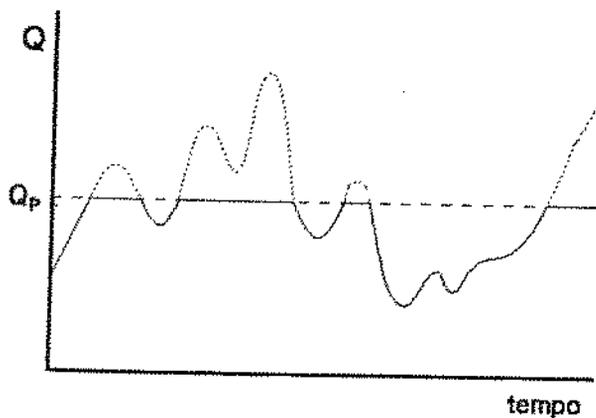


Figura 5.13 Histórico de vazões afluentes, com destaque para a vazão de projeto, Q_p .

Pode-se linearizar a equação da energia gerada se o rendimento do conjunto grupo gerador/sistema de adução e a queda de projeto forem consideradas constantes:

$$k' = g \cdot H_p \cdot \eta_T \cdot 8,76 \quad (5.21)$$

e

$$E = k' \cdot Q \quad (5.22)$$

onde

E = energia anual gerada (MW)

k' = produtividade média da central para conversão em MW ($MW/m^3/s$);

H_p = queda de projeto (m);

η = rendimento total da PCH (p.u.);

g = aceleração da gravidade (m/s^2);

8,76 = número de horas por ano / 1000.

Assim, o valor esperado da energia a ser gerada em um ano, μ_E , e o seu desvio padrão associado, σ_E , podem ser calculados por:

$$\mu_E = k \cdot \mu_Q \quad (5.23)$$

$$\sigma_E = k' \cdot \sigma_Q \quad (5.24)$$

5.3.3 Incertezas com relação à tarifa, custos marginais e o mercado futuro

Se o planejamento da pequena central hidrelétrica em questão considerar a sua operação interligada a um sistema de grande porte, devem-se considerar as incertezas existentes em relação à tarifa que irá reger a venda da energia gerada à rede, no caso de auto-produtores ou produtores independentes, ou em relação ao custo marginal no ponto de interligação da central, no caso de PCH de concessionárias.

Se o sistema a ser atendido pela central for isolado, a preocupação, em termos de incertezas, deve ser com a amplitude do mercado a ser suprido.

Para estas finalidades, a técnica de construção de cenários pode ser bastante útil. Para tanto, basta se adotar uma distribuição discreta para os possíveis valores da tarifa por exemplo, com as probabilidades associadas, obtidas, por exemplo, através da técnica de Delphi. O mesmo, evidentemente, se aplica aos custos marginais e às projeções de mercado.

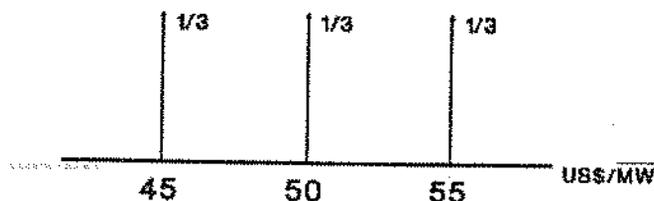


Figura 5.14 Discretização em cenários para as tarifas futuras e suas respectivas probabilidades

5.3.4 Análise econômica das alternativas

Quando existirem variáveis caracterizadas por distribuições de probabilidade, deve-se combinar, de todas as maneiras factíveis, os diferentes valores discretizados destas distribuições, numa operação de convolução. A figura 5.15 ilustra uma distribuição normal, discretizada em 7 pontos, convoluída com uma distribuição discreta, resultante de 3 cenários com as mesmas probabilidades.

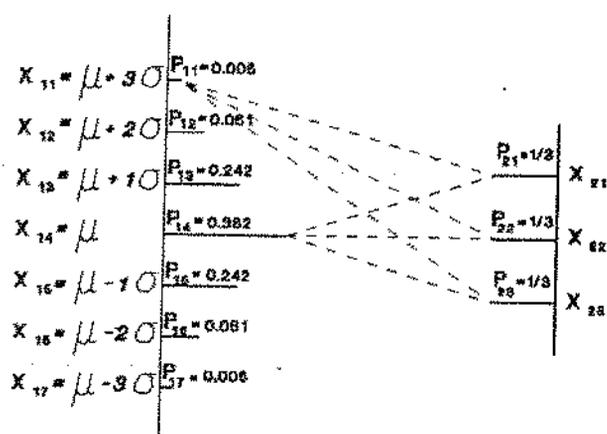


Figura 5.15 Convolução entre uma distribuição normal discretizada e uma distribuição com três cenários equiprováveis

É este tipo de convolução que se faz ao se calcularem os benefícios anuais gerados por uma PCH, quando se multiplica a energia média anual gerada pela tarifa ou custo marginal desta energia. A cada combinação entre energia e tarifa ou custo marginal, calcula-se o benefício - x_R na figura 5.15 - e a probabilidade resultante - P_R -, dada pela multiplicação das probabilidades associadas aos dois elementos.

A média dos benefícios, μ_B , e a sua variância, σ_B^2 , são obtidas a partir da distribuição resultante, através das seguintes equações:

$$\mu_B = \sum_{j=1}^n (P_j \cdot x_j) \quad (5.25)$$

$$\sigma_B^2 = \sum_{j=1}^n (P_j \cdot x_j^2) - \mu_B^2 \quad (5.26)$$

Aplicadas estas equações para todos os anos do horizonte de planejamento, deve-se, agora, descontar todos os benefícios líquidos anuais, BLA, trazendo-os para o instante zero, do investimento inicial. A soma destas parcelas resulta na distribuição normal do benefício total, BT, cuja média, μ_{BT} , e variância, σ_{BT}^2 , são dadas por (5.27) e (5.28), onde n é a vida útil da instalação e i é a taxa de rentabilidade antecipada pelo mercado.

$$\mu_{BT} = \sum_{j=1}^n \frac{\mu_{Bj}}{(1+i)^j} \quad (5.27)$$

$$\sigma_{BT}^2 = \sum_{j=1}^n \left[\frac{\sigma_{Bj}}{(1+i)^j} \right]^2 \quad (5.28)$$

Pode-se, finalmente, calcular a rentabilidade média do investimento, μ_R , e o desvio padrão ou risco total associado, σ_R . Para isto, assume-se que a rentabilidade, R , é a taxa interna de retorno, calculada através da equação (5.29), onde n é a vida útil da instalação. Novamente, é necessário discretizarem-se as distribuições associadas ao benefício total, BT, e ao investimento inicial, I.

$$I = BT \cdot \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \cdot \frac{(1+R)^n - 1}{(1+R)^n \cdot R} \quad (5.29)$$

Para cada combinação da convolução, calcula-se a taxa interna de retorno, R . Observe-se que a equação (5.29) é transcendental, cuja solução deve ser obtida através de métodos numéricos.

A probabilidade associada é resultante do produto das probabilidades relativas aos valores do benefício do custo. Após realizada a convolução, pode-se utilizar equações semelhantes às (5.25) e (5.26) para definir a rentabilidade média, μ_R , e o risco total, σ_R .

5.4 Aplicação ao sistema elétrico regional

É apresentado, a seguir, um exemplo de aplicação da metodologia proposta, utilizando dados reais de uma pequena central a ser construída.

As principais características técnicas do aproveitamento são apresentadas a seguir.

Altura da barragem de desvio [m]	: 7,0
Comprimento do desvio [m]	: 70,0
Altura da barragem da central [m]	: 17,0
Comprimento da barragem [m]	: 150,0
Comprimento do canal de adução [m]	: 50,0
Comprimento da tubulação de alta pressão [m]	: 60,0
Comprimento do canal de fuga [m]	: 0,0
Queda de projeto [m]	: 17,0
Rendimento global da central (estimado) [%]	: 80,0

A figura 5.16 apresentada o histórico local de vazões médias mensais, enquanto a figura 5.17 traz a curva de permanência correspondente.

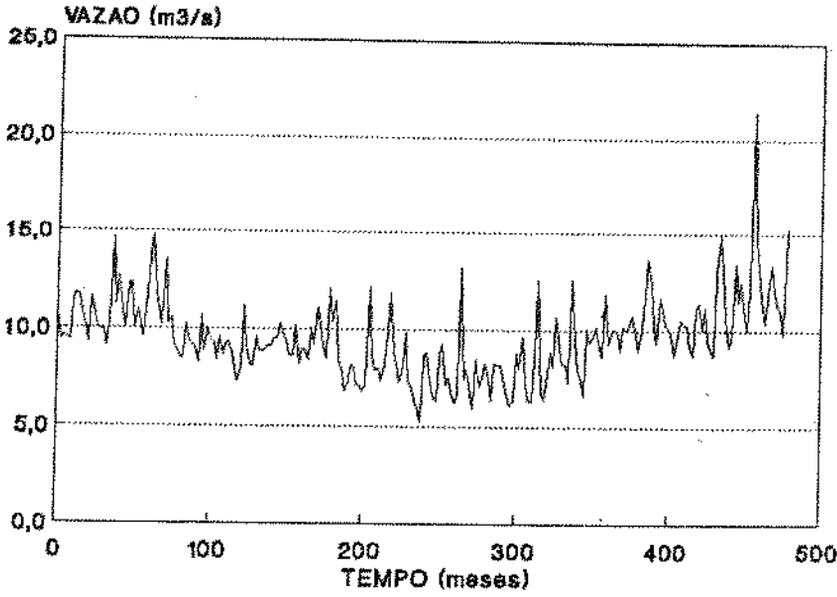


Figura 5.16 Histórico de vazões afluentes no sítio da central

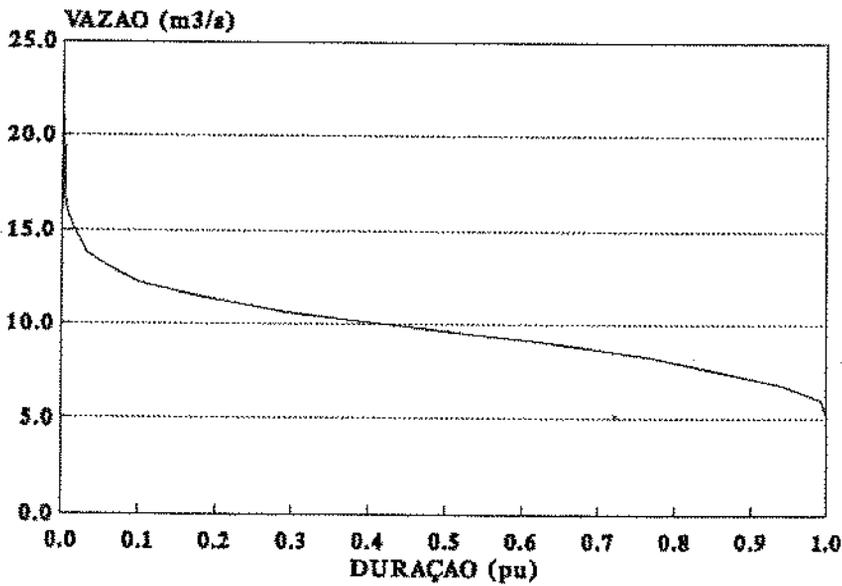


Figura 5.17 Curva de permanência de vazões afluentes no sítio da central

Neste exemplo, adotaram-se três cenários equiprováveis para as futuras tarifas que vão remunerar a energia elétrica gerada na usina: 45, 50 e 55 US\$/MW.

Utilizando-se um programa computacional especialmente desenvolvido para a aplicação da metodologia proposta, pôde-se obter os resultados preliminares apresentados na tabela 5.2.

Nesta tabela, usa-se a seguinte notação:

- qp = vazão de projeto (m^3/s);
- qm = vazão média (m^3/s);
- dpq = desvio padrão da vazão (m^3/s);
- em = energia média (MW);
- dpe = desvio padrão da energia (MW);
- bm = benefício médio (US\$);
- dpb = desvio padrão do benefício (US\$);
- cm = custo médio de implantação da central (US\$);
- dpc = desvio padrão do custo da central (US\$);
- rent = rentabilidade média do investimento (%);
- risco = desvio padrão da rentabilidade, ou risco (%).

Tabela 5.2 Resultados preliminares obtidos

Q_{min} = 5,200 Q_{max} = 21,400

qp	qm	dpq / em	dpa / bm	dpb / cm	dpc / rent	risco
5,20	5,20	0,00	6077	0	303868	24811 1571882 98836 19,392 1,358
6,01	6,01	0,06	7018	66	350918	28859 1720642 102951 20,466 1,351
6,82	6,79	0,16	7935	183	396744	33771 1869401 107467 21,294 1,351
7,63	7,51	0,35	8776	411	438775	41738 2018161 112337 21,809 1,358
8,44	8,15	0,61	9528	715	476386	53868 2166920 117516 22,049 1,376
9,25	8,69	0,90	10157	1054	507847	68856 2315680 122965 21,992 1,400
10,06	9,09	1,19	10625	1387	531269	84323 2464439 128650 21,615 1,420
10,87	9,34	1,42	10918	1660	545883	97328 2613199 134540 20,941 1,423
11,68	9,50	1,61	11100	1879	554991	107947 2761958 140611 20,135 1,417
12,49	9,59	1,74	11205	2036	560228	115595 2910718 146840 19,276 1,391
13,30	9,64	1,84	11266	2149	563323	121107 3059477 153207 18,434 1,351
14,11	9,67	1,90	11299	2218	564942	124511 3208237 159696 17,614 1,300
14,92	9,69	1,94	11320	2271	565995	127109 3356996 166292 16,854 1,238
15,73	9,69	1,97	11330	2299	566487	128490 3505756 172984 16,151 1,178
16,54	9,70	1,98	11334	2314	566707	129193 3654515 179760 15,503 1,129
17,35	9,70	1,99	11338	2327	566887	129837 3803275 186612 14,904 1,089
18,16	9,70	2,00	11341	2341	567066	130548 3952035 193532 14,349 1,054
18,97	9,71	2,02	11345	2357	567245	131325 4100794 200512 13,832 1,022
19,78	9,71	2,03	11348	2374	567424	132168 4249554 207546 13,350 0,993
20,59	9,71	2,04	11350	2384	567516	132632 4398313 214629 12,897 0,965
21,40	9,71	2,05	11352	2394	567606	133119 4547073 221757 12,469 0,943

VAZAO : 7,630
 rentab : 21,809
 risco : 1,358

Observa-se que, pelo critério média-variância, o melhor ponto está na faixa de vazão entre 7 e 9 m³/s; assim, refinando-se os cálculos para esta faixa de vazão, obtem-se os resultados apresentados na tabela 5.3.

Tabela 5.3 Resultados das simulações mais finas

Q_{min} = 7,000 Q_{max} = 9,000

qp	qm	dpg / em	dpe / bm	dpb / cm	dpc / rent	risco				
7,00	6,96	0,19	8129	225	406464	35197	1902459	108521	21,435	1,352
7,10	7,05	0,21	8237	250	411831	36072	1920824	109113	21,510	1,353
7,20	7,14	0,24	8341	277	417066	36994	1939190	109711	21,577	1,353
7,30	7,23	0,26	8445	306	422235	37982	1957555	110313	21,638	1,354
7,40	7,31	0,29	8546	336	427304	39034	1975920	110921	21,694	1,355
7,50	7,40	0,31	8646	367	432317	40160	1994286	111534	21,746	1,356
7,60	7,48	0,34	8746	401	437298	41365	2012651	112151	21,795	1,358
7,70	7,57	0,37	8844	435	442223	42638	2031016	112773	21,841	1,360
7,80	7,65	0,40	8942	471	447114	43983	2049382	113400	21,884	1,361
7,90	7,73	0,43	9039	507	451962	45393	2067747	114031	21,924	1,364
8,00	7,81	0,47	9133	544	456666	46841	2086113	114667	21,957	1,365
8,10	7,89	0,50	9226	582	461314	48355	2104478	115307	21,986	1,368
8,20	7,97	0,53	9317	620	465874	49922	2122843	115952	22,011	1,370
8,30	8,05	0,56	9407	659	470334	51536	2141209	116601	22,031	1,372
8,40	8,12	0,60	9493	699	474672	53191	2159574	117254	22,044	1,375
8,50	8,20	0,63	9579	739	478956	54908	2177939	117911	22,055	1,378
8,60	8,27	0,67	9664	781	483183	56683	2196305	118572	22,063	1,381
8,70	8,34	0,70	9746	823	487323	58498	2214670	119237	22,067	1,384
8,80	8,41	0,74	9826	864	491296	60320	2233036	119907	22,064	1,387
8,90	8,47	0,78	9904	906	495180	62181	2251401	120580	22,057	1,390
9,00	8,54	0,81	9979	948	498932	64058	2269766	121257	22,044	1,393

VAZAO : 8,000
rentab : 21,957
risco : 1,365

Colocando-se os pontos obtidos no plano $\mu \times \sigma$, tem-se o gráfico apresentado na figura 5.18.

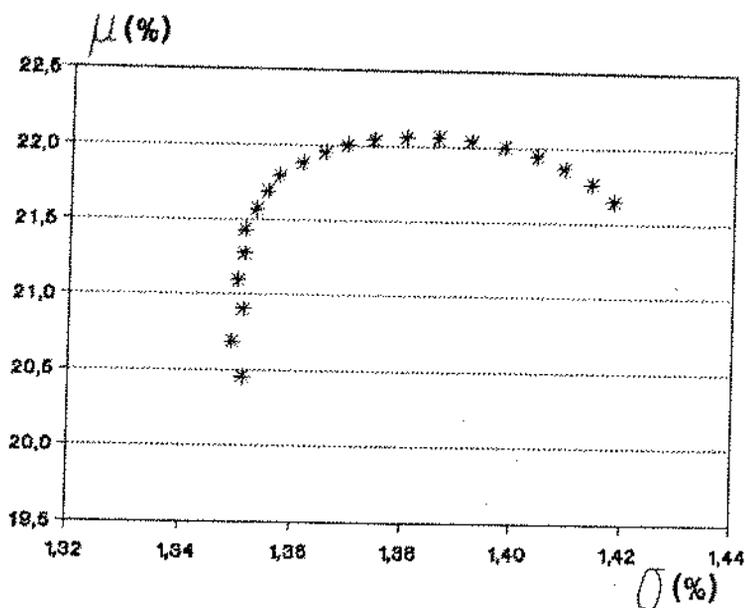


Figura 5.18 Plano μ x σ com as melhores alternativas

Através do critério média-variância, a vazão de projeto escolhida é 8,0 m³/s, com uma rentabilidade média de 21,957% e um risco associado - desvio padrão - de 1,365%.

A tabela 5.4 apresenta um quadro comparativo entre as diversas metodologias de dimensionamento de pequenas centrais hidrelétricas, mostrando a vazão de projeto escolhida, Q_p , e a rentabilidade, μ , e o risco associado, σ , correspondentes.

Pode-se observar neste quadro comparativo que, tratando-se de pequenas centrais hidrelétricas, o risco envolvido é muito baixo. Sendo assim, o empreendedor pode lançar mão de conceitos semelhantes a um "trade-off" para determinar qual a potência a ser instalada, independentemente do resultado obtido através do critério média-variância.

Tabela 5.4 Quadro comparativo de resultados obtidos para o dimensionamento da PCH deste estudo, através de diferentes metodologias.

Critério	Q [m ³ /s]	μ [%]	σ [%]
Q _{95%}	6,50	20,95	1,352
Máximo benefício líquido	10,06	21,62	1,420
Máxima rentabilidade	8,80	22,06	1,387
Máxima capacidade instalada	21,40	12,57	0,943
Rentabilidade x risco	8,00	21,96	1,365

Capítulo 6

PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.1 Introdução

O planejamento dos sistemas de transmissão é feito no sentido de que, ao final do exercício, o resultado obtido seja uma rede de transmissão robusta, capaz de transportar, a um custo mínimo, toda a energia gerada para o atendimento da demanda, dentro do horizonte de planejamento.

Recentemente, o planejamento de redes de transmissão de energia elétrica tem sido objeto de vários trabalhos empregando técnicas de otimização, dentre os quais, pode-se destacar os de Garver (1970), Bhavaraju & Billington (1971), Lee et alii (1974), Hsu & Chan (1985), e Farrag (1988 e 1990).

Duas são as abordagens normalmente encontradas: ou se procura obter uma rede cujos níveis de confiabilidade nas barras de carga mais importantes sejam maiores que um valor mínimo pré-especificado, ou constrói-se uma rede resistente às contingências mais severas, que, em geral, consistem em perdas de importantes linhas de transmissão.

Em ambos os casos, a função objetivo a ser minimizada deve incluir, para uma correta simulação, tanto o custo de investimento como os custos operacionais devido às perdas na transmissão. Enquanto o investimento em linhas cresce em patamares com a capacidade das linhas, o crescimento dos custos operacionais com as perdas é geralmente representado por uma função polinomial de segunda ordem.

As restrições destes modelos procuram simular a operação dos sistemas e são representadas pelas equações do fluxo de potência na sua forma completa ou linearizada.

Neste capítulo se propõe uma aproximação para o planejamento de sistemas de transmissão, através do emprego de programação linear mista-inteira para se obter um sistema otimizado em termos de custo e das características operacionais da rede. As equações de laço das tensões são escritas de uma forma modificada, de modo que, ao final da análise, o modelo se comporte como um fluxo DC, valendo-se das duas leis de Kirchhoff, dispensando a necessidade de interação

com um programa de fluxo de potência externo, para análise do carregamento das linhas.

6.2 Desenvolvimento da modelagem do sistema

6.2.1 Função objetivo

A função objetivo a ser minimizada inclui os custos de investimento e operação para as linhas propostas, bem como os custos de operação para as linhas existentes, da seguinte forma (Farrag & El-Metwally, 1988):

$$\text{Min } F = \sum_{i=1}^{M1} \sum_{j=1}^{NS(i)} (C_{ij} Z_{ij} + S_{ij} P_{ij}) + \sum_{i=1}^{M2} W_i PR_i \quad (6.1)$$

onde

F = função objetivo;

$M1$ = número de linhas propostas;

$NS(i)$ = número de estados considerados para a linha i ;

C_{ij} = custo de investimento do estado j para a linha proposta i ;

Z_{ij} = variável inteira (0/1) ligada ao estado j da linha i ;

S_{ij} = custo linearizado das perdas no estado j para a linha proposta i ;

P_{ij} = fluxo de potência no estado j para a linha proposta i ;

$M2$ = número de linhas existentes;

W_i = coeficiente de custo linearizado para as perdas da linha i existente;

PR_i = fluxo de potência na linha existente i .

A consideração de diferentes tipos de linhas de transmissão como sendo variáveis no problema de otimização pode trazer grandes problemas com relação ao número crescente de variáveis envolvidas.

Neste caso, a modelagem proposta trata a capacidade a ser adicionada como uma variável única em cada linha, reduzindo a complexidade do problema. Cada linha candidata ao plano de expansão possui uma curva custo de investimento versus capacidade de transmissão como a apresentada na figura 6.1, dividida em patamares correspondentes a diferentes níveis de tensão (Lee et alli, 1974). Observe-se que somente um destes patamares será escolhido; para cada um deles

são definidos o custo, a reatância, o coeficiente linearizado de perdas e a capacidade máxima.

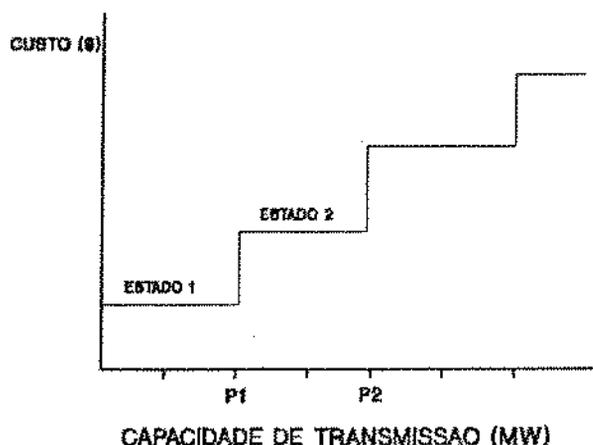


Figura 6.1 Diferentes estados possíveis para as linhas propostas

O coeficiente linearizado de perdas é determinado afim de representar a função quadrática das perdas no transporte de energia elétrica, dentro do modelo linear.

Como as perdas em transmissão correspondem a uma pequena parcela da potência total transmitida e, posto que para qualquer estado de operação da linha se conhecem os seus limites inferior e superior de carregamento, a linearização poderá ser efetuada dentro deste intervalo, como mostra a figura 6.2, minimizando-se, com isto, os erros desta aproximação.

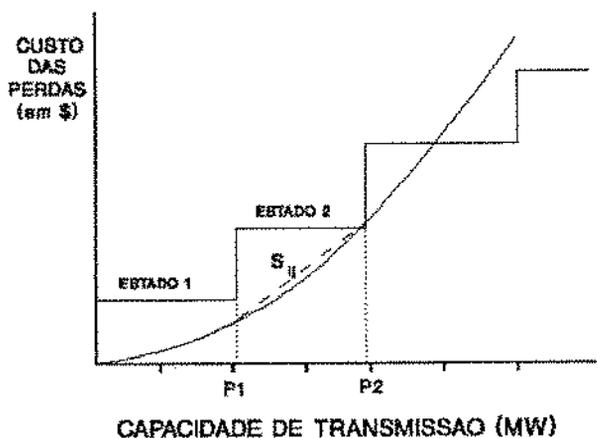


Figura 6.2 Aproximação linear da curva de custo das perdas em uma dada linha

6.2.2 Restrições

O modelo contempla algumas restrições, na programação matemática, que são descritas a seguir:

a) Balanço de potência na barra 1:

Esta restrição está relacionada com a primeira lei de Kirchhoff, ou seja, a potência que entra em um nó deve ser igual à potência que sai deste mesmo nó. Sendo assim, tem-se:

$$\sum_{i \in k_1(i)} \sum_{j=1}^{NS(i)} P_{ij} + \sum_{i \in k_2(i)} PR_i = H_1 \quad (6.2)$$

onde:

$k_1(1)$ = conjunto de linhas propostas ligadas à barra 1;

$k_2(1)$ = conjunto de linhas existentes ligadas à barra 1;

H_1 = potência injetada na barra 1.

b) Equação de laço contendo somente linhas existentes:

De acordo com a segunda lei de Kirchhoff, a soma das tensões em um laço deve ser igual a zero. Neste caso, para laços contendo somente linhas existentes,

$$\sum_{i \in L_1(j)} X_{e_i} PR_i = 0 \quad (6.3)$$

tem-se:

onde:

$L_1(j)$ = conjunto de linhas existentes que formam um loop básico j ;

X_{e_i} = reatância da linha existente i ;

LB_1 = número de loops básicos que contêm somente linhas existentes.

c) Equação de laço contendo uma linha proposta:

Deve-se tomar cuidado com a elaboração desta restrição, posto que esta só deverá valer se a linha proposta for realmente selecionada. Sendo assim, utiliza-se de um artifício empregando as variáveis inteiras que representam a escolha das linhas, conforme indicado a seguir.

$$\sum_{k \in L_2(j)} Xc_k PR_k + \sum_{k=1}^{NS(j)} XP_{ik} P_{ik} \leq M (1 - \sum_{k=1}^{NS(j)} Z_{ik}) \quad (6.4)$$

para $j=1, \dots, LB2$

e

$$\sum_{k \in L_2(j)} Xc_k PR_k + \sum_{k=1}^{NS(j)} XP_{ik} P_{ik} \geq M (\sum_{k=1}^{NS(j)} Z_{ik} - 1) \quad (6.5)$$

para $j=1, \dots, LB2$

onde:

$L_2(j)$ = conjunto de linhas existentes que formam um loop básico j que contém uma linha proposta i ;

XP_{ij} = reatância no estado j da linha proposta i ;

M = número inteiro bastante grande;

$LB2$ = número de loops básicos contendo linhas existentes e somente uma linha proposta;

Z_{ij} = variável inteira para o estado j da linha i .

Observe-se, neste caso, que a segunda lei de Kirchhoff para laços contendo somente uma linha proposta foi desmembrada em duas equações. Isto permite a validade desta lei quando da presença da linha proposta ($\sum Z_{ik}=1$) e, por outro lado, torna a restrição inativa quando da ausência da linha ($\sum Z_{ik}=0$).

O valor de M deve ser suficiente grande para tornar a restrição inoperante, porém deve-se tomar cuidado para não se cair em uma instabilidade numérica resultante da discrepância de ordem de grandeza entre os coeficientes das variáveis.

d) Restrição de exclusividade para cada linha proposta:

Somente um dos patamares da figura 6.1 deve ser eventualmente escolhido pelo programa. Isto pode ser traduzido pela seguinte restrição:

$$\sum_{k=1}^{NS(i)} Z_{ik} \leq 1 \quad (6.6)$$

e) Restrição de capacidade para cada linha existente i:

Na distribuição dos fluxos de potência na rede, deve ser respeitada a capacidade máxima de cada linha, ou seja:

$$PR_i \leq QM_i \quad (6.7)$$

onde

QM_i = limite de sobrecarga da linha i.

f) Restrição de sobrecarga para linhas propostas:

Da mesma forma que na restrição anterior, as linhas propostas também têm seus limites de sobrecarga, porém estes dependem do estado de operação escolhido para a linha durante o processo de otimização.

Esta restrição também é importante no sentido de associar o valor da variável de fluxo da linha proposta com a variável inteira que define o estado desta linha, conforme representado a seguir:

$$P_{ij} - PM_{ij} Z_{ij} \leq 0 \quad (6.8)$$

onde:

PM_{ij} = limite de sobrecarga da linha i operando no estado j.

g) Restrição de disponibilidade em cada barra:

Esta restrição pode ser usada para garantir um número mínimo de linhas, NB_i , que chegam a uma determinada barra i , traduzindo critérios de confiabilidade (Bhavaraju & Billington, 1971). Para isto, tem-se:

$$\sum_{k \in k_1(i)} \sum_{j=1}^{NS(k)} Z_{kj} \geq NB_i \quad (6.9)$$

6.2.3 Solução inicial do problema

Para redes contendo barras isoladas, deve-se inicialmente aplicar um modelo linear simplificado, onde a meta básica é determinar as melhores rotas que permitam conectar as barras isoladas à rede a um custo mínimo.

Nesta fase, as restrições de fluxo máximo são desconsideradas, posto que o objetivo principal é determinar as melhores rotas. Se acontecer de um ou mais laços serem formados pela seleção de linhas, aquelas rotas pouco carregadas podem ser desconsideradas, desde que se mantenha pelo menos uma conexão da barra isolada.

Posteriormente, aplica-se a modelagem mista-inteira, onde o estado ótimo das rotas selecionadas nesta fase será uma das variáveis a ser determinada.

O modelo linearizado usado para conectar as barras isoladas à rede é dado a seguir:

$$\min F' = \sum_{i=1}^{M1} C_i P_i \quad (6.10)$$

$$\text{s.a.} \quad \sum_{j \in k_1(i)} P_j + \sum_{j \in k_2(i)} PR_j = H_i \quad p/ i=1, \dots, N-1 \quad (6.11)$$

$$PR_j \leq QM_j \quad p/ j=1, \dots, M2 \quad (6.12)$$

A restrição (6.11) representa o balanço de potência nas barras, enquanto a restrição (6.12) impõe os limites de capacidade dos arcos - linhas de

transmissão.

6.2.4 Adequação da modelagem

É importante notar que as potências podem assumir dois sentidos de fluxo em uma mesma linha de transmissão. Este fato deve ser ressaltado ao se analisar a função objetivo da modelagem principal, que considera as perdas nas linhas como uma aproximação linear dos fluxos nas mesmas. Logo, se este fluxo for negativo, as perdas iriam ser contabilizadas erroneamente de uma forma negativa, de modo semelhante a um lucro.

A solução para este problema pode ser encontrada em Murty (1976), considerando a minimização das perdas como sendo dadas pelo produto dos coeficientes lineares de perdas e os módulos dos fluxos nas linhas, da seguinte forma:

$$\min F = \sum_{i=1}^{M1} \sum_{j=1}^{NS(i)} (C_{ij} Z_{ij} + S_{ij} |P_{ij}|) + \sum_{i=1}^{M2} W_i |PR_i| \quad (6.13)$$

onde $|P_{ij}|$ e $|PR_i|$ são os módulos dos fluxos nas linhas propostas e linhas existentes, respectivamente.

Este problema é análogo ao problema de variáveis irrestritas em sinal e pode ser linearizado, posto que qualquer número real pode ser expresso pela diferença de dois números não negativos. Então, uma variável irrestrita x , pode ser expressa pela diferença de duas variáveis auxiliares positivas, ou seja:

$$x = x^+ - x^- \quad (6.14)$$

com

$$x^+ \geq 0 \quad (6.15)$$

e

$$x^- \geq 0 \quad (6.16)$$

assim,

$$|x| = x^+ + x^- \quad (6.17)$$

Observe-se que, para que esta aproximação seja verdadeira, pelo menos uma das variáveis auxiliares deverá ter valor nulo.

Para aplicar esta aproximação ao problema inicial podem-se tecer algumas considerações. Ao comparar-se uma análise de programação linear - considerando-se apenas o balanço de potência nas barras de uma rede elétrica - a um fluxo de potência linearizado, observam-se grandes diferenças entre os resultados obtidos. A programação linear é extremamente radical quanto à utilização de um recurso, ou seja, ao mesmo tempo que se podem encontrar linhas totalmente carregadas, pode-se também encontrar linhas operando em vazio.

A resposta a esta questão é que, ao aplicar um fluxo DC em um sistema, na realidade está-se resolvendo um problema de programação quadrática. Para minimizar as perdas - I^2R -, as perdas incrementais em cada laço devem ser zero, ou seja, as quedas de tensão em circuitos paralelos devem ser iguais.

Na prática, a corrente elétrica naturalmente se distribui para que isto aconteça, enquanto que na programação linear, com funções de custo lineares, os custos incrementais serão constantes e o fluxo ir-se-á distribuir pelas rotas de menor custo, até que o seu limite seja atingido. Até então, todos os caminhos com custos elevados terão fluxo zero.

A consideração das duas leis de Kirchhoff é análoga à minimização das perdas dentro de um laço (Garver, 1976). Sendo assim, esta condição garante que se em um caminho houver fluxo em um sentido, o fluxo no sentido contrário, obrigatoriamente, deverá ser igual a zero. Dessa forma, a função objetivo passa a ser:

$$\begin{aligned} \min F = & \sum_{i=1}^{M1} \sum_{j=1}^{NS(i)} (C_{ij} Z_{ij} + S_{ij} P_{ij}^+ + S_{ij} P_{ij}^-) + \\ & + \sum_{i=1}^{M2} (W_i PR_i^+ + W_i PR_i^-) \end{aligned} \quad (6.18)$$

6.3 Adaptações para sistemas regionais

Ao analisarem-se os sistemas de transmissão dentro do enfoque regional, devem-se conhecer bem algumas de suas peculiaridades em relação aos sistemas de transmissão de grande porte. Tais aspectos são fundamentalmente de ordem técnica e duas são as suas características mais marcantes.

A primeira refere-se à topologia do sistema, ou seja, em grandes sistemas de transmissão de energia elétrica, as redes são fortemente malhadas, o que nem sempre é possível nos sistemas regionais, onde se pode encontrar até longos ramos radiais. Isto pode ter implicações nos métodos de análise destes sistemas, tal como no cálculo de fluxo de potência, posto que os sistemas radiais fazem parte do conjunto dos chamados sistemas mal condicionados.

A segunda característica relaciona-se com a potência transportada, refletindo-se no nível de tensão destes sistemas. Em grandes sistemas de transmissão encontram-se tensões variando entre 230 e 750 kV. Já nos sistemas regionais, utilizam-se os níveis de 13,8 a 138 kV, passando por tensões de 34,5 e 69 kV. Tensões menores do que estas são legadas somente a sistemas de distribuição.

Devido a estas características, os sistemas regionais de transmissão são também comumente denominados, no meio técnico, por sistemas de sub-transmissão ou malhas de repartição (DNAEE, 1985).

6.3.1 Critério de confiabilidade

O planejamento de sistemas de transmissão pode, sob um certo aspecto, ser definido como sendo a determinação da capacidade dos vários componentes do sistema, a custo mínimo, de modo que a demanda seja atendida convenientemente nos principais pontos de carga.

O uso de índices de confiabilidade permite determinar os pontos onde a alocação de investimento é mais desejável, enquanto procuram-se manter os níveis de risco dentro de limites aceitáveis nas barras de carga mais importantes.

Os índices mais utilizados são o LOLP e o EDNS. O LOLP é uma função das taxas de saída forçada de cada elemento do sistema, enquanto o EDNS é uma função tanto das taxas de saída forçada, como também, da capacidade de cada elemento.

Quando se utiliza o critério de confiabilidade para o planejamento da transmissão, o que se faz é calcular coeficientes de sensibilidade, dados pelas derivadas parciais do EDNS em relação à capacidade dos componentes do sistema, e assim, determinar em qual componente é mais atrativo adicionar uma capacidade incremental de transmissão. Este procedimento é repetido até que o valor do EDNS seja igual ou menor àquele especificado inicialmente. A figura 6.3 exemplifica.

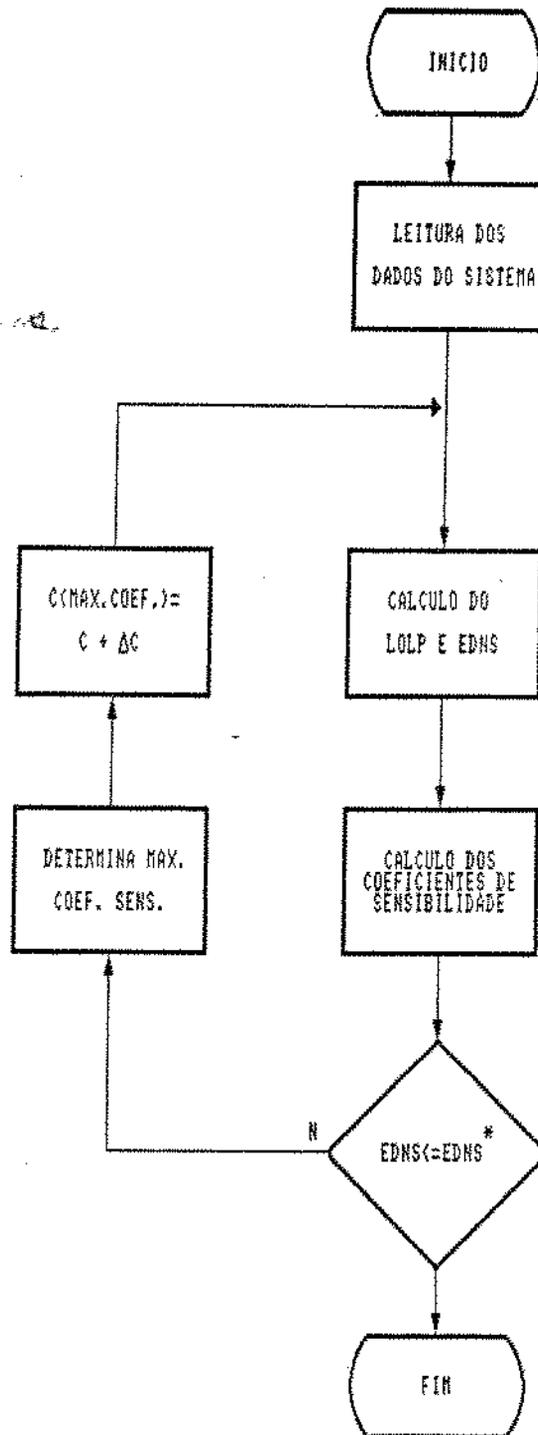


Figura 6.3 Fluxograma básico do critério de confiabilidade

O cálculo dos coeficientes de sensibilidade pode ser feito em conjunto com o cálculo dos índices de confiabilidade com um mínimo acréscimo no esforço computacional. A equação para a determinação dos coeficientes pode ser obtida a partir da equação 3.24 e é dada a seguir (Sharaf & Berg, 1982).

$$\frac{\partial EDNS}{\partial c_k} = - \sum_{B_n} \sum_{j \in B_n} \frac{\partial c_j / \partial c_k P(B_n)}{P(v_j(B_n))} \quad p/ k=1, \dots, m \quad (6.19)$$

$$\frac{\partial c_j}{\partial c_k} = \begin{cases} 0 & , \text{ se } y = \bar{v} = 0 \\ P_j & , \text{ caso contrário} \end{cases} \quad p/ k=j \quad (6.20)$$

$$\frac{\partial c_j}{\partial c_k} = 0 \quad p/ k \neq j \quad (6.21)$$

Pode-se exemplificar esta metodologia aplicando-a ao sistema teste de confiabilidade do IEEE de 5 barras. As capacidades e taxas de saídas forçadas de cada elemento são apresentadas no apêndice. As capacidades de geração e cargas são aquelas projetadas para o horizonte de planejamento (IEEE, 1979).

Os resultados obtidos são apresentados a seguir (Hsu & Chan, 1985):

Tabela 6.1 Análise do sistema IEEE de 5 barras

Elemento	Coefficiente de sensibilidade
1	-0,0031
2	-0,1880
3	-0,0316
4	-0,1298
5	-0,0608
6	-0,0590
7	-0,0502
8	-0,0562
9	-0,0626

Os resultados mostram que um acréscimo na capacidade do elemento 4, que representa a linha de transmissão que liga a barra 2 à barra 4, iria melhorar o índice EDNS do sistema de transmissão. Adicionalmente, a tabela mostra que um aumento da capacidade do elemento 2, no caso uma geração, também resultaria numa melhoria global do EDNS para o sistema.

A tabela 6.2 apresenta uma análise de sensibilidade da convergência do algoritmo em função do valor da capacidade de adição incremental (Δc) escolhida (Hsu & Chan, 1985).

Tabela 6.2 Análise de sensibilidade

Capacidade Incremental	1	4	16	64
EDNS	4,6761	4,7008	5,2091	8,2606
Nº de iterações	64	16	4	1
Adição ao elemento				
3	8	8	0	0
4	19	16	16	64
5	10	12	16	0
6	8	8	0	0
7	0	0	0	0
8	9	8	16	0
9	10	12	16	0

6.3.2 Critério de contingências

Um sistema elétrico é considerado seguro com relação a contingências de ordem n , se a perda de quaisquer n linhas pertencentes à rede de transmissão não causar sobrecargas às demais linhas restantes e as cargas sejam atendidas satisfatoriamente.

Utilizando-se o método de expansão apresentado, obtém-se, ao final do

processo, uma rede robusta e resistente às contingências de primeira ordem.

Isto é feito removendo-se temporariamente a linha em questão da rede, obtendo-se um novo conjunto de restrições, diferentes das restrições iniciais, refletindo a alteração sofrida pelo sistema. A linha removida deverá ser restaurada ao sistema antes que uma nova perda seja considerada para nova alteração das restrições.

Este processo é repetido até que todas as contingências desejadas sejam analisadas. As diferentes restrições obtidas através deste processo são concatenadas, resultando na modelagem final.

A modelagem final apresentará o aspecto ilustrado na figura 6.4. Este é o formato típico de modelos do tipo bloco angular dual (Bazarra et alii, 1990; Correia & Lyra, 1990) que considera as várias contingências. É importante observar-se o acoplamento existente entre as restrições através das variáveis inteiras, o que imediatamente traz o método de decomposição de Benders como o mais atrativo para a solução deste tipo de problema.

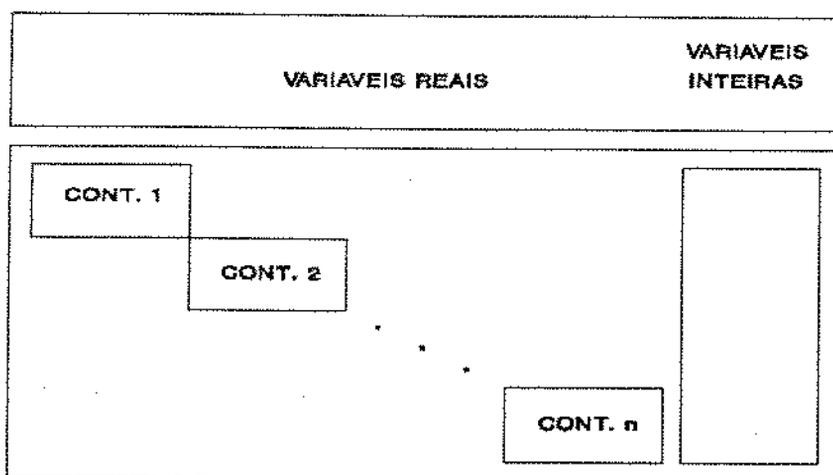


Figura 6.4 Aspecto do modelo resultante

A função objetivo pode ser dividida em duas parcelas, uma referente à operação do sistema - variáveis reais - e outra representando as opções de investimento em expansão - variáveis inteiras. Estas últimas é que realizam um acoplamento entre todas as restrições.

Neste caso, o processo de otimização é feito em duas fases, onde na primeira, se determina uma rede capaz de atender a demanda sem que nenhuma contingência seja considerada. Na segunda fase, com o mesmo conjunto de linhas propostas na primeira, determina-se quais são os reforços que atendem as contingências de primeira ordem a um mínimo custo.

Observe-se que esta modelagem pode ser utilizada para a expansão de uma rede já existente com análises de contingências de primeira ordem ou contingências múltiplas. Posto que a segurança pode ser relacionada com a saída de qualquer linha, o método também pode ser empregado para determinar qual o melhor reforço para o sistema, quando da ocorrência de uma contingência particular, como por exemplo, a saída de uma linha que tenha uma alta taxa de falha.

6.4 Implementação da modelagem

Desenvolveu-se um procedimento numérico que, a partir dos dados da rede atual e das linhas propostas, gera automaticamente o modelo da expansão, cuja solução pode ser obtida por qualquer pacote computacional especializado em resolução de problemas de otimização.

Para tanto, faz-se necessário explicitar as equações da rede, tais como as equações das barras, dos laços existentes e dos laços envolvendo linhas propostas.

Isto pôde ser conseguido através de um estudo utilizando as matrizes de incidência da rede (Brameller et alii, 1976), da seguinte forma :

a) Montagem da matriz de incidência branch-nodal não-reduzida (C'):

Esta é uma matriz retangular, com o número de linhas igual ao número de barras (nós) da rede, e número de colunas igual ao número de ramos da rede. O elemento c'_{ij} da linha i e coluna j da matriz de incidência C' corresponde ao nó i e ao ramo j , definido como:

$$c'_{ij} = \begin{cases} +1, & \text{se o ramo } j \text{ sai do nó } i; \\ -1, & \text{se o ramo } j \text{ entra no nó } i; \\ 0, & \text{se o ramo } j \text{ não é ligado ao nó } i. \end{cases} \quad (6.22)$$

b) Montagem da matriz de incidência branch-nodal reduzida (C):

Esta matriz é conseguida fazendo-se referência a qualquer nó da matriz branch-nodal não reduzida. Isto se faz eliminando-se desta matriz a linha correspondente à barra de referência.

A matriz branch-nodal reduzida pode ser dividida em duas partes, ou seja, em uma árvore, CT, e uma co-árvore, CC. Um sub-grafo conexo, no qual o número de ramos é igual ao número de nós menos 1, é definido como uma árvore. Os ramos removidos para tanto, fazem parte da co-árvore. Assim sendo:

$$C = [C_T \ ; \ C_C] \quad (6.23)$$

c) Montagem da matriz de incidência branch-loop (D):

Qualquer caminho fechado passando somente uma vez através de qualquer ramo é definido como sendo um loop. O número de loops independentes é igual ao número de equações independentes.

Um loop básico consiste de qualquer número de ramos da árvore e um, mas somente um, ramo da co-árvore. Dessa forma, loops básicos dependem da definição inicial da árvore para um dado gráfico.

Posto que cada loop básico corresponde a um ramo da co-árvore, o número de loops básicos e, sendo assim, o número de loops independentes, é igual ao número de ramos da co-árvore.

Os loops básicos podem ser definidos pela matriz branch-loop básica D, onde o elemento d_{ij} corresponde ao loop i e ramo j:

$$d_{ij} = \begin{cases} +1, & \text{se a direção do loop básico i é a mesma} \\ & \text{do ramo j;} \\ -1, & \text{se a direção do loop básico i é oposta à direção} \\ & \text{do ramo j;} \\ 0, & \text{se o loop básico i não inclui o ramo j.} \end{cases} \quad (6.24)$$

Se as direções dos loops básicos são as mesmas dos ramos da co-árvore e a matriz de incidência branch-loop for particionada para se obter os ramos da árvore e da co-árvore, tem-se:

$$D = [D_T : D_C] = [D_T : I] \quad (6.25)$$

De outra forma, D_T pode ser calculado como se segue:

$$D_T^t = - C_T^{-1} C_C \quad (6.26)$$

Utilizando-se estes conceitos, pode-se construir as restrições relacionadas à topologia da rede, ou seja. as restrições de balanço nas barras podem ser construídas a partir da matriz de incidência branch-nodal não reduzida, enquanto as restrições relativas às equações de laço podem ser obtidas a partir da matriz branch-loop.

6.5 Aplicação a um sistema regional

No caso do sistema regional base adotado, não existem barras isoladas para serem interligadas ao sistema, sendo, então, o estudo de expansão da transmissão apenas para fortalecer a rede atual e torná-la resistente a contingências de primeira ordem.

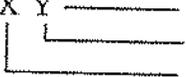
No capítulo referente ao cálculo de contingências, determinou-se através dos índices de severidade, que as falhas mais graves para o sistema são a perda das linhas 1, 2, 3 e 4. Sendo assim, são estas as contingências consideradas pela modelagem a seguir.

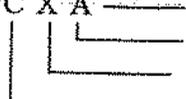
A tabela 6.3 apresenta os dados das linhas candidatas a entrar, no sistema.

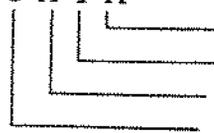
Tabela 6.3 Linhas propostas e suas características

LINHA	ORIGEM	DESTINO	CUSTO 10 ⁶ US\$	CAPACIDAD	REATÂNCI
				E MVA/kV	A %
15	12	11	3,834	99/138	13,426
			4,828	125/138	11,690
16	11	3	3,392	99/138	11,877
			4,271	125/138	10,570
17	3	4	1,931	99/138	6,770
18	4	5	2,699	99/138	9,460
19	4	9	1,298	36/69	27,750
20	11	10	5,546	36/69	118,60

Nesta modelagem, será utilizada a seguinte notação:

Z X Y ——— variável de decisão relacionada à opção por uma linha proposta;
 patamar da linha proposta;
 número da linha;

PR C X A ——— fluxo de potência ativa em uma linha existente;
 sentido do fluxo - P ou N;
 número da linha;
 número da contingência analisada.

P C X Y A ——— fluxo de potência ativa em uma linha proposta;
 sentido do fluxo - P ou N;
 patamar da linha proposta;
 número da linha;
 número da contingência analisada.

Supondo que as perdas na transmissão são desprezíveis, desenvolveu-se o seguinte modelo de expansão diretamente aplicável a um pacote computacional de otimização.

!
! Funcao objetivo

$$\min 3.834 Z151 + 4.828 Z152 + 3.376 Z161 + 4.271 Z162 \\ + 0.840 Z171 + 1.173 Z181 + 0.795 Z191 + 3.398 Z201$$

Subject to

!
! Balanco de potencia nas barras - cont 1

- 2) - PR111P + PR111N - REF = 0.0000
 3) + PR12P - PR12N + PR110P - PR110N = -0.0760
 4) - PR12P + PR12N + PR13P - PR13N - P1161P + P1161N
 - P1162P + P1162N + P1171P - P1171N = -0.3200
 5) - PR13P + PR13N + PR14P - PR14N - P1171P + P1171N,
 + P1181P - P1181N + P1191P - P1191N = -0.1100
 6) - PR14P + PR14N + PR15P - PR15N + PR17P - PR17N
 + PR18P - PR18N + PR114P - PR114N - P1181P + P1181N
 = -0.2500
 7) - PR15P + PR15N + PR16P - PR16N = -0.0550
 8) - PR16P + PR16N - PR114P + PR114N = 0.0220
 9) - PR17P + PR17N + PR113P - PR113N = 0.0660
 10) - PR18P + PR18N + PR19P - PR19N - PR113P + PR113N
 - P1191P + P1191N = -0.0290
 11) - PR19P + PR19N - P1201P + P1201N = -0.0320
 12) - PR110P + PR110N + PR112P - PR112N - P1151P + P1151N
 - P1152P + P1152N + P1161P - P1161N + P1162P - P1162N
 + P1201P - P1201N = -0.0960
 13) + PR111P - PR111N + P1151P - P1151N + P1152P - P1152N
 = -0.0310
 14) - PR112P + PR112N = -0.0465

!
! Equacao de laço contendo somente linhas existentes

- 15) + 0.287 PR17P - 0.287 PR17N - 0.212 PR18P + 0.212 PR18N
 + 0.568 PR113P - 0.568 PR113N = 0
 16) - 0.058 PR15P + 0.058 PR15N - 0.313 PR16P + 0.313 PR16N
 + 0.707 PR114P - 0.707 PR114N = 0

!
! Equacao de laço contendo somente linhas propostas

- 17) - 0.126 PR12P + 0.126 PR12N + 0.367 PR110P - 0.367 PR110N
 + 0.119 P1161P - 0.119 P1161N + 0.106 P1162P - 0.106 P1162N
 + 10 Z161 + 10 Z162 <= 10
 18) - 0.126 PR12P + 0.126 PR12N + 0.367 PR110P - 0.367 PR110N
 + 0.119 P1161P - 0.119 P1161N + 0.106 P1162P - 0.106 P1162N
 - 10 Z161 - 10 Z162 >= - 10
 19) - 0.068 PR13P + 0.068 PR13N + 0.068 P1171P - 0.068 P1171N
 + 10 Z171 <= 10
 20) - 0.068 PR13P + 0.068 PR13N + 0.068 P1171P - 0.068 P1171N
 - 10 Z171 >= - 10
 21) - 0.095 PR14P + 0.095 PR14N + 0.095 P1181P - 0.095 P1181N
 + 10 Z181 <= 10
 22) - 0.095 PR14P + 0.095 PR14N + 0.095 P1181P - 0.095 P1181N
 - 10 Z181 >= - 10
 23) - 0.095 PR14P + 0.095 PR14N - 0.212 PR18P + 0.212 PR18N
 + 0.278 P1191P - 0.278 P1191N + 10 Z191 <= 10

- 24) - 0.095 PR14P + 0.095 PR14N - 0.212 PR18P + 0.212 PR18N
+ 0.278 P1191P - 0.278 P1191N - 10 Z191 \geq - 10
- 25) - 0.126 PR12P + 0.126 PR12N - 0.068 PR13P + 0.068 PR13N
- 0.095 PR14P + 0.095 PR14N - 0.212 PR18P + 0.212 PR18N
- 0.318 PR19P + 0.318 PR19N + 0.367 PR110P - 0.367 PR110N
+ 1.186 P1201P - 1.186 P1201N + 10 Z201 \leq 10
- 26) - 0.126 PR12P + 0.126 PR12N - 0.068 PR13P + 0.068 PR13N
- 0.095 PR14P + 0.095 PR14N - 0.212 PR18P + 0.212 PR18N
- 0.318 PR19P + 0.318 PR19N + 0.367 PR110P - 0.367 PR110N
+ 1.186 P1201P - 1.186 P1201N - 10 Z201 \geq - 10

! Restricao de capacidade para cada linha proposta

- 27) P1151P + P1151N - 0.990Z151 \leq 0
- 28) P1152P + P1152N - 1.250Z152 \leq 0
- 29) P1161P + P1161N - 0.990Z161 \leq 0
- 30) P1162P + P1162N - 1.250Z162 \leq 0
- 31) P1171P + P1171N - 0.990Z171 \leq 0
- 32) P1181P + P1181N - 0.990Z181 \leq 0
- 33) P1191P + P1191N - 0.360Z191 \leq 0
- 34) P1201P + P1201N - 0.360Z201 \leq 0

! Balanco de potencia nas barras - cont 2

- 35) + PR21P - PR21N - PR211P + PR211N - REF = 0.0000
- 36) - PR21P + PR21N + PR210P - PR210N = -0.0760
- 37) + PR23P - PR23N - P2161P + P2161N - P2162P + P2162N
+ P2171P - P2171N = -0.3200
- 38) - PR23P + PR23N + PR24P - PR24N - P2171P + P2171N
+ P2181P - P2181N + P2191P - P2191N = -0.1100
- 39) - PR24P + PR24N + PR25P - PR25N + PR27P - PR27N
+ PR28P - PR28N + PR214P - PR214N - P2181P + P2181N
= -0.2500
- 40) - PR25P + PR25N + PR26P - PR26N = -0.0550
- 41) - PR26P + PR26N - PR214P + PR214N = 0.0220
- 42) - PR27P + PR27N + PR213P - PR213N = 0.0660
- 43) - PR28P + PR28N + PR29P - PR29N - PR213P + PR213N
- P2191P + P2191N = -0.0290
- 44) - PR29P + PR29N - P2201P + P2201N = -0.0320
- 45) - PR210P + PR210N + PR212P - PR212N - P2151P + P2151N
- P2152P + P2152N + P2161P - P2161N + P2162P - P2162N
+ P2201P - P2201N = -0.0960
- 46) + PR211P - PR211N + P2151P - P2151N + P2152P - P2152N
= -0.0310
- 47) - PR212P + PR212N = -0.0465
- ! Equacao de laço contendo somente linhas existentes
- 48) + 0.287 PR27P - 0.287 PR27N - 0.212 PR28P + 0.212 PR28N
+ 0.568 PR213P - 0.568 PR213N = 0
- 49) - 0.058 PR25P + 0.058 PR25N - 0.313 PR26P + 0.313 PR26N
+ 0.707 PR214P - 0.707 PR214N = 0

!

! Equacao de laço contendo somente linhas propostas

!

$$50) - 0.108 PR21P + 0.108 PR21N - 0.367 PR210P + 0.367 PR210N \\ - 0.114 PR211P + 0.114 PR211N + 0.134 P2151P - 0.134 P2151N \\ + 0.117 P2152P - 0.117 P2152N + 10 Z151 + 10 Z152 \leq 10$$

$$51) - 0.108 PR21P + 0.108 PR21N - 0.367 PR210P + 0.367 PR210N \\ - 0.114 PR211P + 0.114 PR211N + 0.134 P2151P - 0.134 P2151N \\ + 0.117 P2152P - 0.117 P2152N - 10 Z151 - 10 Z152 \geq -10$$

$$52) - 0.068 PR23P + 0.068 PR23N + 0.068 P2171P - 0.068 P2171N \\ + 10 Z171 \leq 10$$

$$53) - 0.068 PR23P + 0.068 PR23N + 0.068 P2171P - 0.068 P2171N \\ - 10 Z171 \geq -10$$

$$54) - 0.095 PR24P + 0.095 PR24N + 0.095 P2181P - 0.095 P2181N \\ + 10 Z181 \leq 10$$

$$55) - 0.095 PR24P + 0.095 PR24N + 0.095 P2181P - 0.095 P2181N \\ - 10 Z181 \geq -10$$

$$56) - 0.095 PR24P + 0.095 PR24N - 0.212 PR28P + 0.212 PR28N \\ + 0.278 P2191P - 0.278 P2191N + 10 Z191 \leq 10$$

$$57) - 0.095 PR24P + 0.095 PR24N - 0.212 PR28P + 0.212 PR28N \\ + 0.278 P2191P - 0.278 P2191N - 10 Z191 \geq -10$$

!

! Restricao de capacidade para cada linha proposta

!

$$58) P2151P + P2151N - 0.990Z151 \leq 0$$

$$59) P2152P + P2152N - 1.250Z152 \leq 0$$

$$60) P2161P + P2161N - 0.990Z161 \leq 0$$

$$61) P2162P + P2162N - 1.250Z162 \leq 0$$

$$62) P2171P + P2171N - 0.990Z171 \leq 0$$

$$63) P2181P + P2181N - 0.990Z181 \leq 0$$

$$64) P2191P + P2191N - 0.360Z191 \leq 0$$

$$65) P2201P + P2201N - 0.360Z201 \leq 0$$

!

! Balanco de potencia nas barras - cont 3

!

$$66) + PR31P - PR31N - PR311P + PR311N - REF = 0.0000$$

$$67) - PR31P + PR31N + PR32P - PR32N + PR310P - PR310N \\ = -0.0760$$

$$68) - PR32P + PR32N - P3161P + P3161N - P3162P + P3162N \\ + P3171P - P3171N = -0.3200$$

$$69) + PR34P - PR34N - P3171P + P3171N + P3181P - P3181N \\ + P3191P - P3191N = -0.1100$$

$$70) - PR34P + PR34N + PR35P - PR35N + PR37P - PR37N \\ + PR38P - PR38N + PR314P - PR314N - P3181P + P3181N \\ = -0.2500$$

$$71) - PR35P + PR35N + PR36P - PR36N = -0.0550$$

$$72) - PR36P + PR36N - PR314P + PR314N = 0.0220$$

$$73) - PR37P + PR37N + PR313P - PR313N = 0.0660$$

$$74) - PR38P + PR38N + PR39P - PR39N - PR313P + PR313N \\ - P3191P + P3191N = -0.0290$$

$$75) - PR39P + PR39N - P3201P + P3201N = -0.0320$$

$$76) - PR310P + PR310N + PR312P - PR312N - P3151P + P3151N \\ - P3152P + P3152N + P3161P - P3161N + P3162P - P3162N \\ + P3201P - P3201N = -0.0960$$

$$77) + PR311P - PR311N + P3151P - P3151N + P3152P - P3152N \\ = -0.0310$$

$$78) - PR312P + PR312N = -0.0465$$

!

! Equacao de laço contendo somente linhas existentes

!

$$79) + 0.287 PR37P - 0.287 PR37N - 0.212 PR38P + 0.212 PR38N \\ + 0.568 PR313P - 0.568 PR313N = 0$$

$$80) - 0.058 PR35P + 0.058 PR35N - 0.313 PR36P + 0.313 PR36N \\ + 0.707 PR314P - 0.707 PR314N = 0$$

!

! Equacao de laço contendo somente linhas propostas

!

$$81) - 0.108 PR31P + 0.108 PR31N - 0.367 PR310P + 0.367 PR310N \\ - 0.114 PR311P + 0.114 PR311N + 0.134 P3151P - 0.134 P3151N \\ + 0.117 P3152P - 0.117 P3152N + 10 Z151 + 10 Z152 \leq 10$$

$$82) - 0.108 PR31P + 0.108 PR31N - 0.367 PR310P + 0.367 PR310N \\ - 0.114 PR311P + 0.114 PR311N + 0.134 P3151P - 0.134 P3151N \\ + 0.117 P3152P - 0.117 P3152N - 10 Z151 - 10 Z152 \geq - 10$$

$$83) - 0.126 PR32P + 0.126 PR32N + 0.367 PR310P - 0.367 PR310N \\ + 0.119 P3161P - 0.119 P3161N + 0.106 P3162P - 0.106 P3162N \\ + 10 Z161 + 10 Z162 \leq 10$$

$$84) - 0.126 PR32P + 0.126 PR32N + 0.367 PR310P - 0.367 PR310N \\ + 0.119 P3161P - 0.119 P3161N + 0.106 P3162P - 0.106 P3162N \\ - 10 Z161 - 10 Z162 \geq - 10$$

$$85) - 0.095 PR34P + 0.095 PR34N + 0.095 P3181P - 0.095 P3181N \\ + 10 Z181 \leq 10$$

$$86) - 0.095 PR34P + 0.095 PR34N + 0.095 P3181P - 0.095 P3181N \\ - 10 Z181 \geq - 10$$

$$87) - 0.095 PR34P + 0.095 PR34N - 0.212 PR38P + 0.212 PR38N \\ + 0.278 P3191P - 0.278 P3191N + 10 Z191 \leq 10$$

$$88) - 0.095 PR34P + 0.095 PR34N - 0.212 PR38P + 0.212 PR38N \\ + 0.278 P3191P - 0.278 P3191N - 10 Z191 \geq - 10$$

!

! Restricao de capacidade para cada linha proposta

!

$$89) P3151P + P3151N - 0.990Z151 \leq 0$$

$$90) P3152P + P3152N - 1.250Z152 \leq 0$$

$$91) P3161P + P3161N - 0.990Z161 \leq 0$$

$$92) P3162P + P3162N - 1.250Z162 \leq 0$$

$$93) P3171P + P3171N - 0.990Z171 \leq 0$$

$$94) P3181P + P3181N - 0.990Z181 \leq 0$$

$$95) P3191P + P3191N - 0.360Z191 \leq 0$$

$$96) P3201P + P3201N - 0.360Z201 \leq 0$$

!

! Balanco de potencia nas barras - cont 4

!

$$97) + PR41P - PR41N - PR411P + PR411N - REF = 0.0000$$

$$98) - PR41P + PR41N + PR42P - PR42N + PR410P - PR410N \\ = -0.0760$$

$$99) - PR42P + PR42N + PR43P - PR43N - P4161P + P4161N \\ - P4162P + P4162N + P4171P - P4171N = -0.3200$$

$$100) - PR43P + PR43N - P4171P + P4171N + P4181P - P4181N \\ + P4191P - P4191N = -0.1100$$

$$101) + PR45P - PR45N + PR47P - PR47N + PR48P - PR48N \\ + PR414P - PR414N - P4181P + P4181N = -0.2500$$

$$102) - PR45P + PR45N + PR46P - PR46N = -0.0550$$

$$103) - PR46P + PR46N - PR414P + PR414N = 0.0220$$

$$104) - PR47P + PR47N + PR413P - PR413N = 0.0660$$

$$105) - PR48P + PR48N + PR49P - PR49N - PR413P + PR413N \\ - P4191P + P4191N = -0.0290$$

$$106) - PR49P + PR49N - P4201P + P4201N = -0.0320$$

$$107) - PR410P + PR410N + PR412P - PR412N - P4151P + P4151N \\ - P4152P + P4152N + P4161P - P4161N + P4162P - P4162N \\ + P4201P - P4201N = -0.0960$$

$$108) + PR411P - PR411N + P4151P - P4151N + P4152P - P4152N \\ = -0.0310$$

$$109) - PR412P + PR412N = -0.0465$$

!

! Equacao de laço contendo somente linhas existentes

!

$$110) + 0.287 PR47P - 0.287 PR47N - 0.212 PR48P + 0.212 PR48N \\ + 0.568 PR413P - 0.568 PR413N = 0$$

$$111) - 0.058 PR45P + 0.058 PR45N - 0.313 PR46P + 0.313 PR46N \\ + 0.707 PR414P - 0.707 PR414N = 0$$

!

! Equacao de laço contendo somente linhas propostas

!

$$112) - 0.108 PR41P + 0.108 PR41N - 0.367 PR410P + 0.367 PR410N \\ - 0.114 PR411P + 0.114 PR411N + 0.134 P4151P - 0.134 P4151N \\ + 0.117 P4152P - 0.117 P4152N + 10 Z151 + 10 Z152 \leq 10$$

$$113) - 0.108 PR41P + 0.108 PR41N - 0.367 PR410P + 0.367 PR410N \\ - 0.114 PR411P + 0.114 PR411N + 0.134 P4151P - 0.134 P4151N \\ + 0.117 P4152P - 0.117 P4152N - 10 Z151 - 10 Z152 \geq -10$$

$$114) - 0.126 PR42P + 0.126 PR42N + 0.367 PR410P - 0.367 PR410N \\ + 0.119 P4161P - 0.119 P4161N + 0.106 P4162P - 0.106 P4162N \\ + 10 Z161 + 10 Z162 \leq 10$$

$$115) - 0.126 PR42P + 0.126 PR42N + 0.367 PR410P - 0.367 PR410N \\ + 0.119 P4161P - 0.119 P4161N + 0.106 P4162P - 0.106 P4162N \\ - 10 Z161 - 10 Z162 \geq -10$$

$$116) - 0.068 PR43P + 0.068 PR43N + 0.068 P4171P - 0.068 P4171N \\ + 10 Z171 \leq 10$$

$$117) - 0.068 PR43P + 0.068 PR43N + 0.068 P4171P - 0.068 P4171N \\ - 10 Z171 \geq -10$$

!

! Restricao de capacidade para cada linha proposta

!

$$118) P4151P + P4151N - 0.990Z151 \leq 0$$

$$119) P4152P + P4152N - 1.250Z152 \leq 0$$

$$120) P4161P + P4161N - 0.990Z161 \leq 0$$

$$121) P4162P + P4162N - 1.250Z162 \leq 0$$

$$122) P4171P + P4171N - 0.990Z171 \leq 0$$

$$123) P4181P + P4181N - 0.990Z181 \leq 0$$

$$124) P4191P + P4191N - 0.360Z191 \leq 0$$

$$125) P4201P + P4201N - 0.360Z201 \leq 0$$

end

Aplicando a modelagem, podem-se obter os seguintes resultados:

VALOR DA FUNÇÃO OBJETIVO

1) 8.84500000

VARIÁVEL	VALOR
Z151	1.000000
Z152	.000000
Z161	1.000000
Z162	.000000
Z171	1.000000
Z181	.000000
Z191	1.000000
Z201	.000000

NO. ITERAÇÕES= 525

BRANCHES= 16 DETERM.= -.149E -4

Ou seja, após 525 iterações utilizando a técnica de branch-and-bound - um problema regional pequeno - para a solução do problema de formulação linear mista inteira, chegou-se à conclusão que as linhas que devem ser construídas, para tornar a rede robusta às contingências de primeira ordem mais importantes, são as linhas 15 e 16 nos seus primeiros patamares, juntamente com as linhas 17 e 19. O custo total deste empreendimento é de 8,845 milhões de dólares.

Com a aplicação desta metodologia ao mesmo sistema elétrico utilizado por Garver (1972), cujos dados se encontram no apêndice, pôde-se obter resultados idênticos àqueles apresentados no seu artigo.

Capítulo 7

COORDENAÇÃO DOS PLANEJAMENTOS ELÉTRICO E ENERGÉTICO

7.1 Introdução

Nos capítulos anteriores foram abordadas várias ferramentas auxiliares, disponíveis para o planejamento de sistemas elétricos. No entanto, algumas adaptações tiveram que ser efetuadas para que estas melhor pudessem ser aplicadas aos sistemas elétricos regionais.

Neste capítulo, é feita uma coordenação de todas estas ferramentas, no sentido de se obter um planejamento que leve em consideração as potencialidades energéticas regionais. Observe-se que a geração descentralizada em sistemas regionais não é conflitante face à disponibilidade de energia fornecida por um grande sistema, mas complementar, onde o resultado final da competição entre as diversas alternativas de geração e transmissão é aquele que levar a maiores benefícios, seja no aspecto técnico, econômico ou social.

Durante muitos anos, a geração descentralizada foi esquecida em função das óbvias vantagens, em termos de economia de escala, obtidas com os grandes aproveitamentos hidroelétricos e devido à formação de sistemas fortemente interligados. Porém, atualmente, há um renovado interesse pelos pequenos projetos descentralizados - acompanhando, aliás, uma tendência mundial - pois sua simplicidade de concepção e rapidez de implementação, bem como a possibilidade de fabricação em série de equipamentos, padronização de projetos e utilização de materiais, equipamentos e mão-de-obra disponíveis localmente, podem levar a economias que, muitas vezes, superam as desvantagens da pequena escala. As estimativas elaboradas no "Planot2010" (ELETROBRÁS, 1988) apontam os projetos de geração descentralizada, em sua maioria, como inviáveis, quando seus custos são comparados com os custos de geração do sistema interligado. No entanto, os benefícios da geração descentralizada facilmente podem ser perceptíveis quando analisados sob a ótica empresarial.

Quando na análise localizada ou empresarial, for identificada uma boa oportunidade da geração descentralizada, pode-se afirmar, com segurança, que se encontrou uma alternativa interessante para o sistema interligado, devido à

liberação da responsabilidade da geração das supridoradoras.

É importante se observar que, neste contexto não se identifica um aumento do custo para o consumidor final; de fato, um benefício reverte à sociedade através do aumento do suprimento da oferta de energia sem ônus adicionais (Assad & Placido, 1989).

7.2 Coordenação das ferramentas

7.2.1 Representação do suprimento centralizado

Durante o planejamento dos sistemas regionais admite-se que o suprimento possa vir de um grande sistema. Neste caso, propõe-se que este seja representado por dois parâmetros, ou seja, a capacidade máxima de suprimento nos diversos níveis de tensão possíveis e os seus respectivos custos.

Alguns trabalhos recentes (Bajay & Demaboro, 1989; Bajay et alii, 1989) enfatizam a necessidade de se trabalhar com custos marginais regionalizados quando se está estudando a geração descentralizada de energia elétrica em sistemas interligados.

Uma vez que os custos marginais vêm sendo calculados pelas concessionárias de energia elétrica para a sua área de concessão, não se pode mais admitir que os custos marginais das grandes regiões interligadas, como as do Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste, calculados pela ELETROBRÁS, continuem a servir como balizadores na análise de projetos de geração descentralizada de energia elétrica.

Existem, basicamente, duas formas possíveis para o cálculo dos custos marginais de redes e subestações (ELETROBRÁS/DNAEE, 1985). Estas são a lei de quantidade de obras, LQO, e o custo incremental médio de longo prazo, CIMLP.

A lei da quantidade de obras relaciona o crescimento de certos tipos de obras com o crescimento da demanda associada. A partir do conhecimento de informações históricas relativas às obras executadas e do plano de expansão previsto pelas áreas de planejamento da empresa, são ajustadas equações que tentam exprimir, com um razoável grau de correlação, as variáveis estudadas, sendo, então, extrapoladas para o horizonte de planejamento adotado. A LQO é frequentemente utilizada na determinação dos custos marginais de distribuição,

onde a densidade de obras existentes permite sua utilização. A principal limitação no emprego da LQO para uma determinada região elétrica da concessionária está em não se possuir as informações pretéritas desagregadas, necessárias à sua utilização.

No cálculo do custo incremental médio de longo prazo - CIMLP - assume-se que, no ano i , há um incremento na demanda suprida, ΔMW_i , em relação ao ano anterior, e um investimento, I_i , associado ao atendimento desse incremento. O CIMLP é dado por:

$$\text{CIMLP} = \frac{\sum_{i=0}^T \frac{I_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=L}^{T+L} \frac{\Delta MW_i}{(1+r)^i}} \quad (7.1)$$

onde:

r = taxa de atualização do capital;

T = horizonte de planejamento; e,

L = tempo médio entre a data da realização do investimento e a da liberação do equipamento para uso.

Esta abordagem é indicada na determinação dos custos marginais de interconexão, onde o pequeno número de obras e a falta de dados históricos torna impraticável a aplicação da LQO. O custo incremental médio de longo prazo pode ser calculado com base apenas nas obras planejadas e na demanda associada, definidas no plano de expansão do sistema elétrico das concessionárias. Estas características tornam os custos marginais obtidos através da abordagem do CIMLP bastante úteis para o presente trabalho.

7.2.2 Representação das alternativas descentralizadas

Durante o planejamento de sistemas elétricos regionais, as alternativas de geração descentralizadas podem se apresentar de duas formas. Uma é o caso de novos projetos, onde a capacidade a ser instalada é definida através de processos de otimização considerando os riscos e incertezas, como foi analisado anteriormente. A segunda trata de instalações já existentes, pertencentes a auto-produtores, que desejam se interligar ao sistema regional para vender o seu

excedente energético, ou para aumentar os seus níveis de confiabilidade.

Em ambos os casos, as representações são idênticas, ou seja, deve-se prover a capacidade máxima de suprimento de cada unidade de geração e os seus respectivos custos.

Na realidade, propõe-se que o planejamento regional da geração descentralizada seja feito de uma forma integrada com o planejamento da transmissão, ou seja, uma linha de transmissão só será construída quando a alternativa descentralizada não for competitiva economicamente ou quando, devido a critérios técnicos de confiabilidade, contingências e outros, se mostrar extremamente necessária.

É interessante se observar que, nos projetos de grandes centrais, quando há a necessidade da construção de uma linha de transmissão, os custos destas geralmente são imputados aos custos da central. Na abordagem proposta, entretanto, ocorre justamente o contrário, ou seja, os custos da energia proveniente das gerações descentralizadas são alocados às linhas, da mesma forma como são contabilizadas as perdas em transmissão, normalmente como custos variáveis. Observe-se que esta "linha de transmissão" pode ser fictícia ou não, e, no segundo caso, os custos dos investimentos necessários deverão ser modelados como custos fixos.

O que se espera com isto é que as diversas alternativas possam competir entre si dentro de um mesmo processo de otimização. Como a modelagem apresentada no capítulo 6 opera como um fluxo DC, não há a necessidade de se determinar as áreas de influência da geração descentralizada - como é feito em Demamboro (1989) e Assad & Plácido (1989) - porque isto é feito automaticamente. Outro ponto é a pré-seleção das alternativas ineficientes, que não é estritamente necessária aqui, porém, em se tratando da programação mista-inteira, esta prática pode trazer benefícios em termos de tempo de processamento.

7.2.3 Procedimento metodológico

A metodologia proposta pode ser representada através do fluxograma simplificado da figura 7.1 que mostra com clareza as principais fases do processo de planejamento de sistemas regionais, utilizando as ferramentas apresentadas anteriormente.

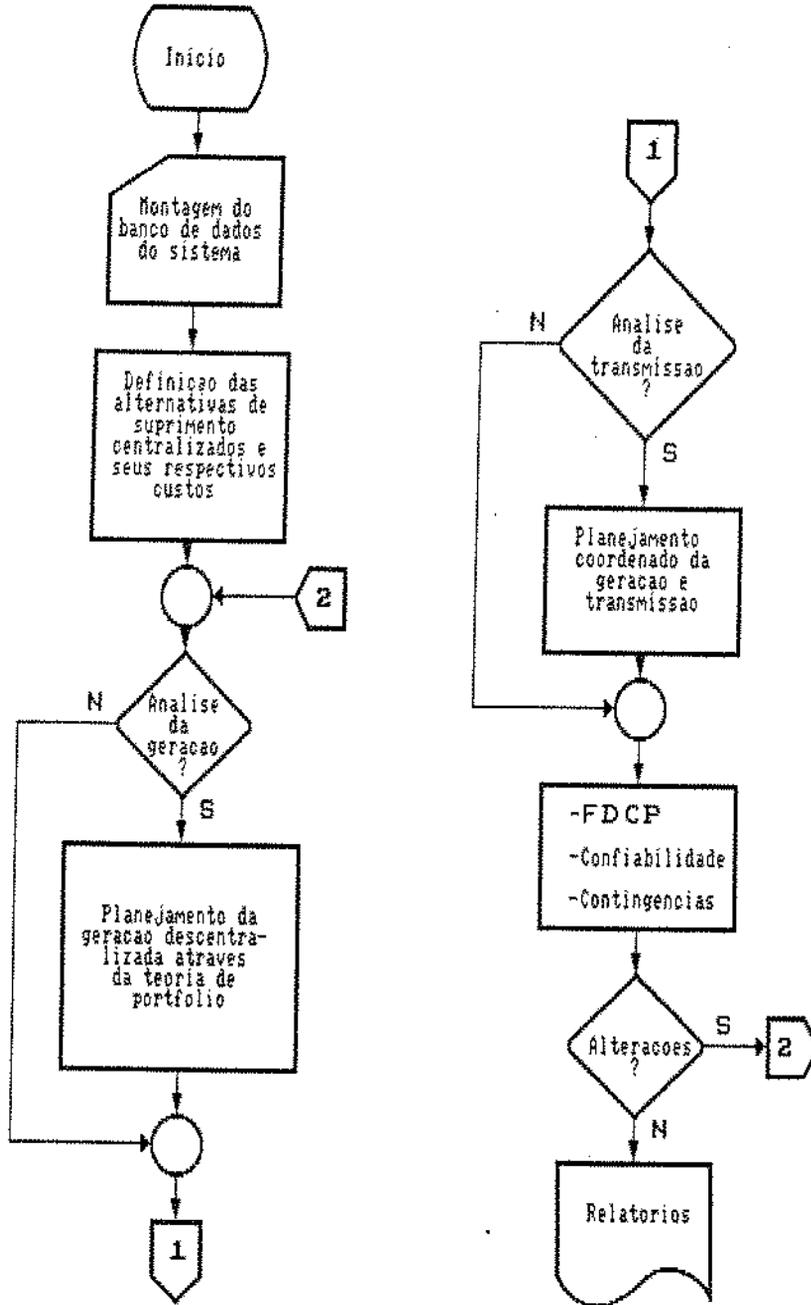


Figura 7.1 Fluxograma do processo de planejamento

Observe-se que a abordagem, além de iterativa, é também interativa, posto que o planejador tem um completo controle sobre todos os passos, podendo, através de critérios bem definidos, obter um sistema que atenda às suas necessidades específicas dentro do horizonte de planejamento.

7.3 Parametrização dos custos

Para efeito de análise global das alternativas, todos os custos de investimentos, custos de fornecimento e de perdas são anualizados para que as eventuais comparações sejam feitas dentro de uma mesma base, como descrito a seguir.

7.3.1 Custo anual do suprimento centralizado

Utilizando os resultados gerados a partir da aplicação da metodologia descrita no item 7.2.1 para o cálculo das tarifas regionalizadas, pode-se obter, ainda, uma tarifa equivalente para considerar tanto os custos de energia, como, também, os custos de capacidade. Para tanto, é empregada uma curva típica de carga diária, aproximada por um diagrama de dois patamares, ilustrado na figura 7.2.

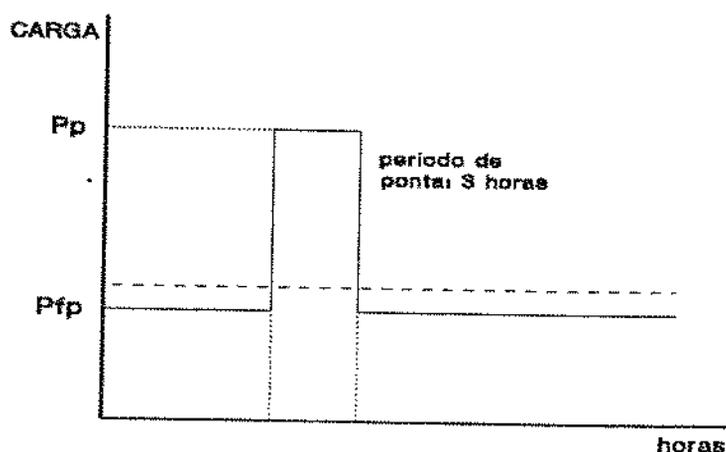


Figura 7.2 Diagrama típico diário, de carga típico

A partir do conhecimento da demanda de ponta, do fator de carga médio diário do sistema e considerando-se um período de ponta único de 3 horas, pode-se obter:

$$E = 24 \cdot P_p \cdot fc \quad (7.2)$$

ou

$$E = P_p \cdot 3 + P_{fp} \cdot 21 = E_p + E_{fp} \quad (7.3)$$

onde:

- E = energia consumida diariamente;
 P_p (E_p) = potência (energia) demandada no horário de ponta;
 P_{fp} (E_{fp}) = potência (energia) demandada no horário fora de ponta;
 fc = fator de carga do sistema.

Manipulando-se algebricamente (7.2) e (7.3), resulta:

$$P_{fp} = \frac{24 \cdot fc - 3}{21} \cdot P_p \quad (7.4)$$

e

$$E_{fp} = (24 \cdot fc - 3) \cdot P_p \quad (7.5)$$

O custo total diário, CT, pode ser dado por:

$$CT = P_p \cdot TC_p + P_{fp} \cdot TC_{fp} + E_p \cdot TE_p + E_{fp} \cdot TE_{fp} \quad (7.6)$$

ou

$$CT = P_p \cdot TC_p + \frac{24 \cdot fc - 3}{21} P_p \cdot TC_{fp} + P_p \cdot 3 \cdot TE_p + (24 \cdot fc - 3) P_p \cdot TE_{fp} \quad (7.7)$$

com

- TC_p = tarifa de capacidade no horário de ponta (US\$/kW.ano);
 TC_{fp} = tarifa de capacidade fora da ponta (US\$/kW.ano);
 TE_p = tarifa de energia no horário de ponta (US\$/kWh);
 TE_{fp} = tarifa de energia fora da ponta (US\$/kWh).

Colocando-se P_p em evidência, tem-se:

$$CT = P_p \left[TC_p + \frac{24.fc-3}{21} . TC_{fp} + 3.TE_p + (24.fc-3).TE_f \right] \quad (7.8)$$

Já em bases anuais, pode-se obter a tarifa equivalente de suprimento centralizado, TEC, em US\$/kW.ano, com o auxílio da equação (7.9):

$$TEC = TC_p + \frac{24.fc-3}{21} . TC_{fp} + 365 \left[3.TE_p + (24.fc-3).TE_f \right] \quad (7.9)$$

de onde se obtém:

$$CT = TEC . P_p \quad (7.10)$$

7.3.2 Custo anual do suprimento descentralizado

Procedendo-se a uma análise criteriosa sobre os resultados obtidos a partir da otimização da motorização das pequenas centrais, efetuada no capítulo 5, percebe-se que o fator de capacidade de uma central normalmente é muito alto, geralmente superior a 0,8.

Pode-se observar, por conseguinte, que cada unidade de potência demandada de uma PCH possui um conteúdo energético maior quando comparada com o fornecimento centralizado, já que, frequentemente, as grandes centrais hidrelétricas em sistemas predominantemente hidráulicos, como a maior parte dos sistemas brasileiros, trabalham com fatores de capacidade, em média, próximos ao fator de carga do sistema. Esta diferença pode ser calculada através da equação (7.11), abaixo.

$$\Delta E = P . 8760 . (FC - fc) \quad (7.11)$$

onde:

ΔE = diferencial energético entre os fornecimentos "centralizado" e "descentralizado" (MWh);

P = potência demandada (MW);

FC = fator de capacidade da central;

fc = fator de carga do sistema.

Para contabilizar os benefícios associados a esta característica, pode-se recorrer a uma tarifa equivalente para o suprimento descentralizado, TED, em US\$/MW.ano, que, em conjunto com este acréscimo de energia, DE, em MWh, valorizado pela tarifa de energia do sistema regional, TE, em US\$/MWh, remunera o investimento da capacidade geradora instalada, I_{pch} , em US\$, da seguinte forma:

$$P_{inst} \cdot TED + \Delta E \cdot TE = I_{pch} \cdot FRC \quad (7.12)$$

ou

$$TED = \frac{I_{pch} \cdot FRC - \Delta E \cdot TE}{P_{inst}} \quad (7.13)$$

7.3.3 Custo anual das linhas de transmissão

O custo das linhas de transmissão deve considerar o custo de investimento, devidamente anualizado, da seguinte forma:

$$CL = I \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (7.14)$$

onde:

CL = custo anual de investimento nas linhas de transmissão;

I = investimento necessário para a construção da linha;

i = taxa anual de juros;

n = vida econômica do sistema de transmissão.

Ao custo anual de investimento devem ser adicionados os custos anuais de operação e manutenção do sistema de transmissão.

7.3.4 Custo anual da energia perdida na transmissão

O cálculo das perdas elétricas, P_t , em MW, em uma linha de transmissão, pode ser dado por:

$$P_t = 3 R I^2 = 3 R \left[\frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi} \right]^2 \quad (7.15)$$

onde:

R = resistência em cada fase da linha (W);

U = Tensão de trabalho (kV);

$\cos \varphi$ = fator de potência da carga;

P = potência transmitida (MW).

Por outro lado, a energia perdida anualmente, E_t , em MWh, pode ser calculada com o auxílio da equação (7.16):

$$E_t = \frac{R}{U^2 \cos^2 \varphi} 8760 \text{ fc } P^2 \quad (7.16)$$

onde:

fc = fator de carga.

De um modo geral, pode-se considerar o cancelamento entre o fator de carga e o quadrado do fator de potência, por esta relação estar muito próxima da unidade e devido, também, às incertezas envolvidas no horizonte de planejamento.

Utilizando-se o critério de áreas iguais para a linearização da equação quadrática das perdas, tem-se:

$$CP = \left[\frac{2}{3} P_{\max} \frac{TE \cdot R \cdot 8760}{U^2} \right] \cdot P \quad (7.17)$$

onde:

CP = custo anual das perdas (US\$/MW.ano);

P_{\max} = Potência máxima de transporte (MW);

7.4 Aplicação ao sistema regional

Apresenta-se, nesta seção, uma aplicação dos critérios econômicos propostos neste capítulo para alternativas centralizadas e descentralizadas de expansão no sistema regional escolhido para estudo de caso. Adotou-se, para este

exercício, as tarifas devidamente regionalizadas, para o nível de tensão A2, indicado na tabela 7.1.

Tabela 7.1 Tarifas adotadas

NÍVEL TARIFÁRIO		CONCESSIONÁRIA	REGIONALIZADO	
A2	POTÊNCIA US\$/kW.ano	PONTA	86,12	82,23
		FORA DA PONTA	30,75	29,00
	ENERGIA US\$/MWh	PONTA	44,52	44,52
		FORA DA PONTA	31,52	31,52

Assume-se, no exercício, que as PCHs serão interligadas ao sistema regional em um nível de tensão da categoria A2. Ponderando-se estas tarifas para um período de ponta de três horas e um fator de carga do sistema igual a 0,65, pode-se obter a seguinte tarifa equivalente.

$$\text{TEC} = 293,7 \cdot 10^3 \text{ US\$/MW.ano}$$

Os custos de investimento em linhas de transmissão puderam ser levantados através de uma consulta junto ao departamento de mercado da ELETROBRÁS. Segundo a ELETROBRÁS/DNAEE (1985), pode-se adotar uma vida útil de 30 anos a uma taxa de juros de 13,9% ao ano. Com todos estes dados, pode-se montar a tabela 7.2, que contém os custos das linhas de transmissão mais indicadas para o presente estudo.

Apresenta-se, também, os coeficientes linearizados das perdas em transmissão.

Tabela 7.2 Características das linhas propostas

LINHA	BARRAS	U (kV)	R (Ω)	Pmax (MW)	CL 10 ³ US\$/ano	CP US\$/MWano
15	12-11	138	9,933	99	544,3	9995
		138	5,226	125	685,2	6639
16	11-03	138	8,786	99	481,4	8840
		138	4,623	125	606,0	5874
17	03-04	138	5,004	99	274,1	5035
18	04-05	138	6,991	99	383,7	7035
19	04-09	69	9,156	36	164,1	13401
20	11-10	69	39,14	32	701,2	50921

São consideradas três alternativas de suprimento descentralizado. A tabela 7.3 sumariza os dados destes aproveitamentos.

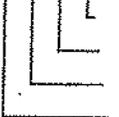
Tabela 7.3 Dados dos suprimentos descentralizados

BARRA	POTÊNCIA MW	FC	CTU US\$/kW	TED US\$/MW.ano
1	10	0,80	1750	167,15 10 ³
5	5	0,88	1820	152,35 10 ³
7	2,5	0,85	1640	139,39 10 ³

Com estes dados, pode-se montar o modelo de otimização apresentado a seguir, utilizando-se, para tanto, da seguinte notação:

- Z X Y — variável de decisão relacionada à opção por uma

 linha proposta;
 patamar da linha proposta;
 número da linha;
- PR C X A fluxo de potência ativa em uma linha existente;

 sentido do fluxo - P ou N;
 número da linha;
 número da contingência analisada.
- P C X Y A fluxo de potência ativa em uma linha proposta;

 sentido do fluxo - P ou N;
 patamar da linha proposta;
 número da linha;
 número da contingência analisada.
- SE C X Y suprimento externo - centralizado ou não;

 número do suprimento externo pertencente à barra;
 barra do suprimento;
 número da contingência analisada.
- ISE C X Y variável de decisão em relação ao suprimento externo;

 número do suprimento externo pertencente à barra;
 barra do suprimento;
 número da contingência analisada.

!
!
!

! Funcao objetivo

$$\begin{aligned}
 \min & 0.544 Z151 + 0.685 Z152 + 0.481 Z161 + 0.606 Z162 \\
 & + 0.274 Z171 + 0.384 Z181 + 0.164 Z191 + 0.701 Z201 \\
 & + 0.940 PR12P + 0.940 PR12N + 0.504 PR13P + 0.504 PR13N \\
 & + 0.703 PR14P + 0.703 PR14N + 0.434 PR15P + 0.434 PR15N \\
 & + 0.756 PR16P + 0.756 PR16N + 1.707 PR17P + 1.707 PR17N \\
 & + 4.085 PR18P + 4.085 PR18N + 0.692 PR19P + 0.692 PR19N \\
 & + 1.373 PR110P + 1.373 PR110N + 6.138 PR111P + 6.138 PR111N \\
 & + 5.601 PR112P + 5.601 PR112N + 0.846 PR113P + 0.846 PR113N \\
 & + 4.935 PR114P + 4.935 PR114N + 1.000 P1151P + 1.000 P1151N \\
 & + 0.664 P1152P + 0.664 P1152N + 0.884 P1161P + 0.884 P1161N \\
 & + 0.587 P1162P + 0.587 P1162N + 0.503 P1171P + 0.503 P1171N \\
 & + 0.703 P1181P + 0.703 P1181N + 5.360 P1191P + 5.360 P1191N \\
 & + 20.369 P1201P + 20.369 P1201N + 29.33 se111 + 16.715 se112 \\
 & + 18.818 se151 + 17.49 se171 \\
 & + 0.802 PR21P + 0.802 PR21N + 0.504 PR23P + 0.504 PR23N \\
 & + 0.703 PR24P + 0.703 PR24N + 0.434 PR25P + 0.434 PR25N \\
 & + 0.756 PR26P + 0.756 PR26N + 1.707 PR27P + 1.707 PR27N \\
 & + 4.085 PR28P + 4.085 PR28N + 0.692 PR29P + 0.692 PR29N \\
 & + 1.373 PR210P + 1.373 PR210N + 6.138 PR211P + 6.138 PR211N \\
 & + 5.601 PR212P + 5.601 PR212N + 0.846 PR213P + 0.846 PR213N \\
 & + 4.935 PR214P + 4.935 PR214N + 1.000 P2151P + 1.000 P2151N
 \end{aligned}$$

+ 0.664 P2152P + 0.664 P2152N + 0.884 P2161P + 0.884 P2161N
 + 0.587 P2162P + 0.587 P2162N + 0.503 P2171P + 0.503 P2171N
 + 0.703 P2181P + 0.703 P2181N + 5.360 P2191P + 5.360 P2191N
 + 20.369 P2201P + 20.369 P2201N + 29.33 se211 + 16.715 se212
 + 18.818 se251 + 17.49 se271
 + 0.802 PR31P + 0.802 PR31N + 0.940 PR32P + 0.940 PR32N
 + 0.703 PR34P + 0.703 PR34N + 0.434 PR35P + 0.434 PR35N
 + 0.756 PR36P + 0.756 PR36N + 1.707 PR37P + 1.707 PR37N
 + 4.085 PR38P + 4.085 PR38N + 0.692 PR39P + 0.692 PR39N
 + 1.373 PR310P + 1.373 PR310N + 6.138 PR311P + 6.138 PR311N
 + 5.601 PR312P + 5.601 PR312N + 0.846 PR313P + 0.846 PR313N
 + 4.935 PR314P + 4.935 PR314N + 1.000 P3151P + 1.000 P3151N
 + 0.664 P3152P + 0.664 P3152N + 0.884 P3161P + 0.884 P3161N
 + 0.587 P3162P + 0.587 P3162N + 0.503 P3171P + 0.503 P3171N
 + 0.703 P3181P + 0.703 P3181N + 5.360 P3191P + 5.360 P3191N
 + 20.369 P3201P + 20.369 P3201N + 29.33 se311 + 16.715 se312
 + 18.818 se351 + 17.49 se371
 + 0.802 PR41P + 0.802 PR41N + 0.940 PR42P + 0.940 PR42N
 + 0.504 PR43P + 0.504 PR43N + 0.434 PR45P + 0.434 PR45N
 + 0.756 PR46P + 0.756 PR46N + 1.707 PR47P + 1.707 PR47N
 + 4.085 PR48P + 4.085 PR48N + 0.692 PR49P + 0.692 PR49N
 + 1.373 PR410P + 1.373 PR410N + 6.138 PR411P + 6.138 PR411N
 + 5.601 PR412P + 5.601 PR412N + 0.846 PR413P + 0.846 PR413N
 + 4.935 PR414P + 4.935 PR414N + 1.000 P4151P + 1.000 P4151N
 + 0.664 P4152P + 0.664 P4152N + 0.884 P4161P + 0.884 P4161N
 + 0.587 P4162P + 0.587 P4162N + 0.503 P4171P + 0.503 P4171N
 + 0.703 P4181P + 0.703 P4181N + 5.360 P4191P + 5.360 P4191N
 + 20.369 P4201P + 20.369 P4201N + 29.33 se411 + 16.715 se412
 + 18.818 se451 + 17.49 se471 - 0.114 PR211P + 0.114 PR211N

Subject to

!

! Balanco de potencia nas barras - cont 1

!

- 2) - PR111P + PR111N - se111 - se112 = 0.0000
- 3) + PR12P - PR12N + PR110P - PR110N = -0.0760
- 4) - PR12P + PR12N + PR13P - PR13N - P1161P + P1161N - P1162P
+ P1162N + P1171P - P1171N = -0.3200
- 5) - PR13P + PR13N + PR14P - PR14N - P1171P + P1171N + P1181P
- P1181N + P1191P - P1191N = -0.1100
- 6) - PR14P + PR14N + PR15P - PR15N + PR17P - PR17N + PR18P
- PR18N + PR114P - PR114N - P1181P + P1181N - se151 = -0.2500
- 7) - PR15P + PR15N + PR16P - PR16N = -0.0550
- 8) - PR16P + PR16N - PR114P + PR114N - se171 = 0.0220
- 9) - PR17P + PR17N + PR113P - PR113N = 0.0660
- 10) - PR18P + PR18N + PR19P - PR19N - PR113P + PR113N - P1191P
+ P1191N = -0.0290
- 11) - PR19P + PR19N - P1201P + P1201N = -0.0320
- 12) - PR110P + PR110N + PR112P - PR112N - P1151P + P1151N
- P1152P + P1152N + P1161P - P1161N + P1162P - P1162N
+ P1201P - P1201N = -0.0960
- 13) + PR111P - PR111N + P1151P - P1151N + P1152P - P1152N
= -0.0310
- 14) - PR112P + PR112N = -0.0465

!

! Equacao de laço contendo somente linhas existentes

!

$$15) + 0.287 \text{ PR17P} - 0.287 \text{ PR17N} - 0.212 \text{ PR18P} + 0.212 \text{ PR18N} \\ + 0.568 \text{ PR113P} - 0.568 \text{ PR113N} = 0$$

$$16) - 0.058 \text{ PR15P} + 0.058 \text{ PR15N} - 0.313 \text{ PR16P} + 0.313 \text{ PR16N} \\ + 0.707 \text{ PR114P} - 0.707 \text{ PR114N} = 0$$

!

! Equacao de laço contendo somente linhas propostas

!

$$17) - 0.126 \text{ PR12P} + 0.126 \text{ PR12N} + 0.367 \text{ PR110P} - 0.367 \text{ PR110N} \\ + 0.119 \text{ P1161P} - 0.119 \text{ P1161N} + 0.106 \text{ P1162P} - 0.106 \text{ P1162N} \\ + 10 \text{ Z161} + 10 \text{ Z162} \leq 10$$

$$18) - 0.126 \text{ PR12P} + 0.126 \text{ PR12N} + 0.367 \text{ PR110P} - 0.367 \text{ PR110N} \\ + 0.119 \text{ P1161P} - 0.119 \text{ P1161N} + 0.106 \text{ P1162P} - 0.106 \text{ P1162N} \\ - 10 \text{ Z161} - 10 \text{ Z162} \geq - 10$$

$$19) - 0.068 \text{ PR13P} + 0.068 \text{ PR13N} + 0.068 \text{ P1171P} - 0.068 \text{ P1171N} \\ + 10 \text{ Z171} \leq 10$$

$$20) - 0.068 \text{ PR13P} + 0.068 \text{ PR13N} + 0.068 \text{ P1171P} - 0.068 \text{ P1171N} \\ - 10 \text{ Z171} \geq - 10$$

$$21) - 0.095 \text{ PR14P} + 0.095 \text{ PR14N} + 0.095 \text{ P1181P} - 0.095 \text{ P1181N} \\ + 10 \text{ Z181} \leq 10$$

$$22) - 0.095 \text{ PR14P} + 0.095 \text{ PR14N} + 0.095 \text{ P1181P} - 0.095 \text{ P1181N} \\ - 10 \text{ Z181} \geq - 10$$

$$23) - 0.095 \text{ PR14P} + 0.095 \text{ PR14N} - 0.212 \text{ PR18P} + 0.212 \text{ PR18N} \\ + 0.278 \text{ P1191P} - 0.278 \text{ P1191N} + 10 \text{ Z191} \leq 10$$

$$24) - 0.095 \text{ PR14P} + 0.095 \text{ PR14N} - 0.212 \text{ PR18P} + 0.212 \text{ PR18N} \\ + 0.278 \text{ P1191P} - 0.278 \text{ P1191N} - 10 \text{ Z191} \geq - 10$$

$$25) - 0.126 \text{ PR12P} + 0.126 \text{ PR12N} - 0.068 \text{ PR13P} + 0.068 \text{ PR13N} \\ - 0.095 \text{ PR14P} + 0.095 \text{ PR14N} - 0.212 \text{ PR18P} + 0.212 \text{ PR18N} \\ - 0.318 \text{ PR19P} + 0.318 \text{ PR19N} + 0.367 \text{ PR110P} - 0.367 \text{ PR110N} \\ + 1.186 \text{ P1201P} - 1.186 \text{ P1201N} + 10 \text{ Z201} \leq 10$$

$$26) - 0.126 \text{ PR12P} + 0.126 \text{ PR12N} - 0.068 \text{ PR13P} + 0.068 \text{ PR13N} \\ - 0.095 \text{ PR14P} + 0.095 \text{ PR14N} - 0.212 \text{ PR18P} + 0.212 \text{ PR18N} \\ - 0.318 \text{ PR19P} + 0.318 \text{ PR19N} + 0.367 \text{ PR110P} - 0.367 \text{ PR110N} \\ + 1.186 \text{ P1201P} - 1.186 \text{ P1201N} - 10 \text{ Z201} \geq - 10$$

!

! Restricao de capacidade para cada linha proposta

!

$$27) \text{ P1151P} + \text{P1151N} - 0.990 \text{ Z151} \leq 0$$

$$28) \text{ P1152P} + \text{P1152N} - 1.250 \text{ Z152} \leq 0$$

$$29) \text{ P1161P} + \text{P1161N} - 0.990 \text{ Z161} \leq 0$$

$$30) \text{ P1162P} + \text{P1162N} - 1.250 \text{ Z162} \leq 0$$

$$31) \text{ P1171P} + \text{P1171N} - 0.990 \text{ Z171} \leq 0$$

$$32) \text{ P1181P} + \text{P1181N} - 0.990 \text{ Z181} \leq 0$$

$$33) \text{ P1191P} + \text{P1191N} - 0.360 \text{ Z191} \leq 0$$

$$34) \text{ P1201P} + \text{P1201N} - 0.360 \text{ Z201} \leq 0$$

!

! Restricao de capacidade para suprimentos externos

!

$$35) \text{ se111} - 1.2 \text{ ise111} \leq 0$$

$$36) \text{ se112} - 0.01 \text{ ise112} \leq 0$$

$$37) \text{ se151} - 0.005 \text{ ise151} \leq 0$$

$$38) \text{ se171} - 0.0025 \text{ ise171} \leq 0$$

!
! Balanco de potencia nas barras - cont 2
!

$$39) + PR21P - PR21N - PR211P + PR211N - se211 - se212 = 0.0000$$

$$40) - PR21P + PR21N + PR210P - PR210N = -0.0760$$

$$41) + PR23P - PR23N - P2161P + P2161N - P2162P + P2162N \\ + P2171P - P2171N = -0.3200$$

$$42) - PR23P + PR23N + PR24P - PR24N - P2171P + P2171N + P2181P \\ - P2181N + P2191P - P2191N = -0.1100$$

$$43) - PR24P + PR24N + PR25P - PR25N + PR27P - PR27N + PR28P \\ - PR28N + PR214P - PR214N - P2181P + P2181N - se251 = -0.2500$$

$$44) - PR25P + PR25N + PR26P - PR26N = -0.0550$$

$$45) - PR26P + PR26N - PR214P + PR214N - se271 = 0.0220$$

$$46) - PR27P + PR27N + PR213P - PR213N = 0.0660$$

$$47) - PR28P + PR28N + PR29P - PR29N - PR213P + PR213N - P2191P \\ + P2191N = -0.0290$$

$$48) - PR29P + PR29N - P2201P + P2201N = -0.0320$$

$$49) - PR210P + PR210N + PR212P - PR212N - P2151P + P2151N \\ - P2152P + P2152N + P2161P - P2161N + P2162P - P2162N \\ + P2201P - P2201N = -0.0960$$

$$50) + PR211P - PR211N + P2151P - P2151N + P2152P - P2152N \\ = -0.0310$$

$$51) - PR212P + PR212N = -0.0465$$

!
! Equacao de laço contendo somente linhas existentes
!

$$52) + 0.287 PR27P - 0.287 PR27N - 0.212 PR28P + 0.212 PR28N \\ + 0.568 PR213P - 0.568 PR213N = 0$$

$$53) - 0.058 PR25P + 0.058 PR25N - 0.313 PR26P + 0.313 PR26N \\ + 0.707 PR214P - 0.707 PR214N = 0$$

!
! Equacao de laço contendo somente linhas propostas
!

$$54) - 0.108 PR21P + 0.108 PR21N - 0.367 PR210P + 0.367 PR210N \\ - 0.114 PR211P + 0.114 PR211N + 0.134 P2151P - 0.134 P2151N \\ + 0.117 P2152P - 0.117 P2152N + 10 Z151 + 10 Z152 \leq 10$$

$$55) - 0.108 PR21P + 0.108 PR21N - 0.367 PR210P + 0.367 PR210N \\ - 0.114 PR211P + 0.114 PR211N + 0.134 P2151P - 0.134 P2151N \\ + 0.117 P2152P - 0.117 P2152N - 10 Z151 - 10 Z152 \geq -10$$

$$56) - 0.068 PR23P + 0.068 PR23N + 0.068 P2171P - 0.068 P2171N \\ + 10 Z171 \leq 10$$

$$57) - 0.068 PR23P + 0.068 PR23N + 0.068 P2171P - 0.068 P2171N \\ - 10 Z171 \geq -10$$

$$58) - 0.095 PR24P + 0.095 PR24N + 0.095 P2181P - 0.095 P2181N \\ + 10 Z181 \leq 10$$

$$59) - 0.095 PR24P + 0.095 PR24N + 0.095 P2181P - 0.095 P2181N \\ - 10 Z181 \geq -10$$

$$60) - 0.095 PR24P + 0.095 PR24N - 0.212 PR28P + 0.212 PR28N \\ + 0.278 P2191P - 0.278 P2191N + 10 Z191 \leq 10$$

$$61) - 0.095 PR24P + 0.095 PR24N - 0.212 PR28P + 0.212 PR28N \\ + 0.278 P2191P - 0.278 P2191N - 10 Z191 \geq -10$$

!
! Restricao de capacidade para cada linha proposta
!

$$62) P2151P + P2151N - 0.990Z151 \leq 0$$

- 63) $P2152P + P2152N - 1.250Z152 \leq 0$
 64) $P2161P + P2161N - 0.990Z161 \leq 0$
 65) $P2162P + P2162N - 1.250Z162 \leq 0$
 66) $P2171P + P2171N - 0.990Z171 \leq 0$
 67) $P2181P + P2181N - 0.990Z181 \leq 0$
 68) $P2191P + P2191N - 0.360Z191 \leq 0$
 69) $P2201P + P2201N - 0.360Z201 \leq 0$

!
 ! Restricao de capacidade para suprimentos externos

- 70) $se211 - 1.2 ise211 \leq 0$
 71) $se212 - 0.01 ise212 \leq 0$
 72) $se251 - 0.005 ise251 \leq 0$
 73) $se271 - 0.0025 ise271 \leq 0$

!
 ! Balanco de potencia nas barras - cont 3

- 74) $+ PR31P - PR31N - PR311P + PR311N - se311 - se312 = 0.0000$
 75) $- PR31P + PR31N + PR32P - PR32N + PR310P - PR310N = -0.0760$
 76) $- PR32P + PR32N - P3161P + P3161N - P3162P + P3162N$
 $+ P3171P - P3171N = -0.3200$
 77) $+ PR34P - PR34N - P3171P + P3171N + P3181P - P3181N + P3191P$
 $- P3191N = -0.1100$
 78) $- PR34P + PR34N + PR35P - PR35N + PR37P - PR37N + PR38P$
 $- PR38N + PR314P - PR314N - P3181P + P3181N - se351 = -0.2500$
 79) $- PR35P + PR35N + PR36P - PR36N = -0.0550$
 80) $- PR36P + PR36N - PR314P + PR314N - se371 = 0.0220$
 81) $- PR37P + PR37N + PR313P - PR313N = 0.0660$
 82) $- PR38P + PR38N + PR39P - PR39N - PR313P + PR313N - P3191P$
 $+ P3191N = -0.0290$
 83) $- PR39P + PR39N - P3201P + P3201N = -0.0320$
 84) $- PR310P + PR310N + PR312P - PR312N - P3151P + P3151N$
 $- P3152P + P3152N + P3161P - P3161N + P3162P - P3162N$
 $+ P3201P - P3201N = -0.0960$
 85) $+ PR311P - PR311N + P3151P - P3151N + P3152P - P3152N$
 $= -0.031$
 86) $- PR312P + PR312N = -0.0465$

!
 ! Equacao de laço contendo somente linhas existentes

- 87) $+ 0.287 PR37P - 0.287 PR37N - 0.212 PR38P + 0.212 PR38N$
 $+ 0.568 PR313P - 0.568 PR313N = 0$
 88) $- 0.058 PR35P + 0.058 PR35N - 0.313 PR36P + 0.313 PR36N$
 $+ 0.707 PR314P - 0.707 PR314N = 0$

!
 ! Equacao de laço contendo somente linhas propostas

- 89) $- 0.108 PR31P + 0.108 PR31N - 0.367 PR310P + 0.367 PR310N$
 $- 0.114 PR311P + 0.114 PR311N + 0.134 P3151P - 0.134 P3151N$
 $+ 0.117 P3152P - 0.117 P3152N + 10 Z151 + 10 Z152 \leq 10$
 90) $- 0.108 PR31P + 0.108 PR31N - 0.367 PR310P + 0.367 PR310N$
 $- 0.114 PR311P + 0.114 PR311N + 0.134 P3151P - 0.134 P3151N$
 $+ 0.117 P3152P - 0.117 P3152N - 10 Z151 - 10 Z152 \geq -10$
 91) $- 0.126 PR32P + 0.126 PR32N + 0.367 PR310P - 0.367 PR310N$
 $+ 0.119 P3161P - 0.119 P3161N + 0.106 P3162P - 0.106 P3162N$
 $+ 10 Z161 + 10 Z162 \leq 10$

- 92) - 0.126 PR32P + 0.126 PR32N + 0.367 PR310P - 0.367 PR310N
+ 0.119 P3161P - 0.119 P3161N + 0.106 P3162P - 0.106 P3162N
- 10 Z161 - 10 Z162 >= - 10
- 93) - 0.095 PR34P + 0.095 PR34N + 0.095 P3181P - 0.095 P3181N
+ 10 Z181 <= 10
- 94) - 0.095 PR34P + 0.095 PR34N + 0.095 P3181P - 0.095 P3181N
- 10 Z181 >= - 10
- 95) - 0.095 PR34P + 0.095 PR34N - 0.212 PR38P + 0.212 PR38N
+ 0.278 P3191P - 0.278 P3191N + 10 Z191 <= 10
- 96) - 0.095 PR34P + 0.095 PR34N - 0.212 PR38P + 0.212 PR38N
+ 0.278 P3191P - 0.278 P3191N - 10 Z191 >= - 10
- !
- ! Restricao de capacidade para cada linha proposta
- !
- 97) P3151P + P3151N - 0.990Z151 <= 0
- 98) P3152P + P3152N - 1.250Z152 <= 0
- 99) P3161P + P3161N - 0.990Z161 <= 0
- 100) P3162P + P3162N - 1.250Z162 <= 0
- 101) P3171P + P3171N - 0.990Z171 <= 0
- 102) P3181P + P3181N - 0.990Z181 <= 0
- 103) P3191P + P3191N - 0.360Z191 <= 0
- 104) P3201P + P3201N - 0.360Z201 <= 0
- !
- ! Restricao de capacidade para suprimentos externos
- !
- 105) se311 - 1.2 ise311<=0
- 106) se312 - .01 ise312<=0
- 107) se351 - .005 ise351<=0
- 108) se371 - .0025 ise371<=0
- !
- ! Balanco de potencia nas barras - cont 4
- !
- 109) + PR41P - PR41N - PR411P + PR411N - se411 - se412 = 0.0000
- 110) - PR41P + PR41N + PR42P - PR42N + PR410P - PR410N = -0.0760
- 111) - PR42P + PR42N + PR43P - PR43N - P4161P + P4161N - P4162P
+ P4162N + P4171P - P4171N = -0.3200
- 112) - PR43P + PR43N - P4171P + P4171N + P4181P - P4181N + P4191P
- P4191N = -0.1100
- 113) + PR45P - PR45N + PR47P - PR47N + PR48P - PR48N + PR414P
- PR414N - P4181P + P4181N - se451 = -0.2500
- 114) - PR45P + PR45N + PR46P - PR46N = -0.055
- 115) - PR46P + PR46N - PR414P + PR414N - se471 = 0.0220
- 116) - PR47P + PR47N + PR413P - PR413N = 0.0660
- 117) - PR48P + PR48N + PR49P - PR49N - PR413P + PR413N - P4191P
+ P4191N = -0.0290
- 118) - PR49P + PR49N - P4201P + P4201N = -0.0320
- 119) - PR410P + PR410N + PR412P - PR412N - P4151P + P4151N
- P4152P + P4152N + P4161P - P4161N + P4162P - P4162N
+ P4201P - P4201N = -0.0960
- 120) + PR411P - PR411N + P4151P - P4151N + P4152P - P4152N
= -0.0310
- 121) - PR412P + PR412N = -0.0465

```

!
! Equacao de laço contendo somente linhas existentes
!
122) + 0.287 PR47P - 0.287 PR47N - 0.212 PR48P + 0.212 PR48N
      + 0.568 PR413P - 0.568 PR413N = 0
123) - 0.058 PR45P + 0.058 PR45N - 0.313 PR46P + 0.313 PR46N
      + 0.707 PR414P - 0.707 PR414N = 0
!
! Equacao de laço contendo somente linhas propostas
!
124) - 0.108 PR41P + 0.108 PR41N - 0.367 PR410P + 0.367 PR410N
      - 0.114 PR411P + 0.114 PR411N + 0.134 P4151P - 0.134 P4151N
      + 0.117 P4152P - 0.117 P4152N + 10 Z151 + 10 Z152 <= 10
125) - 0.108 PR41P + 0.108 PR41N - 0.367 PR410P + 0.367 PR410N
      - 0.114 PR411P + 0.114 PR411N + 0.134 P4151P - 0.134 P4151N
      + 0.117 P4152P - 0.117 P4152N - 10 Z151 - 10 Z152 >= - 10
126) - 0.126 PR42P + 0.126 PR42N + 0.367 PR410P - 0.367 PR410N
      + 0.119 P4161P - 0.119 P4161N + 0.106 P4162P - 0.106 P4162N
      + 10 Z161 + 10 Z162 <= 10
127) - 0.126 PR42P + 0.126 PR42N + 0.367 PR410P - 0.367 PR410N
      + 0.119 P4161P - 0.119 P4161N + 0.106 P4162P - 0.106 P4162N
      - 10 Z161 - 10 Z162 >= - 10
128) - 0.068 PR43P + 0.068 PR43N + 0.068 P4171P - 0.068 P4171N
      + 10 Z171 <= 10
129) - 0.068 PR43P + 0.068 PR43N + 0.068 P4171P - 0.068 P4171N
      - 10 Z171 >= - 10
!
! Restricao de capacidade para cada linha proposta
!
130) P4151P + P4151N - 0.990Z151 <= 0
131) P4152P + P4152N - 1.250Z152 <= 0
132) P4161P + P4161N - 0.990Z161 <= 0
133) P4162P + P4162N - 1.250Z162 <= 0
134) P4171P + P4171N - 0.990Z171 <= 0
135) P4181P + P4181N - 0.990Z181 <= 0
136) P4191P + P4191N - 0.360Z191 <= 0
137) P4201P + P4201N - 0.360Z201 <= 0
!
! Restricao de capacidade para suprimentos externos
!
138) se411 - 1.2 ise411 <= 0
139) se412 - 0.01 ise412 <= 0
140) se451 - 0.005 ise451 <= 0
141) se471 - .0025 ise471 <= 0
end

```

Com a aplicação da modelagem apresentada, depois de 1293 iterações, pode-se chegar aos seguintes resultados mais importantes:

VALOR DA FUNÇÃO OBJETIVO

1) 114.315800

VARIÁVEL	VALOR
Z151	.000000
Z152	1.000000
Z161	.000000
Z162	1.000000
Z171	1.000000
Z181	.000000
Z191	1.000000
Z201	.000000

NO. ITERAÇÕES = 1293

BRANCHES= 38 DETERM.= .247E -4

Logo, o gasto anual deste sistema regional, distribuído entre a instalação de novas linhas de transmissão, a compra de energia através do suprimento centralizado e a instalação de usinas de pequeno porte, é de 114,3 milhões de dólares.

Observe-se também a viabilidade da construção de todas as usinas de pequeno porte propostas, e que deverão ser construídas as linhas 15 e 16, nos seus segundos patamares, juntamente com as linhas 17, 19.

Os resultados mostram a grande importância que os custos das perdas têm sobre o planejamento do sistema. No caso das linhas 15 e 16, foram escolhidas as opções do segundo patamar, ou seja, embora estes apresentem um custo de investimento inicial maior que no primeiro patamar, as perdas em transmissão são menores.

Observe-se, também, que o limite de potência em nenhum momento foi ultrapassado, mesmo considerando-se as diversas contingências.

Analisando-se apenas o planejamento da expansão da transmissão, como foi feito no capítulo 6, pode-se observar, através de um estudo de confiabilidade, uma sensível melhora no desempenho do sistema, em função da entrada das PCHs.

A tabela 7.4 apresenta uma análise comparativa da confiabilidade do sistema inicial, do sistema resultante da análise de expansão da transmissão somente, e do sistema final, onde se considera a contribuição das PCHs.

A análise dos resultados mostra que a introdução da geração descentralizada permitiu uma redução nos custos de expansão do sistema, concomitantemente com uma melhoria dos índices de confiabilidade.

Tabela 7.4 Quadro comparativo dos índices de confiabilidade nas diversas barras do sistema para cada alternativa de expansão

BARRA	SISTEMA INICIAL		EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		EXPANSÃO GER./TRANS.	
	LOLP (p.u)	EDNS (MW)	LOLP (p.u.)	EDNS (MW)	LOLP (p.u.)	EDNS (MW)
2	0,0037	0,0254	0,0000	0,0000	0,0000	0.0003
3	0,0851	2,0002	0,0041	0,0954	0,0000	0.0002
4	0,1083	0,2521	0,0046	0,0091	0,0000	0.0000
5	0,1401	2,2509	0,0054	0,0862	0,0000	0.0000
6	0,0014	0,0046	0,0003	0,0011	0,0001	0.0006
9	0,0011	0,0011	0,0001	0,0004	0,0000	0.0000
10	0,0253	0,0738	0,0260	0,0779	0,0270	0.0811
11	0,0306	0,2728	0,0000	0,0004	0,0001	0.0008
12	0,0417	0,1252	0,0020	0,0059	0,0022	0.0065
13	0,0537	0,2677	0,0249	0,1246	0,0261	0.1305
TOTAL	0.2389	9.2035	0.0700	0.8318	0.0117	0.3012
Erro máximo		0.0149		0.0150		0.0063
Número de iterações		98		262		1048
Espaço analisado (%)		0.075		0.012		0.012
Ordem de contingência		2		3		3

Capítulo 8

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Esta dissertação procurou estabelecer uma interface entre o planejamento elétrico e o planejamento energético de sistemas regionais; podendo estes serem isolados ou conectados a um grande sistema, buscando-se, contudo, maximizar a utilização dos recursos locais, principalmente através da geração descentralizada.

Devido à característica interdisciplinar do curso de planejamento de sistemas energéticos, os capítulos iniciais apresentaram uma revisão das principais técnicas de análise de sistemas elétricos, empregadas durante a fase de planejamento. Estes capítulos procuram fornecer um rápido embasamento teórico para o perfeito entendimento das metodologias, revisão bibliográfica dos recentes desenvolvimentos e principais aspectos relacionados, assim como, também, adaptações destas ferramentas para que melhor se apliquem aos sistemas regionais, de pequeno porte.

Para o estudo de fluxo de potência, afim de considerar as incertezas de variações de cargas e gerações futuras, optou-se por uma modelagem linear probabilística empregando a distribuição triangular, o que permite traduzir cenários mais otimistas, mais pessimistas e mais esperados. O esforço computacional necessário para a aplicação do método é tão pequeno quanto o fluxo de potência linearizado tradicional, porém os resultados alcançados são muito mais representativos através da obtenção das distribuições de probabilidade dos ângulos das barras e dos fluxos ativos.

A confiabilidade de sistemas elétricos regionais foi analisada através da confiabilidade da geração, confiabilidade da transmissão e confiabilidade composta geração/transmissão. No capítulo específico foram estudadas várias técnicas possíveis para estas análises, conduzindo a algumas avaliações críticas sobre a utilização de algumas delas aos sistemas de pequeno porte. Neste sentido, pode-se destacar o emprego da fórmula recursiva para a avaliação da confiabilidade da geração, em oposição à expansão em séries, baseadas nos cumulantes, notadamente indicadas quando se trata de grandes sistemas.

Para a confiabilidade da transmissão, a principal característica do método empregado reside na quebra do espaço de estados possíveis quando, durante a classificação dos mesmos, a probabilidade dos estados ainda não classificados for

menor ou igual a um erro aceitável no horizonte de planejamento.

Esta prática permitiu uma redução muito significativa no tempo de processamento necessário para as análises, chegando em alguns casos, à exploração de apenas 0,017% do espaço de estados, para que houvesse a convergência do algoritmo e fosse apresentado os índices de LOLP e EDNS para todas as barras do sistema. Este fato viabiliza a aplicação desta técnica até mesmo em sistemas de grande porte.

Durante o processo de planejamento de sistemas elétricos, uma análise de contingências é fundamental para o planejador desenvolver um sentimento sobre os pontos mais críticos do sistema, onde devem se concentrar os esforços para melhorá-los. Neste ponto não se está interessado em uma grande precisão dos resultados obtidos, mas sim na determinação das contingências mais severas, ou seja, preocupa-se mais com o aspecto qualitativo do que com o aspecto quantitativo das mesmas.

Como adaptações a sistemas regionais, desenvolveu-se uma técnica de análise de contingências que pudesse conjugar estas duas características - precisão e rapidez. O resultado obtido é um "ranking" das contingências mais severas e, para tanto, a metodologia utiliza-se de alguns resultados obtidos em apenas uma análise de fluxo de potência linearizado, tais como os ângulos de carga nas diversas barras do sistema e os elementos da matriz de impedância nodal. Estes resultados servirão como subsídios para o planejamento da expansão da transmissão em sistemas regionais.

O capítulo de planejamento da geração traz uma ampla discussão a respeito das metodologias e práticas atuais de planejamento. Particularmente, as técnicas ali apresentadas são voltadas para a aplicação em PCHs, porém nada impede que estas sejam extendidas para aplicação em outras formas de geração descentralizada.

Devido às incertezas de diversas naturezas presentes no horizonte de planejamento, há uma grande ênfase no desenvolvimento de metodologias que incorporam a análise de riscos. Um bom exemplo é a adaptação das tradicionais técnicas de otimização - que embora sejam ferramentas extremamente poderosas em si, nada mais fazem que otimizar sobre o conjunto de dados que lhe são fornecidos e, portanto, estão sujeitas à confiabilidade destes últimos - no sentido de que as soluções obtidas não sejam consideradas como absoluta verdade, porém tratadas como subsídios para a tomada de decisão.

Neste contexto, este trabalho apresentou uma adaptação da teoria de portfólio, técnica desenvolvida inicialmente para aplicação na seleção de

investimentos em bolsas de valores, para o planejamento da geração descentralizada, considerando incertezas relacionadas à energia primária, custos, tarifas e/ou mercado. O resultado esperado não é um plano ótimo, de máxima rentabilidade ou de mínimo custo, mas sim um plano que melhor combine rentabilidade e risco.

Os resultados obtidos através da aplicação desta metodologia foram comparados com os obtidos através de procedimentos tradicionais, onde pôde-se concluir que as PCHs são investimentos com baixo nível de risco.

O planejamento da transmissão foi desenvolvido utilizando-se uma modelagem linear mista-inteira, para se obter um sistema capaz de transportar toda a energia necessária, otimizado em termos de custos e de características operacionais da rede. As linhas existentes e as linhas candidatas foram modeladas convenientemente para considerar os limites de capacidade e as perdas em transmissão. Para as linhas candidatas utilizou-se a técnica de custo-fixo para computar os custos de investimentos necessários.

As restrições incorporam o atendimento das duas leis de Kirchhoff, de tal forma que, ao final da análise, o modelo se comporte como um fluxo linearizado, obtendo-se então a correta distribuição dos fluxos ativos, dispensando a interação com um programa de fluxo de potência externo para observar o carregamento das linhas. Neste caso, as equações de laço para as linhas candidatas foram escritas de uma forma modificada, observando-se que estas só poderão se tornar ativas se a linha candidata realmente for selecionada.

Trabalhando-se o modelo apresentado de uma forma organizada, pôde-se obter, ainda, uma modelagem mais complexa, que permitiu a adaptação da metodologia para sistemas regionais, através da consideração das contingências mais importantes detectadas na fase anterior, resultando em uma rede robusta capaz de suportar as contingências mais severas.

O final do trabalho concentrou-se no desenvolvimento da ferramenta de análise e coordenação do planejamento "eletro-energético" de sistemas regionais, havendo então, uma convergência de todas as técnicas analisadas anteriormente, para a determinação da melhor configuração da expansão.

Na realidade, esta interface entre os planejamentos elétrico e energético se deu em um ambiente onde as alternativas de expansão - representadas pelo suprimento centralizado, geração descentralizada e linhas de transmissão - competem entre si, em um processo interativo com o planejador, para maximizar os objetivos técnicos, econômicos, sociais e ambientais.

A metodologia se mostrou bastante eficiente ao ser aplicada ao sistema regional escolhido para estudo de caso. Observa-se também que as gerações descentralizadas são na sua maioria viáveis, e com a construção das mesmas, alcança-se também outros benefícios, tais como um aumento da confiabilidade composta do sistema, redução do carregamento de linhas existentes, e uma inevitável melhora no perfil de tensão das diversas barras do sistema. Isto tudo ocorre a um custo de expansão menor quando comparado à expansão da transmissão somente.

Um outro aspecto importante é o emprego de recursos computacionais modestos, ou seja, todas as técnicas desenvolvidas foram adaptadas para uso em computadores pessoais, viabilizando a utilização destas ferramentas em pequenas concessionárias, regionais ou distritos, assim como em empresas de consultoria.

Nesta mesma linha de pesquisa, muito ainda tem-se que desenvolver e, a seguir, são apresentadas algumas sugestões para trabalhos futuros:

- (a) estudos de análise e projeção de demanda;
 - (b) ampliação da modelagem para períodos seco, úmido, ponta e fora-de-ponta;
 - (c) propostas de alternativas de expansão através do emprego de sistemas especialistas;
 - (d) utilização da técnica de decomposição de Benders para a solução da modelagem linear mista-inteira;
 - (e) utilizar o custo das interrupções no planejamento da transmissão, em uma modelagem multiobjetivo, para representar os anseios sociais;
 - (f) consideração da probabilidade de falha no planejamento da transmissão sob o critério de contingências; e,
 - (g) desenvolvimento de análises para mais curtos prazos.
-

APÊNDICE

A.1 Sistema teste de confiabilidade "IEEE 5 barras"

Tabela A.1 Dados dos elementos do sistema

Elemento	Barras	FOR (q)	Capacidade (p.u)
01	G1	0.02	1.50
02	G2	0.03	0.50
03	1-2	0.22	1.00
04	1-3	0.32	0.50
05	2-3	0.29	0.25
06	2-4	0.29	0.50
07	2-5	0.24	0.75
08	3-4	0.19	0.25
09	4-5	0.32	0.25
10	2	0	0.25
11	3	0	0.50
12	4	0	0.50
13	5	0	0.75

Potência Base: 100 MVA.

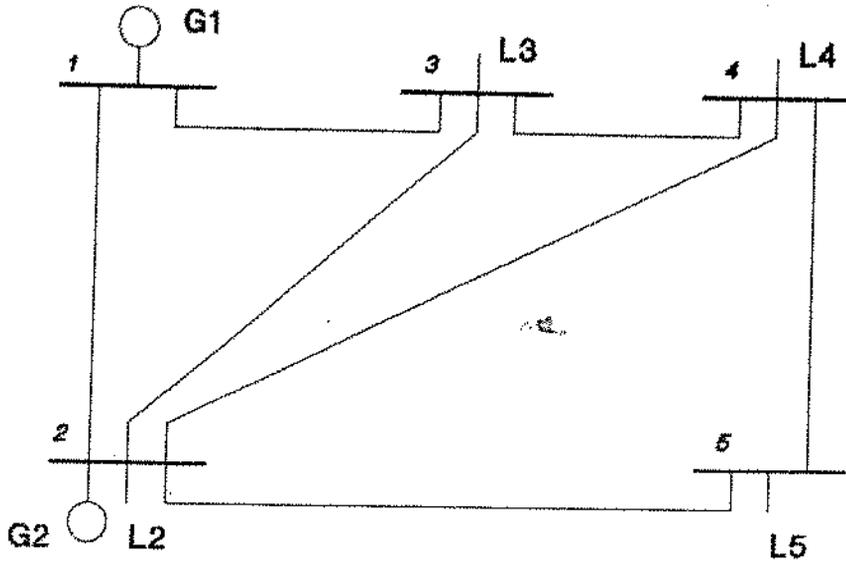


Figura A.1 Sistema IEEE de 5 barras

A.2 Sistema teste (Garver, 1970)

Tabela A.2 Dados das potências das barras:

Barra	Geração [MW]	Carga [MW]
1	50	80
2	0	240
3	165	40
4	0	160
5	0	240
6	545	0
Total	760	760

Tabela A.3 Dados das linhas existentes

Barras	r (p.u.)	x (p.u.)	C (MW)
1-2	0.10	0.40	100
1-4	0.15	0.60	80
1-5	0.05	0.20	100
2-3	0.05	0.20	100
2-4	0.10	0.40	100
3-5	0.05	0.20	100

Tabela A.4 Dados das linhas candidatas

Barras	r (p.u.)	x (p.u.)	C (MW)
2-6	0.08	0.30	100
3-6	0.12	0.48	80
4-6	0.08	0.30	100
5-6	0.15	0.61	78

Potência base: 100 MVA

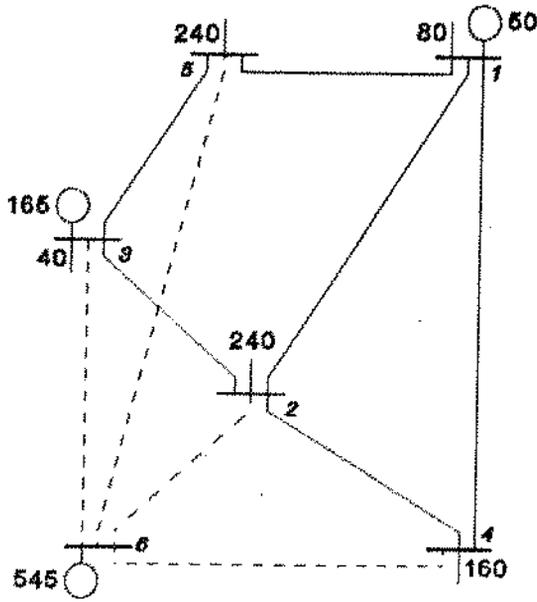


Figura A.2 Sistema elétrico de 6 barras (Garver, 1970)

A.3 Sistema elétrico Sil-Sul/CEMIG

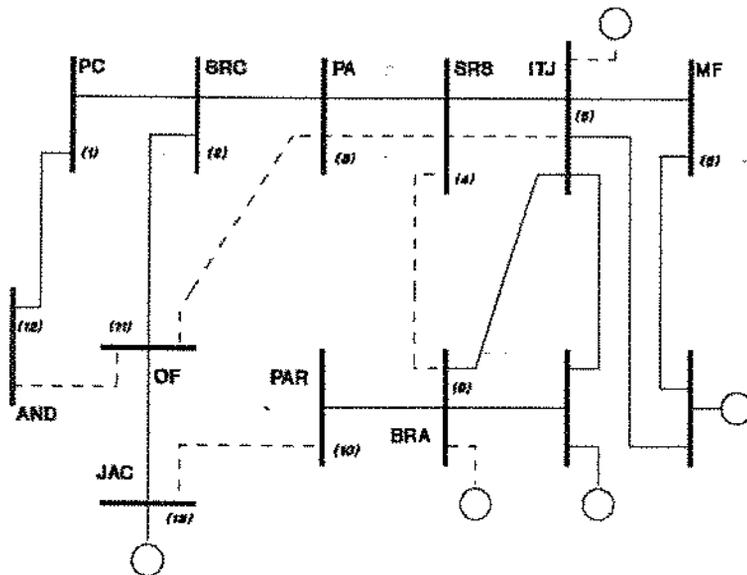


Figura A.3 Sistema regional Sul-Sul/CEMIG

Tabela A.5 Dados das linhas existentes

Linha	Barras	x (%)	C (MW)	FOR (q)
1	01-02	10.78	99	0.0417
2	02-03	12.64	99	0.0489
3	03-04	6.77	99	0.0262
4	04-05	9.46	99	0.0366
5	05-06	5.84	99	0.0226
6	06-07	31.33	18	0.0070
7	05-08	28.65	18	0.0064
8	05-09	21.15	36	0.0189
9	09-10	31.78	36	0.0284
10	02-11	36.66	30	0.0311
11	12-01	11.37	99	0.0440
12	11-13	32.30	30	0.0274
13	08-09	56.85	18	0.0127

Potência base: 100 MVA

Tabela A.6 Dados das linhas propostas

Linha	Barras	FOR (q)	x (%)	r (%)	C (MW)
15	12-11	0.0525	13.42	7.36	99
			11.69	3.87	125
16	11-03	0.0460	11.87	6.51	99
			10.57	3.43	125
17	03-04	0.0262	6.77	3.71	99
18	04-05	0.0366	9.46	5.18	99
19	04-09	0.0248	27.75	19.23	36
20	11-10	0.1060	118.6	82.20	36

Tabela A.7 Dados das potências das barras em kW.

Barra	Cidade	ano:	1991	1992	1993	1994	1995	1996
2	Sta. Rita de Caldas		6139	6583	7053	7617	8228	8887
3	Pouso Alegre		26334	29761	30586	32115	33784	35541
4	Sta. Rita do Sapucaí		8790	9500	10250	11100	11900	12758
5	Itajubá		21586	23314	24422	25689	27039	28460
6	Maria da Fé		5680	6130	6620	7150	7720	8335
9	Brasópolis		2200	2420	2660	2930	3220	3539
10	Paraisópolis		4071	4357	4664	5035	5438	6873
11	Ouro Fino		8528	8710	8888	9600	10367	11202
12	Andradas		7900	8600	9300	10200	11100	12079
13	Jacutinga		2976	4820	5120	5530	5972	6449

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

A

- Alavi-Sereshki, M.M.; Singh, C. (1992); "A generalized cumulant method for generation capacity reliability evaluation" - Electric Power Systems Research, n 23, pp 1-4.
- Alavi-Sereshki, M.M.; Singh, C. (1991); "A generalized continuous distribution approach for generating capacity reliability evaluation and its application" - IEEE Trans on PWRS, vol 6, n 1, pp 16-22.
- Allan, R.N.; Al-Shakarchi, (1976); "Probabilistic a.c. load flow" - Proc. IEE, Vol 123, No 6, pp 531-536.
- Amagai, H.; Leung, P.S. (1992); "The trade-off between economic and environmental objectives in Japan's power sector" - The energy journal, Vol 12, No 3, pp 95-104.
- Assad, L.S.; Plácido, R. (1989); "Análise da competitividade de pequenas centrais hidrelétricas" in I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético", Vol 4, pp 5-19, UNICAMP.
- Astorga, A.M. (1982); "Análise do fluxo de carga e contingências em sistemas elétricos de potência: Uma metodologia eficiente" - Dissertação de mestrado apresentada à EFEI.

B

- Bajay, S.V.; Demamboro, A.C.; Santos, A.H.M (1989); "Metodologia de planejamento de adições graduais de pequenas centrais hidrelétricas ao parque gerador de empresas concessionárias de energia elétrica" in I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Vol 4, pp 113-131. UNICAMP.
- Bajay, S.V.; Demamboro, A.C. (1989); "Custos marginais regionalizados para o planejamento da geração descentralizada de energia elétrica" in I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Vol 2, pp 493-500. UNICAMP.
- Bajay, S.V. (1983); "Production scheduling models for hydrothermal power systems: A review of methodologies" - UNICAMP, Brasil.

- Bajay, S.V. (1983); "Long term electricity demand forecasting models: A review of methodologies" - *Electric Power & Energy Research*, Vol 6, pp 243-157.
- Bajay, S.V. & Santos, A.H.M. (1986); "O desenvolvimento nacional e as pequenas centrais hidrelétricas - Uma visão histórica" in *Anais do 1º Seminário Nacional de História e Energia*, Vol 1, ELETROPAULO/Departamento do Patrimônio Histórico. São Paulo.
- Bajay, S.V.; Martinez, C.B.; Agra, D.A. (1989); "Uma contribuição ao estudo de custos em centrais hidrelétricas de médio porte" in *I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*, Campinas, São Paulo.
- Bazaraa, M.S.; Jarvis, J.; Sharadi, H. (1990); "Linear programming and network flows" - John Willey & Sons.
- Bhavaraju, M.; Billington, R. (1971); "Transmission planning using reliability criterion part II - Transmission planning" - *IEEE Trans. on PAS*, Vol 90, No 1, pp 70-71.
- Billington, R.; Allan, R.N. (1984); "Reliability evaluation of power systems". Pitman Publishing Inc.
- Billington, R.; Allan, R.N. (1983); "Reliability evaluation of engineering systems: Concepts and techniques". Pitman Publishing Inc.
- Billington, R.; Hamound, G. (1982) - Discussion on (Levy & Kahn, 1982)
- Billington, R.; Kumar, S. (1990); "Indices for use in composite generation and transmission system adequacy evaluation" - *Electrical Power & Energy Systems*, vol 12, n 3, pp 147-155.
- Borkowska, B. (1974); "Probabilistic load flow" - *IEEE Trans. on PAS*, Vol 93, pp 752-759.
- Brameller, A.; Denmead, J.K. (1962); "Some improved methods for digital network analysis" - *Proc. IEE*, Pt A, 109, pp 109-116.
- Brameller, A.; Allan, R.N.; Homam, Y.M. (1976); "Sparsity" - Pitman Publishing.
- Brito, S.S. (1988); "Eletrificação rural e microcentrais hidrelétricas: Integração ou conflito?" in *II Encontro nacional de energia no meio rural*, pp 49-59, UNICAMP.
- Brown, H.E. (1969); "Contingencies evaluated by a Z-matrix method" - *IEEE Trans. on PAS*, Vol 88, No 4, pp 409-412.
- Brown, H.E. (1975); "Grandes sistemas elétricos - Métodos matriciais" - LTC/EFEI.

Burke, W.J.; Merril, H.M.; Schweppe, F.C.; Lovell, B.E.; McCoy, M.F.; Monohon, S.A. (1988); "Trade off methods in system planning" - IEEE Trans. on PWRS, Vol 3, No3, pp 1284-1290.

C

Camargo, C.C. (1984); "Confiabilidade aplicada a sistemas de potência elétrica". LTC/ELETRORBRÁS/FEESC.

Contador, R.C. (1981); "Avaliação social de projetos" Ed. Atlas, São Paulo - Brasil.

Contaxis, G.C.; Delkis, C.; Korres, G. (1986); "Decoupled optimal load flow using linear or quadratic programming" - IEEE Trans. on PWRS, Vol 1, No 2, pp 1-2.

Correia, P.B.; Lyra F-, C. (1990); "Modelagem energética Multisetorial" in III ENCIT - Encontro Nacional de Ciências Térmicas, Itapema, SC, pp 995-1000.

Cunha, S.H.F., Pereira, M.V.F.; Oliveira, A.C.G.; Ariento, V.L.; Pinto, L.M.V.G (1987); "Confiabilidade composta geração/transmissão do sistema sul/sudeste brasileiro" in IX SNPTEE - Belo Horizonte - Brasil.

D

Daher, M.J. (1989); "Planejamento da expansão da oferta de energia elétrica com incerteza de mercado" in Congresso Brasileiro de Pesquisa Operacional, pp 366-373.

David, A.K. (1981); "Reliability criteria for power systems with inherent generation and transmission deficiencies" - IEEE Trans. on Reliability, vol 30, n 1, pp 18-21.

DNAEE/ELETRORBRÁS (1985); "Nova tarifa de energia elétrica - Metodologia e aplicação". Brasília/DF.

Dommel, H.W.; Tinney, W.F. (1968); "Optimal power flow solutions" - IEEE Trans. on PAS, Vol 87, pp 1866-1876.

E

Ejebe, G.C.; Wollenberg, B.F. (1979); "Automatic contingency selection" - IEEE Trans. on PAS, Vol 98, No 1, pp 97-109.

- Ekwe, A.O., MacQueen, J.F. (1991); "Comparison of load flow solution methods"
- Electric Power Systems Research, 22, pp 213-222.
- ELETOBRÁS/DNAEE (1982); "Manual de pequenas centrais hidrelétricas"
- ELETOBRÁS (1984); "Manual de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas"
- Rio de Janeiro.
- ELETOBRÁS (1988); "Plano 2010", Brasília/DF.
- ELETRONORTE (1978); "Anais do seminário de transmissão de energia elétrica a grandes distâncias". Brasília/DF.
- El-Hawary, M.E.; Ravindranath, K.M. (1990); "Selection of objectives in minimum loss power flow in hydrothermal electric power systems: -
Electrical Power & Energy Systems, Vol 12, No 4, pp 298-302.
- Enns, M.K.; Quada, J.J.; Sackett, B. (1982); "Fast linear contingency analysis"
- IEEE Trans. on PAS, Vol 101, No 4, pp 783-791.
- F
- Farghal, S.A.; Aziz, M.R.A. (1988); "Generation expansion planning including the renewable energy sources" - IEEE Trans. on PWRs, Vol 3, No 3, pp 816-822.
- Farrag, M.A.; El-Metwally, M.M. (1988); "New method for transmission planning using mixed-integer programming" - IEE Proceedings, Vol 135, Pt C, No 4, pp 319-323.
- Farrag, M.A.; El-Sobky, S.M.; Nansi, S.G. (1990); "New method for reliability realization of transmission networks" - Electrical power & energy systems, Vol 12, No 3, pp 211-218.
- Fleischer, G.A. (1973); "Teoria da aplicação do capital - Um estudo de decisões de investimento" - São Paulo.
- Fouad, A.A.; Stanton, S.E.; Mamandur, K.R.C.; Kruempel, K.C. (1982); "Contingency analysis using the transient energy margin technique" - IEEE Trans. on PAS, Vol 101, No 4, pp 757-766.
- Freris, L.L.; Sasson, A.M. (1968); "Investigation of the load-flow problem" - Proc. IEE, 115, pp 1459-1470.
- Fuchs, R.D. (1977); "Transmissão de energia elétrica: Linhas aéreas - Vols 1 e 2" - LTC/EFEI.

G

- Garver, L.L. (1970); "Transmission network estimation using linear programming" - IEEE Trans. on PAS, Vol 89, No 7, pp 1688-1697.
- Garver, L.L. (1976); "Transmission planning - An application of optimization methods in power system engineering" in "Application of optimization methods in power system engineering" - IEEE Tutorial Course 76-CH-1107-2-PWR, pp 77-84.
- Gavanidou, E.S.; Bakirtzis, A.G. (1992); "Design of a stand alone system with renewable energy sources using trade off methods" - IEEE Trans. on EC, Vol 7, No 1, pp 42-48.
- Glimn, A.F.; Stag, G.W. (1957); "Automatic calculation of load-flows" - Trans. AIEE, Pt 3, 76, pp 817-825.
- Goicoechea, A., Hansen, D.R.; Duckstein, L. (1982); "Multiobjective decision analysis with engineering and business applications" - John Wiley & Sons.

H

- Haddad, J. (1988); "Fluxo de potência probabilístico utilizando o método dos cumulantes" - Dissertação de mestrado apresentada à Escola Federal de Engenharia de Itajubá.
- Handshin, E.; Hoffmann, W. (1992); "Integration of an expert system for security assessment into an energy management system" - Electrical Power & Energy Systems, Vol 14, No 2/3, pp 243-248.
- Hreinsson, E. B. (1990); "Optimal sizing of projects in a hydro-based power system" - IEEE Trans. on EC, Vol 5, No 1, pp 32-38.
- Hsu, Y.; Hsu, C.; Wu, C. (1985); "Comparison of two algorithms for power system reliability calculations" - Electric Power Systems Research, No 9, pp 29-35.
- Hsu, Y.Y.; Chan, W.C. (1985); "Optimal transmission expansion planning for electric power systems" - Electric Power Systems Research, No 9, pp 141-148.

I

- IEEE Reliability Test System Task Force (1979); "IEEE Reliability test system" - IEEE Trans. on PAS, Vol 98, No 6, pp 2047-2054.
- Irving, M.R.; Sterling, M.J.H. (1987); "Efficient Newton-Raphson algorithm for load flow calculation in transmission and distribution networks" - IEE Proc., Vol 134, Pt C, No 5, pp 325-328.
- Iwamoto, S.; Tamura, Y. (1978); "A fast load flow method retaining nonlinearity" - IEEE Trans. on PAS, Vol 97, pp 1586-1599.
- Iwamoto, S.; Nakawishi, Y.; Tamura, Y. (1981); "A load flow calculation method for ICI-Conditioned power systems" - Electrical Engineering in Japan, Vol 100, No 1, pp 100-108.

K

- Kaltenback, J.; Peschon, J.; Gehrig, E. (1970); "A mathematical optimization technique of the expansion of electric transmission system" - IEEE Trans. on PAS, Vol 89, No 1, pp 113-119.

L

- Lee, S.T.Y.; Hicks, K.; Hnyilieza, E. (1974); "Transmission expansion by branch-and-bound integer programming with optimal cost capacity curves" - IEEE Trans. on PAS, Vol 93, pp 1390-1399.
- Levy, D.J.; Kahn, E.P (1982); "Accuracy of the Edgeworth approximation for LOLP calculations in small power systems" - IEEE Trans. on PAS, Vol 101, No 4, pp 986-996.
- Limmer, H.D. (1969); "Techniques and applications of security calculation applied to dispatching computers" in III Power System Computation Conference - Roma - Italia.
- Liu, C.C.; Dillon, T. (1992); "State-of-the-art of expert system applications to power systems" - Electrical Power & Energy Systems, Vol 14, No 2/3, pp 86-96.
- Lundeqvist, C.G. (1981); "Confiabilidade de suprimento elétrico: Um cálculo analítico e sua aplicação no sistema gerador brasileiro" - Pesquisa Operacional, Vol 1, No 1, pp 29-47.

M

- Markowitz, H.M. (1959); "Portfolio selection: Efficient diversification of investments" - John Wiley, NY, USA.
- Martinez, C.B.; Bajay, S.V.; Santos, A.H.M. (1989); "Pré-dimensionamento de pequenas centrais hidrelétricas" in I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Campinas, São Paulo.
- Mikolinnas, T.A.; Wollenberg, B.F. (1981); "An advanced contingency selection algorithm" - IEEE Trans. on PAS, Vol 100, No 2, pp 608-617.
- Moreira, A.C.M. (1993); "Uma técnica de análise de investimentos energéticos" - Tese de doutorado apresentada à AIPSE/UNICAMP.
- Monticelli, A.; Santos Jr., A.; Pereira, M.V.F.; Cunha, S.H.; Parker, B.J.; Praca, J.C.G. (1982); "Interactive transmission network planning using a least-effort criterion" - IEEE Trans. on PAS, Vol 101, No 10, pp 3919-3925.
- Monticelli, A. (1983); "Fluxo de carga em redes de energia elétrica" - Ed. Edgard Bltcher.
- Murty, K. (1976); "Linear and combinatorial programming" - John Wiley & Sons, N.Y.

N

- Ng, W.Y. (1981); "Generalized generation distribution factors for power system security evaluations" - IEEE Trans. on PAS, Vol 100, No 3, pp 1001-1005.

P

- Prassad, G.D.; Jarra, A.K.; Tripathy, S.C. (1989); "Modifications to Newton-Raphson load flow for ill-conditioned power systems" - Electrical Power & Energy System, Vol 12, No 3, pp 192-194.
- Psarras, P.; Capros, P.; Samouilidis, J.E. (1990); "Multiobjective programming" - Energy, Vol 15, No 78, pp 583-605.

R

- Rajcic, D., Bose, A. (1988); "A modification to the fast decoupled power flow for networks with high R/X ratios" - IEEE Trans. on PWRs, Vol 3, No 2, pp 743-746.
- Rao, C.R. (1965); "Linear statistical inference and its applications" - John Wiley & Sons, Inc. - NY.
- Rau, N.S. (1982) - Discussion on (Levy & Kahn, 1982)

S

- Sales Filho; (1992) "Perspectivas da penetração do gás natural na região metropolitana de Fortaleza" - Dissertação de mestrado apresentada à AIPSE/UNICAMP.
- Sanghvi, A.P.; Balu, N.J.; Lauby, M.G. (1991); "Power system reliability planning practices in north america" - IEEE Trans. on PWRs, Vol 6, No 4, pp 1485-1491.
- Santos, A.H.M. (1987); "Planejamento de centrais hidrelétricas de pequeno porte" - Tese de doutorado apresentada à FEE/UNICAMP.
- Santos, A.H.M.; Moreira, A.C.M. (1991); "Une approche statistique pour les etudes des petites centrales hydroelectriques" in Hydroenergia'91, Nice, France.
- Santos, A.H.M. (1991); "Tendências do planejamento da geração de energia elétrica" - Escola Federal de Engenharia de Itajubá (trabalho a ser publicado).
- Santos, A.H.M.; Nogueira, L.A.H.; Bortoni, E.C. (1992); "The utilization of the portfolio theory in cogeneration plant optimization" in ASME COGEN-TURBO, Vol 7, pp 31-36.
- Santos, A.H.M. (1992); "Uma versão computacional do método de Conti-Varlet para estudos de regularização parcial de vazões" - Escola Federal de Engenharia de Itajubá (trabalho a ser publicado).
- Santos, A.H.M.; Nogueira, L.A.H.; Bortoni, E.C. (1992); "Otimização das plantas de cogeração considerando aspectos de risco financeiro" in ENCIT'92, Rio de Janeiro, Brasil.
- Sasson, A.M. (1976); "Optimal load flow - A practical outlook" in Wood, A.J.; in "Application of optimization methods in power system engineering" - IEEE Tutorial Course 76tCHt1107-2-PWR.

- Schenk, K.F. (1982) - Discussion on (Levy & Kahn, 1982)
- Schildt, H. (1990); "Turbo C avançado - Guia do usuário" - Editora McGraw-Hill, São Paulo.
- Seifu, A.; Salon, S.; List, G. (1989); "Optimization of transmission line planning including security constraints" - IEEE Trans. on PWRs, Vol 4, No 4, pp 1507-1513.
- Sharaf, T.A.M.; Berg, C.J. (1982); "Reliability optimization for transmission expansion planning" - IEEE Trans. on PAS, Vol 101, No 7, pp 2243-2248.
- Sharaf, T.A.M.; Berg, G.J. (1988); "Reliability evaluation in power-system transmission planning: practical considerations" - IEEE Trans. on Reliability, Vol 37, No 3, pp 274-279.
- Singh, C. (1983); "Generation reliability indices using the cumulant method" in Seventh International Conference on Production Research. Windsor, Ontario, Canadá.
- Silva, A.M.L.; Arienti, V.L.; Barbosa, M.H. (1987); "Fluxo de potência probabilístico - Uma aplicação no planejamento da operação de sistemas elétricos" in IX SNPTEE, grupo X (GOP), Belo Horizonte - Brazil.
- Sobierajski, M. (1987); "The multiple solution analysis of probabilistic load flow" - Electric Power Systems Research, 13, pp 21-29.
- Souza, Z.; Fuchs, R.D.; Santos, A.H.M. (1983); "Centrais hidro e termelétricas" - ELETROBRÁS/EFEI/Ed. Edgar Blitcheer.
- Stagg, G.W.; El-Abiad, A.H. (1979); "Computação aplicada a sistemas de geração e transmissão de potência" - Mc Graw Hill, Inc.
- Stevenson, W.D. (1982); "Elements of power systems analysis" - Mc Graw-Hill Book Co., Fourth Edition.
- Stoa, P.; Talukdar, S.N.; Christie, R.D.; Hou, L. (1992); "Enviroments for security assessment and enhancement" - Electrical Power & Energy Systems, Vol 14, No 2/3, pp 249-255.
- Stott, B.; Alsac, O. (1974); "Fast decoupled power flow" - IEEE Trans. on PAS, Vol. 93, No. 3, pp 859-869.
- Stott, B.; Marinho, J.L. (1979); "Linear programming for power system network security applications" - IEEE Trans. on PAS, Vol 98, No 3, pp 837-848.
- Sullivan, R. (1977); "Power system planning". Mc Graw Hill.
-

T

- Tinney, W.F.; Hart, C.E. (1967); "Power flow solution by Newton's method" - IEEE Trans. on PAS, Vol 86, pp 1449-1456.
- Tinney, W.F.; Bright, J.M.; Demaree, K.D.; Hughes, B.A. (1989); "Some deficiencies in optimal power flow" - IEEE Trans. on PWRs, Vol 3, No 2, pp 676-683.
- Tobin, J. (1958); "Liquidity preference as behavior towards risk" - Review of Economics Studies, Vol 25.

V

- Van Amerongen, R.A.M. (1989); "A general-purpose version of the fast decoupled power flow" - IEEE Trans. on PWRs, Vol 4, No 2, pp 760-770.
- Van Ness, J.E. (1959); "Iteration method for digital load flow studies" - Trans. AIEE, Pt 3, 78, pp 583-588.
- Vemuri, S; Usher, R.E. (1983); "On-line automatic contingency selection algorithms" - IEEE Trans. on PAS, Vol 102, No 2, pp 346-354.
- Ventsel, H.; Ovtcharov, L. (1988); "Problèmes appliqués de la théorie des probabilités" - Éditions Mir Moscou.
- Vörös, J. (1986); "Portfolio analysis - An analytic derivation of the efficient portfolio frontier" in European Journal of Operational Research, 23, pp 294-300.

W

- Wadha, C.L.; Jain, N.K. (1990); "Multiple objective optimal load flow: A new perspective" - IEE Proc., Vol 137, Pt C, No 1, pp 13-18.
- Ward, J.B.; Hale, H.W. (1956); "Digital computer solution of power flow problems" - Trans. AIEE, Pt 3, 75, pp 398-404.
- Wong, T.Y.; Findlay, J.A.; McMurtrie, A.N. (1982); "An on-line method for transmission ampacity evaluation" - IEEE Trans. on PAS, Vol 101, No 2, pp 309-315.

Z

- Zaborszky, J.; Whang, K.W.; Prasad, K. (1980); "Fast contingency evaluation using concentric relaxation" - IEEE Trans. on PAS, Vol 99, No 1, pp 28-35.