

TESE

619



ANEXO II

FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA

Título da Dissertação: Confiabilidade de Sistemas de Subtransmissão e Distribuição de Energia Elétrica.

Autor: Ariosto Dantas da Luz

JULGAMENTO

EXAMINADORES	CONCEITO	RUBRICA
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	_____	_____

Resultado Médio: Conceito A, ou seja, APROVADO

Observações: Deverão ser efetuadas correções no texto, conforme sugerido pela banca.

Itajubá, 20 de dezembro de 1988.

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS
DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

ARIOSTO DANTAS DA LUZ
autor

RENATO DE AQUINO FARIA NUNES
orientador

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ-EFEI
ESTADO DE MINAS GERAIS - BRASIL
DEZEMBRO 1988

CLASS. 621.315.004.15(043.2)
CUTT. L979c
TIMBO 619

AGRADECIMENTOS

À Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA, que adotando como política promover o desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias para o melhor cumprimento de sua missão, incentivou e criou condições para a realização deste trabalho.

À Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI, que muito tem contribuído para a elevação do padrão técnico da engenharia praticada pelas empresas do setor elétrico, pelo suporte acadêmico, que viabilizou a concretização deste trabalho.

RESUMO. *Este trabalho apresenta uma metodologia para a avaliação da confiabilidade de sistemas de subtransmissão e distribuição de energia elétrica, enfocando sua aplicação a sistemas típicos da Região Nordeste do Brasil.*

Utilizando o Método da Análise dos Modos de Falhas, o trabalho propõe a quantificação da confiabilidade através de dois módulos, que diferenciam as falhas em função do impacto que causam sobre os pontos de suprimento afetados: a) falhas que implicam na interrupção total da continuidade do suprimento de energia elétrica; b) falhas que requerem cortes parciais de carga para o restabelecimento da operação do sistema dentro de critérios aceitáveis.

O primeiro módulo apresenta sua maior aplicação à sistemas de distribuição e sistemas de subtransmissão predominantemente radiais. Apoiado-se no Método dos Conjuntos Mínimos de Cortes, modela as falhas forçadas permanentes e temporárias, as falhas ativas, a possibilidade de emperramento de disjuntores, as ações de manutenção preventiva, e suas superposições. Permite esta modelagem para duas representações das condições ambientais: solicitação ambiental uniforme e solicitação ambiental dupla.

O segundo módulo apresenta como objetivo precípuo a análise dos subsistemas com maior adensamento de cargas, a exemplo das regiões metropolitanas e centros industriais. Avalia as implicações, sobre a confiabilidade dos sistemas, de contingências que podem provocar violações nos carregamentos máximos admissíveis. Buscando soluções que requeiram reduzido esforço computacional, utiliza um modelo de fluxo de carga linearizado, apresenta uma metodologia para a seleção automática de contingências mais severas, incorpora um modelo de simulação de contingências que não requer um processamento completo de fluxo de carga para cada caso e adota coeficientes de influência de barras para a indicação dos menores redespachos de geração e cortes de carga. Na definição da capacidade máxima de suprimento de cada barra durante contingências, as cargas são representadas através de um único patamar. No entanto, no cálculo dos índices de confiabilidade dos pontos de suprimento afetados, elas são modeladas por uma curva de duração de cargas e por um modelo de dois estados, que representa a variação da carga em relação a níveis pré-definidos.

Ambos os módulos permitem a representação de transferências de cargas, durante emergências, via subtransmissão e distribuição.

ÍNDICE

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO.

1.1 - APRESENTAÇÃO	1
1.2 - HISTÓRICO	4
1.3 - ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	5

CAPÍTULO II - CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS.

2.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS	7
2.2 - CONCEITOS BÁSICOS	8
2.3 - ÍNDICES E CRITÉRIOS DE CONFIABILIDADE	20

CAPÍTULO III - CONFIABILIDADE SEGUNDO UM CRITÉRIO DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO.

3.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS	23
3.2 - TÉCNICAS DE AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE	24
3.2.1 - Método da Redução dos Sistemas	24
3.2.2 - Método da Análise dos Modos de Falha	26
3.3 - EQUAÇÕES PARA O CÁLCULO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE	26
3.3.1 - Solicitação Ambiental Uniforme	27
3.3.2 - Solicitação Ambiental Dupla	30
3.3.3 - Transferência de Cargas Em Situações de Emergência	42
3.4 - ÍNDICES CALCULADOS	45
3.4.1 - Índices Por Ponto de Carga	45

3.4.2 - Índices Globais Para o Sistema	46
3.5 - CASO EXEMPLO - ANÁLISE DE UM SISTEMA REAL	46

CAPÍTULO IV - CONFIABILIDADE SEGUNDO UM CRITÉRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO.

4.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS	53
4.2 - REPRESENTAÇÃO DAS FALHAS	56
4.2.1 - Falhas Do Sistema	57
4.2.2 - Representação Das Falhas Por Contingências e Por Ponto de Carga	57
4.2.3 - Modelagem da Carga	61
4.3 - PROCEDIMENTOS E TÉCNICAS DE SIMULAÇÃO	64
4.3.1 - A Simulação das Contingências	64
4.3.1.1 - Fluxo de Carga	64
4.3.1.2 - Seleção das Contingências	66
4.3.1.3 - Simulação das Contingências	72
4.3.2 - Eliminação das Sobrecargas	73
4.3.2.1 - Coeficientes de Influência de Barras	73
4.3.2.2 - Redespacho de Geração	75
4.3.2.3 - Cortes de Cargas	78
4.3.2.4 - Transferências de Cargas	79
4.4 - ÍNDICES CALCULADOS	83
4.4.1 - Índices Por Ponto De Carga	83
4.4.2 - Índices Por Contingência	83
4.4.3 - Índices Globais	84

4.5 - CASO EXEMPLO	84
4.5.1 - Análise de Um Sistema Simples	84
4.5.2 - Análise de Um Sistema Real	89

CAPÍTULO V - CONCLUSÕES.

CONCLUSÕES	93
----------------------	----

APÊNDICES.

I - Modelo de Falhas - Critério de Qualidade de Serviço	96
II - Fluxo de Carga DC	99
III - Método de Ordenação das Contingências: aplicações práticas	104

BIBLIOGRAFIA	108
------------------------	-----

ANEXO.

Manual do Usuário do Programa CSTD

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 - APRESENTAÇÃO.

Nos últimos anos, o sistema elétrico brasileiro vem se expandindo consideravelmente em dimensões e complexidade, para atender ao crescimento vegetativo do mercado consumidor, ao suprimento a novas áreas e para manter, ou alcançar, níveis adequados de desempenho.

O parque gerador, apoiado basicamente na hidroeletricidade, tem exigido, para a sua ampliação, a incorporação de fontes cada vez mais afastadas dos grandes centros de carga.

Com o crescimento dos centros urbanos e da industrialização, multiplicou-se o número de consumidores altamente dependentes de energia elétrica, que pressionam as concessionárias do setor a fornecerem um suprimento compatível com suas necessidades.

Esta compatibilização vem requerendo um constante aprimoramento do processo de planejamento dos sistemas elétricos, de forma a permitir uma correta aplicação de recursos, capaz de atender às exigências do mercado e sem prejuízo da remuneração mínima legal estabelecida para o setor elétrico.

Mudanças conjunturais ocorridas no fim da década de 70 trouxeram para este cenário a escassez de recursos financeiros e levaram as empresas do setor a revisarem seus critérios de planejamento, aceitando maiores níveis de risco.

Tornou-se comum na implementação de planos de expansão, mesmo compostos por obras economicamente viáveis, surgirem restrições financeiras não conhecidas a priori que ditam tetos máximos de investimento, inviabilizando sua implementação na íntegra.

Visando a normalidade financeira das empresas impôs-se a necessidade de uma priorização dos investimentos, na busca de uma maximização de benefícios, dentre eles os decorrentes de incrementos na confiabilidade do sistema.

Restrições na expansão dos sistemas elétricos trazem como consequência maiores níveis de risco de falha durante a sua operação e colocam aos planejadores as seguintes questões:

- a definição de níveis de confiabilidade considerados aceitáveis para as várias categorias de consumidores;

- a aferição do desempenho do sistema em relação a estes níveis;
- a simulação do impacto das alternativas de expansão propostas no sentido de alcançar os patamares considerados adequados.

A definição de níveis de risco a serem perseguidos na elaboração dos planos de expansão do sistema requer o conhecimento dos limites de tolerância dos diferentes consumidores às interrupções do suprimento, bem como, o custo imposto, tanto para a empresa quanto para a sociedade, pelo déficit de energia.

A aferição do desempenho do sistema, em relação aos níveis de risco definidos, exige como suporte uma base de dados de ocorrências capaz de permitir uma análise estatística do comportamento do sistema.

A visualização do desempenho futuro das alternativas de expansão requer a realização de estudos de simulação da confiabilidade. Nesta etapa é, também, fundamental a existência de uma base de dados consistente, de ferramental metodológico e de engenheiros com conhecimento do sistema e dos conceitos de confiabilidade.

A forma tradicional de abordar o tema confiabilidade, com base na experiência e intuição do planejador, que classifica de uma forma subjetiva as possíveis configurações do sistema como "mais" ou "menos" confiáveis tem se mostrado acentuadamente inadequada à medida que os sistemas se tornam mais complexos. A razão disso é o grande número de incertezas que persistem durante o equacionamento do problema. As principais são:

- a aleatoriedade dos eventos de falha;
- os tempos de reparo;
- as imprecisões nas previsões de carga;
- a influência das condições ambientais;
- as políticas de operação e manutenção;
- as mudanças da política governamental para o setor elétrico.

A adoção de técnicas probabilísticas nos estudos de planejamento torna-se então de uso imperativo, por sua habilidade em quantificar os riscos de falha. Permitem planejar um suprimento adequado aos padrões de exigência dos consumidores e às possibilidades da empresa, sem cair nos sobredimensionamentos em que frequentemente se incorre com o uso de critérios determinísticos ou em investimentos que não possuam os reflexos esperados sobre a redução do risco de falha.

Comprovando esta tendência, fontes internacionais de recursos financeiros, tais como o BID e o BIRD, estão exigindo estudos de confiabilidade com base em métodos probabilísticos para a consideração do custo da energia não suprida nos estudos de viabilidade de projetos.

Estes estudos, para se tornarem exequíveis rotineiramente, requerem que se concilie a obtenção de índices suficientemente precisos com simplicidade de modelagem e reduzido esforço computacional. Métodos considerados exatos, como os processos de Markov, exigem um esforço exagerado para as atuais disponibilidades de computadores. Assim, além de simplificações no modelo matemático, que não impliquem em perdas significati-

vas de precisão, deve-se buscar a identificação de métodos eficientes de processamento e adequados aos propósitos do trabalho, tais como estudos de sensibilidade que permitam efetuar automaticamente a seleção das contingências mais severas e a determinação do valor e da sequência mais adequada de redespachos da geração e cortes de carga.

As teorias de confiabilidade, aplicadas inicialmente na área militar, foram incorporadas aos estudos de sistemas de potência primeiramente nas avaliações da disponibilidade do parque gerador.

Atualmente, a nível nacional, pesquisas de metodologias e critérios de confiabilidade adequadas as condições do sistema brasileiro vêm sendo desenvolvidas através de várias entidades, entre as quais se encontra o Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico - GCPS, que reúne em um sub-grupo concessionárias de energia elétrica, centros de pesquisa e universidades. Estes setores têm concentrado a sua atenção em estudos da confiabilidade conjunta do sistema de geração e transmissão.

Tradicionalmente o planejamento dos sub-sistemas de geração, transmissão e distribuição são feitos de forma independente e com critérios diferentes.

Para evitar que investimentos em algum segmento do sistema produzam benefícios aquém dos esperados na qualidade do suprimento, em decorrência da existência de pontos do sistema com desempenho inferior, deve-se desenvolver um planejamento integrado de sua expansão.

As observações anteriores poderiam induzir a aceitação de que avaliações conjuntas geração-transmissão, acrescida da subtransmissão e distribuição, seriam indispensáveis. No entanto a diversidade das características elétricas e topológicas, dos recursos operativos disponíveis, além da dimensão do problema, tornam quase impossível a adoção de uma simulação global, com um único modelo. O que, de fato, é indispensável é a compatibilização do planejamento dos vários segmentos do sistema.

A constatação da dificuldade em se obter uma metodologia única que possa ser aplicada de forma eficiente e indistintamente a sistemas com diferentes níveis de tensão e grau de desenvolvimento, estimulou o direcionamento deste trabalho para a pesquisa de técnicas específicas para sistemas de subtransmissão e distribuição.

O trabalho aqui apresentado, gerado com base na experiência adquirida no desenvolvimento do programa Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição-CSTD e em aplicações práticas ao sistema elétrico da COELBA visa, principalmente, os sistemas das concessionárias estaduais de energia elétrica, nos quais se destacam como características principais a predominância da subtransmissão e distribuição.

Este trabalho discute as técnicas adotadas no programa CSTD e destaca características particulares dos sistemas de subtransmissão e distribuição que merecem uma diferenciação de tratamento em relação ao exigido na análise da confiabilidade composta de grandes sistemas de potência.

1.2 - HISTÓRICO.

As primeiras publicações sobre a quantificação da confiabilidade de sistemas de potência surgiram em 1933/34 (1) (2) e visavam os sistemas de geração, mais particularmente o cálculo da sua reserva estática.

Em 1964, Z.G.Todd apresentou (3) uma aplicação de métodos probabilísticos aos registros históricos das taxas de falha dos componentes para o cálculo de frequência e duração esperada de falhas em qualquer ponto de sistemas de transmissão ou distribuição.

Ainda em 1964 foi publicado um artigo (4) e em 1965 foram apresentados resultados de aplicações de um programa de computador (5) e a lógica básica para a obtenção de equações para o cálculo dos índices de confiabilidade de um ponto de carga incluindo a influência da variação das condições ambientais. Foram consideradas também as falhas decorrentes de sobrecargas. Para representar a sua probabilidade de ocorrência em função do ciclo diário das cargas foi proposto o uso de uma família de curvas, que fornece a probabilidade de sucesso no transporte do fluxo de cargas como uma função da duração da contingência e da capacidade do componente.

Em 1968 Billinton e Bollinger (6) mostraram que as equações usadas em (4), quando comparadas com aquelas obtidas com o método de Markov, não forneceram resultados satisfatórios.

Em 1969 (12) foram apresentados os conceitos básicos da confiabilidade dos sistemas compostos, ou seja, o cálculo da confiabilidade conjunta dos sistemas de transmissão e geração.

Billinton e Bhavaraju propuseram em 1970 (16) (17) o uso de um padrão de qualidade como um critério de confiabilidade no lugar de um simples critério de continuidade entre as fontes e o ponto de carga. Consideraram que uma barra está em falha quando uma das seguintes situações é encontrada:

- a tensão nessa barra está fora dos limites especificados;
- uma ou mais linhas ou transformadores encontram-se em sobrecarga;
- a geração requerida para suprir a carga total excede a capacidade disponível.

A carga em cada barra é representada por uma curva de duração de cargas normalizada e aproximada por uma reta. Propuseram o processamento de um fluxo de carga AC para cada nível de carga especificado e para cada contingência, sendo que os resultados obtidos para os vários níveis são ponderados pela sua probabilidade de ocorrência.

P.L.Dandero (14) descreveu um programa para o estudo da confiabilidade de sistemas compostos utilizando fluxo de carga DC, técnicas de seleção de contingências, redespacho de geração e o uso de fatores de sensibilidade.

Na referência (15), Christianse apresentou uma técnica pela qual as saídas forçadas, as ações de manutenção preventiva e as saídas devido a sobrecargas são representadas e combinadas por modelos de dois estados renováveis. Propôs uma representação das cargas

também através de modelos a dois estados, obtidos para um determinado número de níveis de demanda, e de uso compatível com o Método de Frequência e Duração.

A representação das ações de chaveamento foi primeiramente exposta de forma clara em 1973 (10) e 1974 (11).

Duas publicações datadas de 1975 (7) (8) propõem versões modificadas das equações apresentadas na referência (4) as quais produzem resultados muito próximos daqueles obtidos com o modelo de Markov.

Ainda neste ano a referência (9) apresenta a teoria dos conjuntos mínimos de cortes.

Em 1979 o Banco Mundial publicou uma metodologia que busca quantificar o custo das falhas do suprimento com base nos custos sociais que as mesmas acarretam (29).

Em 1979 Allan e Homer propuseram (13) uma análise da confiabilidade de sistema de distribuição na qual dividem as falhas do sistema em falhas por perda total e por perda parcial da continuidade. Apresentaram um modelo a três estados que representa as falhas por perda parcial da continuidade associando os dois estados dos componentes (funcionamento e falha) com dois estados de carga (maior e menor ou igual ao nível máximo aceitável durante a contingência). Propuseram também o cálculo da energia e demanda média não supridas.

Um importante marco para a consolidação dos estudos de confiabilidade aplicados a sistemas de potência no Brasil foi a criação, em 1982, do Sub-Grupo de Confiabilidade no Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico, SGC/GCPS, cujo objetivo principal é a elaboração de uma estrutura básica auxiliar ao planejamento do sistema elétrico nacional sob enfoque probabilístico.

Desde as primeiras publicações até hoje muito se tem estudado e divulgado sobre confiabilidade (50) existindo hoje no Brasil uma crescente tomada de consciência no sentido de sua assimilação como ferramenta indispensável à engenharia de sistemas de potência e em particular ao seu planejamento.

1.3 - ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.

Este trabalho divide-se em três partes.

A primeira, contida no Capítulo II, apresenta uma breve descrição dos conceitos básicos da teoria da confiabilidade. Propõe-se a dar uma visão rápida, introdutória e geral da confiabilidade aplicada a sistemas elétricos.

A segunda, descrita no Capítulo III, apresenta de forma sucinta o conceito de falha por violação de um critério de continuidade de serviço e a aplicação da técnica dos conjuntos mínimos de corte. São também descritas as equações adotadas para o cálculo dos índices.

Apresentam-se as equações para os vários modos de falhas de primeira ou segunda ordem, considerando a existência de solicitações ambientais uniformes e duplas. Esta parte contém ainda uma aplicação dos conceitos apresentados a um sistema real.

A terceira parte, constante no Capítulo IV, descreve a teoria para o cálculo dos índices de confiabilidade associados às falhas do sistema decorrentes da violação de um critério de qualidade de serviço. Expõe os modelos utilizados na representação das falhas, no cálculo da energia e demanda média não suprida, o método de fluxo de cargas e as técnicas de seleção e análise das contingências, redespacho da geração, cortes e transferências de cargas. Os conceitos expostos são ilustrados através da solução de alguns casos exemplo.

CAPÍTULO II

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS

2.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS.

As etapas a serem vencidas para a efetiva utilização dos estudos de confiabilidade no processo de planejamento de sistemas elétricos podem ser visualizadas como se segue:

- definição dos objetivos e aplicações do estudo;
- seleção dos índices;
- desenvolvimento do modelo matemático e implementação computacional;
- aquisição de dados;
- definição dos critérios;
- cálculo dos índices e avaliação dos resultados.

O objetivo precípua da incorporação desses estudos ao planejamento dos sistemas elétricos é viabilizar um dimensionamento do sistema, tal que, os níveis de risco de falha na sua operação sejam compatíveis com o oferecimento de uma qualidade de serviço adequada às necessidades dos consumidores e que permitam, simultaneamente, uma redução nos investimentos em relação aqueles que se encontram associados aos métodos determinísticos convencionais.

Entre as aplicações mais frequentes destacam-se :

- comparação de alternativas de expansão;
- avaliação da confiabilidade de um sistema em relação a padrões pré-estabelecidos;
- consideração do risco de falha na avaliação custo x benefício de investimentos.

De uma forma geral, as falhas dos sistemas elétricos podem ser divididas em dois grandes blocos :

- falhas que afetam a adequabilidade do sistema, ou seja, sua habilidade de suprir a demanda respeitando as características nominais dos componentes;
- falhas que afetam a segurança do sistema, ou seja, sua capacidade de resistir ao impacto de variações súbitas em seu estado.

No atual estado da arte, a menos de desenvolvimentos teóricos, apenas a adequabilidade vem sendo analisada sob a ótica da confiabilidade.

Frequentemente, os sistemas de subtransmissão e distribuição, em sua fase inicial, caracterizam-se por possuírem configurações radiais, que evoluem buscando cumprir critérios determinísticos que dimensionam o sistema de forma a não interromper o suprimento durante contingências simples (Critério N-1).

Nesta fase inicial predominam as falhas que provocam o ilhamento das cargas, ou seja, a interrupção total da continuidade do suprimento.

À medida que os sistemas evoluem, aumentando a sua redundância, tornam-se mais frequentes ocorrências que, mesmo não interrompendo a continuidade do suprimento, exigem cortes parciais de carga para eliminar violações de critérios de tensão ou carregamento, situações essas aqui referidas como violação aos critérios de qualidade de serviço.

O Capítulo III trata das falhas que têm como origem a perda total da continuidade do suprimento e o Capítulo IV, daquelas que decorrem de violações dos critérios de qualidade de serviço. A confiabilidade do sistema é quantificada pelos índices obtidos nestas duas etapas de análise.

2.2 - CONCEITOS BÁSICOS.

O propósito deste ítem é reunir um conjunto de informações gerais, básicas para os estudos de confiabilidade desenvolvidos nesta dissertação. Estes conceitos são amplamente discutidos na bibliografia (20),(21),(22),(45),(47),(18).

Os componentes de sistemas de potência são, em geral, reparáveis. No entanto, para facilitar a idealização de um modelo para sua representação é conveniente analisar inicialmente um modelo mais simples desenvolvido para componentes não reparáveis, Fig.2.2.1.

Para o cálculo das probabilidades dos estados de um componente não reparável define-se uma variável aleatória T , que associa a cada falha o tempo de funcionamento anterior a ela. A sua *função cumulativa de distribuição de probabilidades* é definida por:

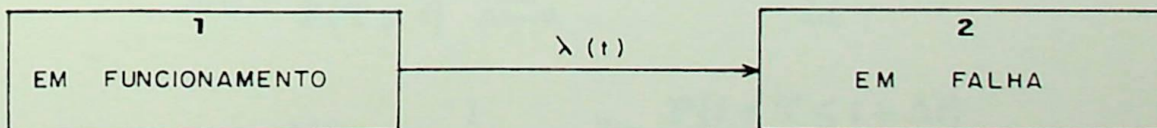


Fig.2.2.1 - Espaço a Dois Estados : Componentes Não Reparáveis

$$F(t) = P\{T \leq t\} \quad (2.1)$$

e a *função densidade de probabilidades*, por:

$$f(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} P\{t < T \leq t + \Delta t\} \quad (2.2)$$

Estas duas funções relacionam-se pela expressão:

$$F(t) = \int_{-\infty}^t f(t) dt$$

A *confiabilidade*, R , de componentes não reparáveis (probabilidade do componente permanecer no estado "em funcionamento") é estimada a partir da variável aleatória T e da consideração de que os componentes cumprem sua missão quando operam satisfatoriamente até um tempo de vida t_m , para eles estipulado:

$$R = P\{T > t_m\}$$

de onde se define uma *função confiabilidade*, variável com o tempo:

$$R(t) = P\{T > t\} = 1 - F(t) \quad (2.3)$$

A partir dos registros de falhas de um conjunto de N componentes não reparáveis idênticos, do conhecimento do número de sobreviventes, $N_s(t)$, e do número de componentes falhados ao fim de um tempo t , $N_f(t) = N - N_s(t)$, define-se a *taza instantânea de falhas* $\lambda(t)$, como uma medida instantânea da velocidade de falha normalizada pelo número de componentes sobreviventes em t :

$$\lambda(t) = \frac{1}{N_s(t)} \cdot \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{N_f(t + \Delta t) - N_f(t)}{\Delta t}$$

dividindo e multiplicando a equação anterior por N e envolvendo a variável aleatória T , tempo de funcionamento até a falha, escreve-se:

$$\lambda(t) = \frac{1}{P\{T > t\}} \cdot \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P\{t < T \leq t + \Delta t\} - P\{T \leq t\}}{\Delta t}$$

$$\lambda(t) = \frac{1}{P\{T > t\}} \cdot \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P\{t < T \leq t + \Delta t\}}{\Delta t}$$

de onde se obtém a relação:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (2.4)$$

sabendo-se que :

$$\frac{d}{dt} \ln R(t) = \frac{R'(t)}{R(t)} = -\frac{f(t)}{R(t)}$$

e que

$$R'(t) = -f(t)$$

a equação (2.4) fica :

$$\lambda(t) = -\frac{d}{dt} \ln R(t)$$

e a função confiabilidade :

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(\tau) d\tau} \quad (2.5)$$

Substituindo (2.5) em (2.4) :

$$f(t) = \lambda(t) \cdot e^{-\int_0^t \lambda(\tau) d\tau} \quad (2.6)$$

Aceitando-se que, mediante uma adequada política de manutenção, a taxa de falha do componente mantém-se constante ao longo da sua vida útil :

$$f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda t} \quad (2.7)$$

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (2.8)$$

esperança matemática de \mathbf{T} , $\mathbf{E}[\mathbf{T}]$, indica o tempo médio de operação até a ocorrência da falha, ou seja, o tempo médio de permanência no estado " em funcionamento ", m :

$$\mathbf{E}[\mathbf{T}] = \int_{-\infty}^{+\infty} t \cdot f(t) dt = \frac{1}{\lambda} = m \quad (2.9)$$

Componentes reparáveis são representados pelo modelo da Fig.2.2.2, que pode ser visto, um intervalo infinitesimal de tempo, como uma associação de dois modelos para componentes não reparáveis e onde $\mu(t)$ é a taxa de reparo do componente.

probabilidades de estado em função do tempo são obtidas mediante o uso da teoria dos processos estocásticos. Para compatibilizar os modelos das Fig 2.2.1 e 2.2.2 com a teoria dos processos estocásticos aplicada a componentes com espaços de estado com parâmetros

discretos no espaço e no tempo, tal como descrito nas Fig 2.2.3 e 2.2.4, efetua-se uma simplificação, que será posteriormente eliminada.

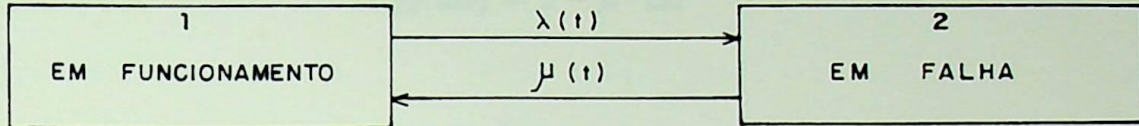


Fig.2.2.2 - Espaço a Dois Estados : Componentes Reparáveis

A simplificação consiste em supor a variável tempo discretizada em intervalos Δt , tão pequenos, que:

- a) No desenvolvimento em série da função confiabilidade definida para componentes não reparáveis pode-se aceitar:

$$R(t) = e^{-\lambda \cdot \Delta t} = 1 - \lambda \cdot \Delta t + \frac{(\lambda \cdot \Delta t)^2}{2!} - \frac{(\lambda \cdot \Delta t)^3}{3!} + \dots$$

$$R(t) \approx 1 - \lambda \cdot \Delta t \quad (2.10)$$

$R(t)$, que é a probabilidade do componente que está no estado 1 permanecer no mesmo estado, será designada, por conveniência, $P_{11}(\Delta t)$:

$$P_{11}(\Delta t) = 1 - \lambda \cdot \Delta t$$

logo, o outro parâmetro que define o modelo para componentes não reparáveis com tempo discreto, isto é, a probabilidade de sair do estado 1 para o estado 2, fica :

$$P_{12}(\Delta t) = 1 - P_{11}(\Delta t) = \lambda \cdot \Delta t$$

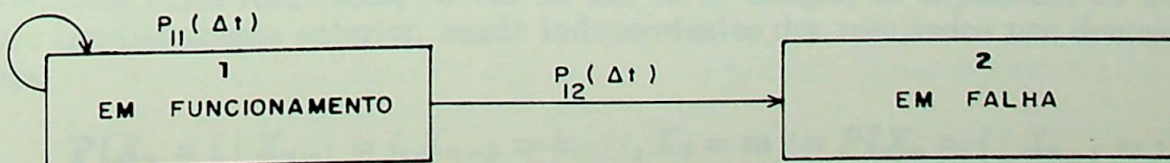


Fig.2.2.3 - Modelo Para Componentes Não Reparáveis Com Tempo Discreto

- b) No modelo para componentes reparáveis com tempo discreto, tal como descreve a Fig.2.2.4, a probabilidade do componente efetuar mais que uma transição em Δt é desprezível. Ficando:

$$P_{22}(\Delta t) = 1 - \mu \cdot \Delta t$$

$$P_{21}(\Delta t) = \mu \cdot \Delta t$$

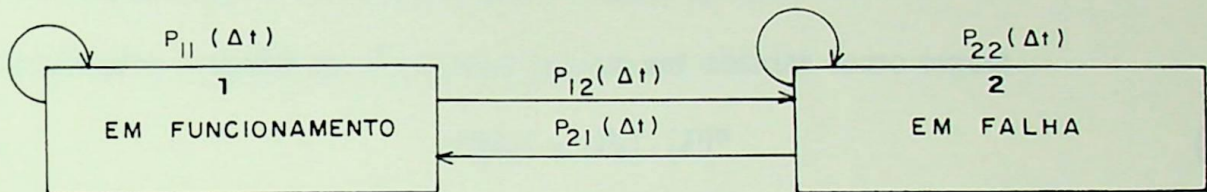


Fig.2.2.4 - Modelo Para Componentes Reparáveis Com Tempo Discreto

Para a solução de modelos discretos no espaço e no tempo utiliza-se o conceito, a seguir sucintamente descrito, das *cadeias de Markov*.

Experiências, ensaios ou observações cujos resultados ao fim de cada estágio ou período de observação, Δt , não podem ser conhecidos com exatidão podem ser descritos através de processos estocásticos. Um processo estocástico é então constituído por uma sucessão de variáveis aleatórias que, representando a particularização do processo ao fim de cada estágio, podem tomar como valor qualquer um daqueles possíveis resultados.

Em geral o resultado de uma experiência, ao fim de um dado estágio, é dependente dos resultados obtidos nos estágios anteriores. Assim, a probabilidade da variável aleatória X_n tomar o valor i ao fim de n estágios, dado que, seu valor foi j, k, \dots, m nos estágios $n-1, n-2, \dots, 0$, respectivamente, escreve-se:

$$P\{X_n = i \mid X_{n-1} = j, X_{n-2} = k, \dots, X_0 = m\}$$

Alguns casos permitem introduzir considerações que conduzem a modelos mais simples. Experiências cujos resultados, ao fim de um certo estágio, só dependem do ocorrido no estágio imediatamente anterior, sendo independentes dos resultados nos demais estágios, ou seja:

$$P\{X_n = i \mid X_{n-1} = j, X_{n-2} = k, \dots, X_0 = m\} = P\{X_n = i \mid X_{n-1} = j\}$$

tem esta condição conhecida como *propriedade de Markov*.

As probabilidades com esta característica denominam-se *probabilidades de transição no estágio n* e designam-se por $P_{ij,n}$. Em geral podem variar de estágio para estágio, mas quando são constantes independentemente do estágio de realização, isto é quando:

$$P_{ij,1} = P_{ij,2} = \dots = P_{ij,n}$$

o processo estocástico toma o nome de *cadeia de Markov*.

As *probabilidades transitórias de estados* $P_j(n)$, ou seja, a probabilidade de encontrar o sistema no estado j após n estágios de transição, podem ser obtidas através de diagramas tipo árvore (21) (47). Esta técnica, embora permita fácil ilustração para os conceitos das *cadeias de Markov*, não é de aplicação prática para grandes sistemas.

As *probabilidades transitórias de estados* podem ser obtidas como segue:

$$[P(n)] = [P_0] \cdot [P]^n \quad (2.11)$$

onde:

$[n]$ - vetor das probabilidades transitórias de estado, ao fim do n -ésimo estágio
 $[P_0]$ - vetor de probabilidades iniciais de cada estado $P_i(0)$

$$[P] = \begin{bmatrix} P_{11}(\Delta t) & P_{21}(\Delta t) \\ P_{12}(\Delta t) & P_{22}(\Delta t) \end{bmatrix} \quad \text{matriz estocástica das probabilidades de transição}$$

Assim, a probabilidade do componente ocupar um dado estado ao fim dos primeiros estágios, normalmente, é dependente do estado inicial do processo. No entanto, quando a equação (2.11) conduz a:

$$\lim_{\Delta t \rightarrow \infty} [P(n)] = [P_s]$$

Ou seja, quando a probabilidade de ocupar um dos n estados ao fim de k estágios torna-se constante e independente do estado no qual se iniciou o processo, as probabilidades são ditas *probabilidades estacionárias de estados*. Esta situação leva a:

$$[P_s] = [P_s] \cdot [P] \quad (2.12)$$

que é um sistema com n equações lineares e n incógnitas. Estas equações não são linearmente independentes. No entanto, sabendo-se que:

$$\sum_{j=1}^n P_{sj} = 1 \quad (2.13)$$

substitui-se uma equação qualquer de (2.12) por (2.13) e obtém-se um sistema de equações, agora linearmente independentes, cuja resolução fornece as *probabilidades estacionárias dos estados*.

Os estudos de confiabilidade aplicados a sistemas de potência exigem, normalmente, a representação de componentes através de modelos com parâmetros discretos no espaço e contínuos no tempo. Nesses casos o cálculo das probabilidades não pode utilizar diretamente a formulação apresentada para processos tipo *cadeias de Markov*. Estas, no entanto, servem de suporte ao desenvolvimento teórico do modelo pretendido.

Seja:
 X_t -variável aleatória que representa o estado em que se encontra o componente ao fim do tempo t

$P(X_t = j)$ -probabilidade do componente ocupar o estado j ao fim do tempo t

e $P(X_{t+\Delta t} = j | X_t = i)$
 -probabilidade do componente ocupar o estado j ao fim do tempo $(t + \Delta t)$, dado que em t estava no estado i

Observando-se a Fig.2.2.2, utilizando-se a discretização e o método de cálculo descrito para as *cadeias de Markov*, e recorrendo ao teorema da probabilidade total, é possível escrever:

$$P(X_{t+\Delta t} = 1) = P(X_{t+\Delta t} = 1 | X_t = 1) \cdot P(X_t = 1) + P(X_{t+\Delta t} = 1 | X_t = 2) \cdot P(X_t = 2)$$

$$P(X_{t+\Delta t} = 2) = P(X_{t+\Delta t} = 2 | X_t = 1) \cdot P(X_t = 1) + P(X_{t+\Delta t} = 2 | X_t = 2) \cdot P(X_t = 2) \quad (2.14)$$

Uma manipulação conveniente das equações anteriores fornece um sistema de equações diferenciais cuja solução permite o cálculo das probabilidades de estado para qualquer instante de tempo:

$$[P'(t)] = [P(t)] \cdot [A] \quad (2.15)$$

onde:

$[P(t)]$ -vetor das probabilidades transitórias dos estados ao fim do tempo t
 $[P'(t)]$ -vetor das derivadas de primeira ordem das probabilidades dos estados
 $[A]$ -matriz dos coeficientes constantes do sistema de equações diferenciais, cuja lei de formação é:

$$A_{ij} = \lambda_{ij}$$

$$A_{ii} = - \sum_{j \neq i} \lambda_{ij}$$

Para tempos suficientemente grandes as probabilidades dos estados ficam invariantes com o tempo:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} [P(t)] = [P_s]$$

o que faz com que,

$$\lim_{t \rightarrow \infty} [P'(t)] = [0]$$

logo, a equação (2.15) fica:

$$[0] = [P_s] \cdot [A]$$

que é um sistema de n equações algébricas lineares, não linearmente independentes. Substituindo-se qualquer uma das equações por (2.13) o sistema passa a ser de equações linearmente independentes e sua solução fornecerá as *probabilidades estacionárias dos estados*.

Desta forma um sistema composto de elementos reparáveis, representáveis por um modelo a dois estados, como o da Fig.2.2.2, pode ter sua confiabilidade avaliada pelas probabilidades estacionárias dos estados "em funcionamento" e "em falha", de cada componente:

$$P_{s1} = \frac{\mu}{(\mu + \lambda)} \quad (2.16a)$$

$$P_{s2} = \frac{\lambda}{(\mu + \lambda)} \quad (2.16b)$$

P_{s1} , usualmente designado por *disponibilidade*, é a probabilidade do componente ser encontrado no estado "em funcionamento".

Um sistema idêntico topologicamente a outro, porém com taxas de falha e reparo duas vezes superior, apresentará probabilidades estacionárias dos estados iguais às do sistema anterior. Por isso é fundamental a consideração de índices que estimem a frequência e o tempo médio de permanência do sistema em cada estado.

O acompanhamento do desempenho de componentes, durante um período de tempo estatisticamente significativo, permite obter os tempos médios de funcionamento, m , e de reparo, r . E admitindo-se distribuições exponenciais para os tempos de residência nos estados "em funcionamento" e "em reparo":

$$m = \frac{1}{\lambda}$$

$$r = \frac{1}{\mu}$$

Estes valores substituídos nas equações (2.16), das probabilidades estacionárias, fornecem:

$$f = P_{s1} \cdot \lambda \quad (2.17a)$$

$$f = P_{s2} \cdot \mu \quad (2.17b)$$

Isto, em palavras, significa que a frequência de saída de um estado é igual ao produto da probabilidade de permanência neste estado pela taxa de saída do mesmo.

Em muitas aplicações é conveniente combinar algumas grandezas características (probabilidade, frequência, duração média) de dois ou mais estados de modo a obter um estado equivalente.

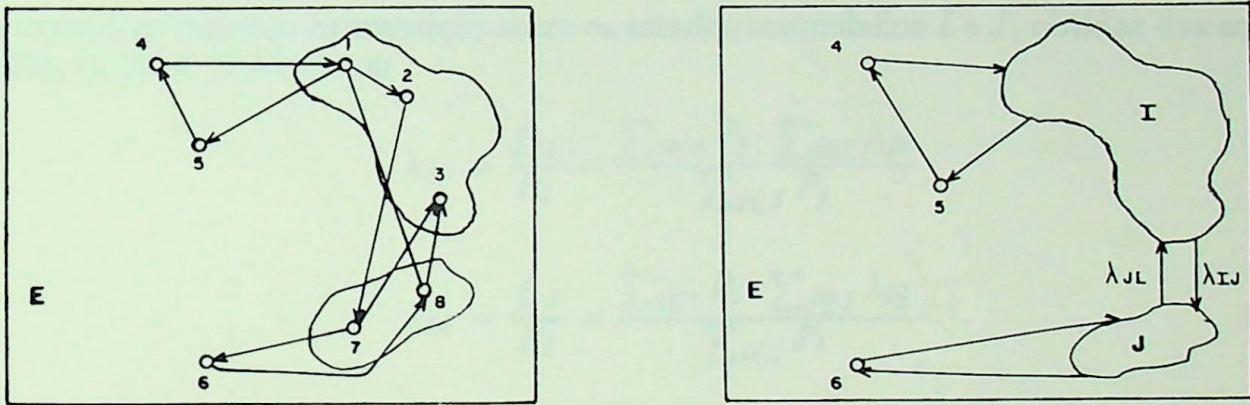


Fig.2.2.5 - Espaço de Estados: (a)espaço original (b)espaço com estados acumulados

A título de ilustração considere-se o espaço de estados da Fig.2.2.5 em relação ao qual se pretende determinar as taxas de transição entre os estados equivalentes I e J e entre estes e os demais.

Quando os estados mutuamente exclusivos, as probabilidades dos estados equivalentes calculam-se por:

$$P_J = \sum_{j \in J} P_j \quad (2.18a)$$

$$P_I = \sum_{i \in I} P_i \quad (2.18b)$$

As taxas de transição equivalentes são obtidas com base no princípio que reconhece, que as frequências de transição entre os estados do modelo original devem manter-se inalteradas depois da sua acumulação.

A frequência de transição entre os estados que compõem os estados I e J antes da sua agregação é dada por:

$$f_{JI} = \sum_{j \in J} P_j \cdot \sum_{i \in I} \lambda_{ji} \quad (2.19a)$$

$$f_{IJ} = \sum_{i \in I} P_i \cdot \sum_{j \in J} \lambda_{ij} \quad (2.19b)$$

e entre os estados acumulados é dada por:

$$f_{JI} = P_J \cdot \lambda_{JI} \quad (2.20a)$$

$$f_{IJ} = P_I \cdot \lambda_{IJ} \quad (2.20b)$$

As taxas equivalentes de transição entre os estados acumulados I e J , obtidas das equações (2.20), (2.19) e (2.18) ficam :

$$\lambda_{JI} = \frac{f_{JI}}{P_J} = \frac{\sum_{j \in J} P_j \cdot \sum_{i \in I} \lambda_{ji}}{\sum_{j \in J} P_j} \quad (2.21a)$$

$$\lambda_{IJ} = \frac{f_{IJ}}{P_I} = \frac{\sum_{i \in I} P_i \cdot \sum_{j \in J} \lambda_{ij}}{\sum_{i \in I} P_i} \quad (2.21b)$$

Em aplicações de curto prazo as probabilidades dos estados dependem do estado inicial do sistema e variam com o tempo (53). Com isto as taxas de transição equivalentes também serão dependentes do estado inicial e do tempo, mesmo com as taxas de transição do sistema original sendo constantes.

As taxas de transição equivalentes, em estudos de curto prazo, serão independentes do estágio inicial de operação quando λ_{ij} for igual para todo $i \in I$, bem como λ_{ji} for igual para todo $j \in J$, assim:

$$\lambda_{JI} = \frac{\sum_{i \in I} \lambda_{ji} \cdot \sum_{j \in J} P_j}{\sum_{j \in J} P_j}$$

logo,

$$\lambda_{JI} = \sum_{i \in I} \lambda_{ji}$$

e por similaridade:

$$\lambda_{IJ} = \sum_{j \in J} \lambda_{ij}$$

Particularizando, de (2.21), quando o estado equivalente I , por exemplo, for composto por apenas um estado i , fica:

$$\lambda_{IJ} = \sum_{j \in J} \lambda_{ij} \quad (2.22a)$$

$$\lambda_{JI} = \frac{\sum_{j \in J} P_j \cdot \lambda_{ji}}{\sum_{j \in J} P_j} \quad (2.22b)$$

e, neste caso, a taxa equivalente de transição λ_{JI} somente será independente do estado inicial do sistema quando os λ_{ij} para todo $j \in J$ forem iguais.

A seguir será tomado como exemplo um espaço a quatro estados, que associa ao comportamento de um componente i variações da carga de uma barra j em relação a um limite especificado. Este modelo é utilizado no Capítulo IV, item 4.2.2, onde os estados 1 e 2 podem ser combinados, já que representam uma situação de operação normal para o sistema.

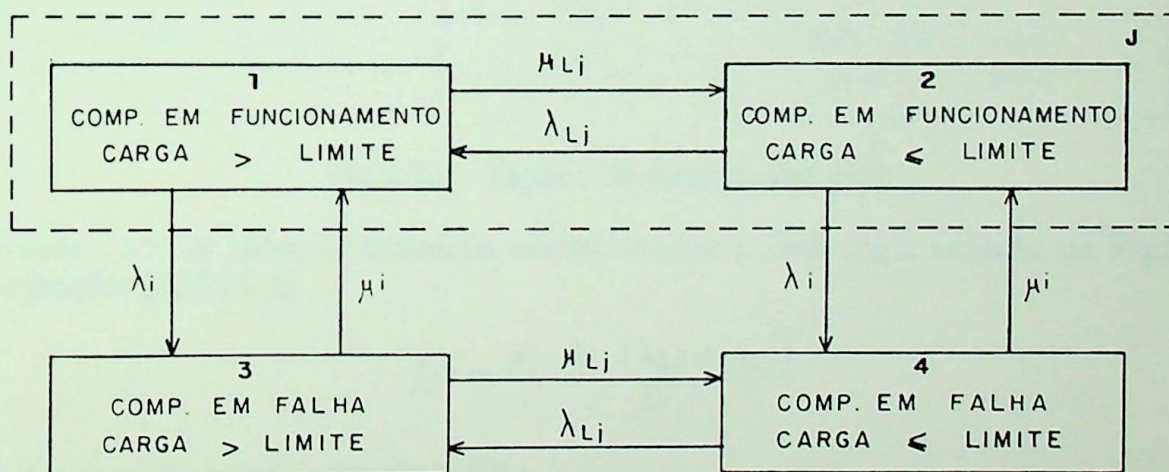


Fig.2.2.6 - Espaço a Quatro Estados

As probabilidades dos estado para o modelo da figura anterior são (21):

$$P_1 = \lambda_{LJ} \cdot \frac{\mu_i}{D} \quad (2.23a)$$

$$P_2 = \mu_{LJ} \cdot \frac{\mu_i}{D} \quad (2.23b)$$

$$P_3 = \lambda_{LJ} \cdot \frac{\lambda_i}{D} \quad (2.23c)$$

$$P_4 = \mu_{LJ} \cdot \frac{\lambda_i}{D} \quad (2.23d)$$

onde $D = (\lambda_{LJ} + \mu_{LJ}) \cdot (\lambda_i + \mu_i)$

O modelo equivalente desejado é mostrado na Fig.2.2.7.

No modelo a quatro estados a frequência de saída do estado J , formado pelos estados 1 e 2, conforme a equação (2.19a) é:

$$f_{JI} = P_1 \cdot (\lambda_{13} + \lambda_{14}) + P_2 \cdot (\lambda_{23} + \lambda_{24}) = P_1 \cdot \lambda_{13} + P_2 \cdot \lambda_{24}$$

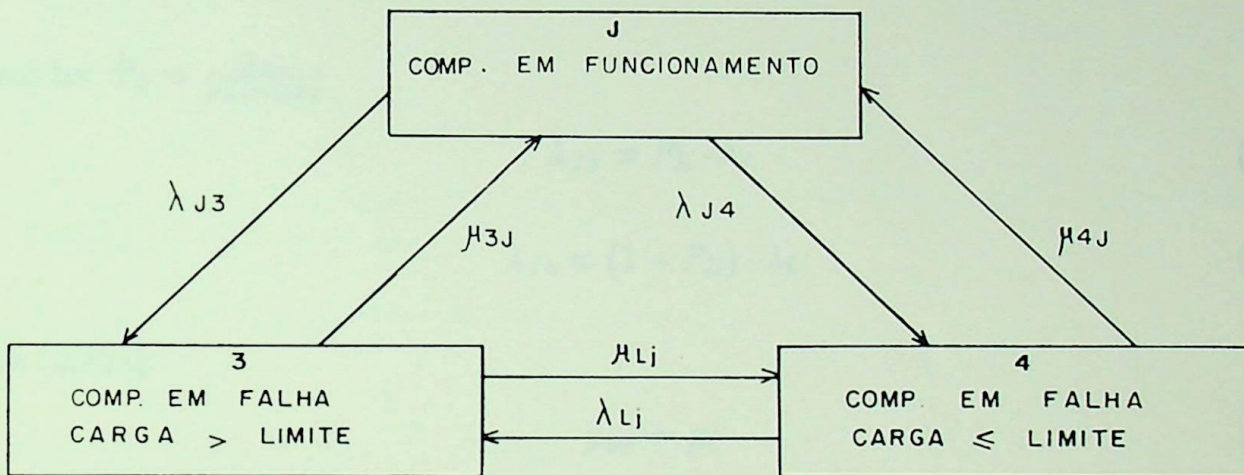


Fig.2.2.7 - Espaço de Estado Reduzido

utilizando para as taxas de transição entre estados a simbologia adotada na Fig.2.2.6 e nas equações (2.23) fica:

$$f_{JI} = \frac{\mu_i \cdot \lambda_i \cdot (\lambda_{Lj} + \mu_{Lj})}{D} \quad (2.24)$$

E para o modelo reduzido da Fig.2.2.7 :

$$f_{JI} = P_J \cdot (\lambda_{J3} + \lambda_{J4}) \quad (2.25)$$

De (2.24) e (2.25):

$$\lambda_{J3} = \frac{\lambda_{Lj} \cdot \mu_i \cdot \lambda_i}{D \cdot P_J} \quad (2.26a)$$

$$\lambda_{J4} = \frac{\mu_{Lj} \cdot \mu_i \cdot \lambda_i}{D \cdot P_J} \quad (2.26b)$$

De (2.18) e (2.23):

$$P_J = P_1 + P_2 = \frac{\lambda_{Lj} \cdot \mu_i + \mu_{Lj} \cdot \mu_i}{D} \quad (2.27)$$

Substituindo (2.27) em (2.26):

$$\lambda_{J3} = \frac{\lambda_{Lj}}{\lambda_{Lj} + \mu_{Lj}} \cdot \lambda_i \quad (2.28a)$$

$$\lambda_{J4} = \frac{\mu_{Lj}}{\lambda_{Lj} + \mu_{Lj}} \cdot \lambda_i \quad (2.28b)$$

Fazendo: $P_L = \frac{\lambda_{Lj}}{\lambda_{Lj} + \mu_{Lj}}$

$$\lambda_{J3} = P_L \cdot \lambda_i \quad (2.29a)$$

$$\lambda_{J4} = (1 - P_L) \cdot \lambda_i \quad (2.29b)$$

E de (2.22a):

$$\mu_{3J} = \mu_i \quad (2.30a)$$

e

$$\mu_{4J} = \mu_i \quad (2.30b)$$

2.3 - ÍNDICES E CRITÉRIOS DE CONFIABILIDADE.

Conceitos de confiabilidade vêm sendo aplicados implícitamente no dimensionamento dos sistemas elétricos através do critério determinístico, que busca dimensionar o sistema de forma a resistir ao impacto da ocorrência de contingências simples (Critério N-1). Assim, há uma tendência a implantar um sistema capaz de resistir a perda de um componente, independentemente de sua probabilidade de ocorrência.

Não existe hoje, a nível nacional ou internacional, um consenso quanto aos níveis de risco considerados aceitáveis e adequados para as várias classes de consumidores. A referência (48), que apresenta uma uma compilação dos índices e critérios adotados em vários países, cita as seguintes causas como principais responsáveis por tal fato:

- a experiência ainda incipiente com as metodologias probabilísticas;
- a diversidade de metodologias empregadas;
- as peculiaridades de cada sistema.

O estabelecimento de critérios deve ser feito a partir da experiência de operação do sistema da própria empresa e de estudos econômicos, que avaliem o benefício da adoção de diferentes níveis de riscos, podendo ser usados, como balizadores, índices de empresas congêneres e níveis admissíveis estabelecidos por portarias governamentais.

A nível nacional, a portaria 046 de 17 de abril de 1978, do DNAEE, estabelece valores limites para o índice de duração equivalente de interrupção por consumidor (DEC) e o índice de frequência equivalente de interrupção por consumidor (FEC).

Os índices implementados no modelo proposto neste trabalho são os seguintes:

- a) Taxa de falha (falhas/ano)

$$\lambda = \frac{1}{m}$$

onde m é a duração média dos períodos de funcionamento ou seja o tempo médio de funcionamento até a falha

- b) Duração média das falhas (horas)

$$r$$

- c) Indisponibilidade anual (horas/ano)

$$U = \lambda \cdot r$$

sendo λ em falhas/ano e r em horas

- d) Probabilidade de falha

$$P = \lambda \cdot r$$

sendo λ em falhas/ano e r em anos

- e) Demanda média não suprida no ponto de carga j durante uma contingência i (Mw)

$$DNS_{ij} = \frac{E_{ij}}{t_1} = \frac{\left\{ \int_0^{t_1} C_j(t) \cdot dt - L_{ij} \cdot t_1 \right\}}{t_1}$$

tal como descrito no ítem 4.2.2 .

- f) Energia média não suprida (Mwh)

$$ENS_{ij} = DNS_{ij} \cdot \lambda_i \cdot r_i$$

- g) Frequência média de interrupção por consumidor conectado que é índice de frequência equivalente de interrupção por consumidor (FEC). Tem valores limite definidos por

portaria do DNAEE (49). É também conhecido como SAIF (System average interruption frequency index).

$FEC = (\text{número total interrupções no ano}) / (\text{número total de consumidores conectados})$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n C_{ci} \cdot \lambda_i}{\sum_{i \in \omega} C_{ci}}$$

onde:

- n - número de pontos de carga analisados
- C_{ci} - número de consumidores alimentados no ponto de carga i
- λ_i - frequência de falha do ponto i
- ω - conjunto de consumidores do sistema em estudo

- h) Duração média de interrupção por consumidor conectado, que é o índice de duração equivalente de interrupção por consumidor (DEC). Que tem valores limites definidos por portaria do LNAEE (49). É também conhecido por SAIDI (System average interruption duration index).

$DEC = [(\text{duração da interrupção}) \times (\text{consumidores afetados})] / (\text{número total de consumidores conectados})$

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n C_{ci} \cdot \lambda_i \cdot r_i}{\sum_{i \in \omega} C_{ci}}$$

CAPÍTULO III

CONFIABILIDADE SEGUNDO UM CRITÉRIO DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

3.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS.

Durante o planejamento da expansão dos sistemas de subtransmissão e distribuição deparamo-nos seguidamente com alternativas cujo impacto na confiabilidade do sistema fica restrito ao subsistema a que pertencem, não afetando significativamente o desempenho de outros segmentos do sistema. Essas ocorrências também requerem uma análise criteriosa, já que em seu conjunto respondem por uma parcela significativa das falhas dos sistemas e envolvem grande parte dos investimentos das empresas concessionárias.

A avaliação da confiabilidade dos sistemas de subtransmissão e distribuição dispensa, normalmente, algumas modelagens requeridas para uma análise global da confiabilidade de grandes sistemas de transmissão, tais como, a influência da hidrologia ou o estudo conjunto geração-transmissão. No entanto, a consideração de outras características particulares, tais como, um maior detalhamento a nível de componentes e a representação de recursos operativos disponíveis, torna-se indispensável.

Os sistemas de subtransmissão e distribuição, e em particular os sistemas das Regiões Norte e Nordeste do Brasil, que são o alvo principal deste estudo, apresentam uma topologia eminentemente radial. Em decorrência disso o modo de falhas predominante é a interrupção total da continuidade do suprimento.

Com o crescimento da demanda de energia elétrica torna-se necessário, algumas vezes, a duplicação de circuitos. Esta evolução dos sistemas não implica, necessariamente, no atendimento ao Critério (N-1) e, com isto, a perda de um circuito poderá acarretar cortes parciais de carga. Estas ocorrências são tratadas sob um critério de qualidade de serviço no Capítulo IV.

Aqui, são analisadas as interrupções da continuidade do suprimento, que são restabelecidas por um dos seguintes procedimentos: reparo ou substituição dos componentes falhados; transferência total ou parcial de cargas via subtransmissão ou distribuição através do fechamento de caminhos que operam normalmente abertos; desconexão de componentes

em falha e recolocação em serviço dos componentes sadios; religamento manual ou automático; conclusão de manutenção preventiva que tenha causado ou esteja associada a falhas de suprimento; o emperramento de disjuntores quando solicitados a operar e a consequente atuação da proteção de retaguarda (36) (40).

Para representar as transferências de cargas de um ponto de suprimento para outro, em situações emergenciais, duas técnicas são adotadas.

A primeira consiste em representar detalhadamente o ramal alternativo de suprimento, que contém um disjuntor ou chave que opera normalmente aberto. Este ramo é incluído na análise dos conjuntos mínimos de cortes e é considerado com capacidade de transmissão infinita, sendo possível representar sua falha quando requerido a operar (condição de disjuntor emperrado), bem como durante sua operação.

A segunda técnica modela as transferências de carga em tantos estágios quantos sejam requeridos, através de sua representação por meio do seu espaço de estados. Tal técnica é descrita no Capítulo IV, ítem 4.3.2.4, pois é aplicável tanto a falhas que provocam perdas parciais quanto totais da continuidade do suprimento. As ocorrências que provocam a perda total da continuidade são um caso particular onde a capacidade de suprimento após a contingência é zero.

O diagrama da Fig.3.1.1 mostra, simplificadamente, os vários passos do estudo para a avaliação da confiabilidade sob um critério de continuidade de serviço.

3.2 - TÉCNICAS DE AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE.

O Capítulo II descreve, de forma sucinta, o *método de Markov*, que embora considerado um modelo exato, tem sua aplicação restrita a pequenos sistemas. Em sistemas maiores seu uso é desaconselhado pelo grande número de estados, que é de 2^n para sistemas com n componentes representados por modelos a dois estados.

3.2.1 - Método de Redução dos Sistemas.

Muitos sistemas cujas topologias consistem de combinações série paralelo de componentes podem ser reduzidos a um componente equivalente mediante aplicações sucessivas das equações que seguem (21):

Sistema série :

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2$$

$$r_s = \frac{\lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2}{\lambda_s} \approx \frac{\lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2}{\lambda_s}$$

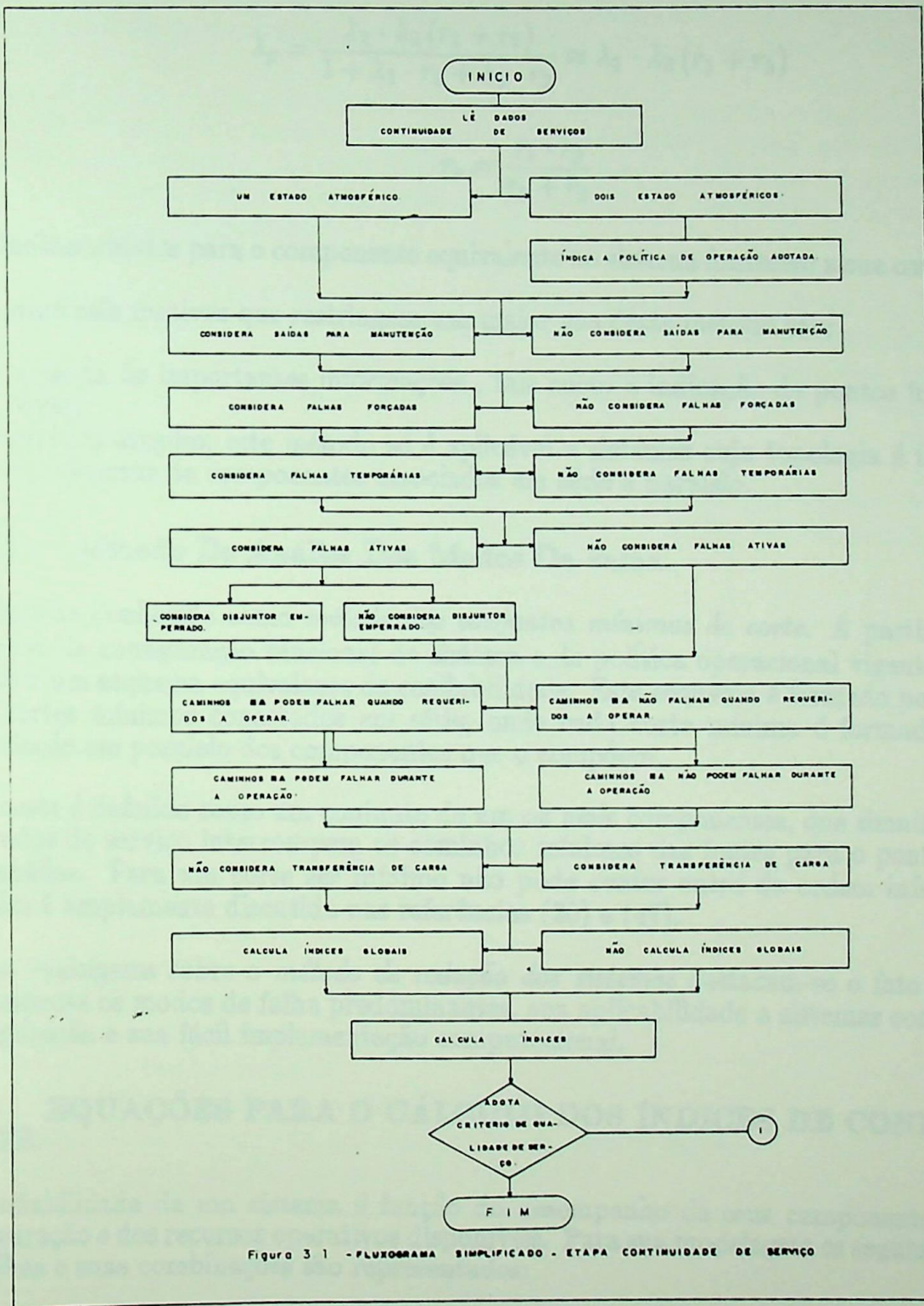


Figura 3.1 - FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO - ETAPA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Sistema paralelo :

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2} \approx \lambda_1 \cdot \lambda_2 (r_1 + r_2)$$

$$r_p = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2}$$

Os índices obtidos para o componente equivalente ao sistema fornecem a sua confiabilidade.

Os principais motivos que restringem um maior uso deste método são:

- a perda de importantes informações , tais como a indicação de pontos fracos do sistema;
- embora simples, este método só é aplicável a sistemas cuja topologia é formada por subsistemas de componentes associados em série e paralelo.

3.2.2 - Método De Análise Dos Modos De Falha.

É também conhecido como *método dos conjuntos mínimos de corte*. A partir do conhecimento da configuração funcional do sistema e de política operacional vigente é possível deduzir um esquema equivalente de confiabilidade. Este esquema é formado pelo conjunto dos cortes mínimos conectados em série, onde cada corte mínimo é formado por uma associação em paralelo dos componentes que o compõem.

Um corte é definido como um conjunto de um ou mais componentes, que simultaneamente retirados de serviço interrompem os caminhos mínimos das fontes para o ponto de carga em análise. Para um corte ser mínimo não pode conter outro de ordem inferior. Esta técnica é amplamente discutida nas referências (20) e (47).

Como vantagens sobre o *método de redução dos sistemas* destacam-se o fato de indicar diretamente os modos de falha predominantes, sua aplicabilidade a sistemas com qualquer configuração e sua fácil implementação computacional.

3.3 - EQUAÇÕES PARA O CÁLCULO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE.

A confiabilidade de um sistema é função do desempenho de seus componentes, da sua configuração e dos recursos operativos disponíveis. Para sua modelagem os seguintes modos de falhas e suas combinações são representados:

- Falha Forçada Permanente - indisponibilidade cuja causa não é auto-eliminada, e que é restabelecida mediante o reparo ou substituição do componente em falha. O serviço pode ser restabelecido pela transferência total ou parcial de cargas para outro ponto de suprimento.

- Falha Forçada Temporária - falha cuja causa é auto-eliminada, não requerendo a intervenção de equipes de manutenção corretiva. Os componentes afetados poderão ser recolocados em serviço automaticamente ou tão rápido quanto chaves ou disjuntores possam ser acionados manualmente ou fusíveis possam ser substituídos.
- Falha Ativa - falha ativa de um componente é aquela que provoca a atuação do sistema de proteção. Um ponto de carga sofre uma falha ativa quando seu suprimento pode ser restabelecido mediante a desconexão do componente falhado e a reenergização dos componentes sadios. A este modo de falhas pode ser associada a análise da condição de disjuntor emperrado.
- Manutenção Programada - indisponibilidade resultante quando um componente é deliberadamente, por um tempo determinado e adiável se assim requerido, retirado de serviço para manutenção preventiva. É aceita, com algumas restrições, a possibilidade de sua representação em estudos de planejamento por sua taxa e duração média de ocorrência.

Este item apresenta as equações empregadas no cálculo dos índices de confiabilidade, para cada modo de falha, considerando a representação de condições ambientais uniforme e dupla, para cortes de primeira e segunda ordem.

A simbologia adotada neste item é a que segue:

- λ_i - taxa de falha forçada permanente em tempo normal
- μ_i - taxa de reparo em tempo normal
- λ'_i - taxa de falha forçada permanente em tempo adverso
- μ'_i - taxa de reparo em tempo adverso
- λ^{n}_i - taxa de saída para manutenção
- λ_{ti} - taxa de falha forçada temporária de saída em tempo normal
- λ'_{ti} - taxa de falha forçada temporária de saída em tempo adverso
- λ_{ai} - taxa de falha ativa em tempo normal
- λ'_{ai} - taxa de falha ativa em tempo adverso
- r_i - tempo de reparo
- r_i^{n} - tempo de manutenção
- R_i - tempo de religamento
- S_i - tempo de chaveamento
- P_k - probabilidade de emperramento do disjuntor k
- t_c - tempo de fechamento de um caminho normalmente aberto
- S - duração média do período de tempo adverso
- N - duração média do período de tempo normal

3.3.1 - Solicitação Ambiental Uniforme.

As equações desenvolvidas neste item são utilizadas quando não é considerada a influência da solicitação ambiental sobre as falhas dos componentes.

3.3.1.1 - Manutenção Preventiva Programada.

Uma saída para manutenção preventiva não é, usualmente, incluída na avaliação da confiabilidade de um ponto de carga se isto ocasiona a sua desconexão (47). Isto não significa que tal indisponibilidade não ocorre na prática, mas decorre do fato de que os consumidores poderão ser avisados com antecedência e, eventualmente, medidas poderão ser tomadas para minimizar ou mesmo evitar seus efeitos. Nesta situação a manutenção preventiva não pode ser considerada como um evento aleatório.

$$\lambda^n = 0 \quad (3.1a)$$

$$r^n = 0 \quad (3.1b)$$

No entanto, podem ser consideradas como tal, falhas devidas a saídas forçadas permanentes ou temporárias que ocorram simultaneamente com manutenções preventivas programadas, compondo cortes de segunda ordem ou superior.

3.3.1.2 - Falhas Forçadas Permanentes.

Este ítem apresenta as equações para o cálculo da taxa de falha e duração média das falhas do sistema, decorrentes de falhas forçadas de componentes (cortes de primeira e segunda ordem) e sua superposição com saídas para manutenção preventiva.

3.3.1.2.1 - Falhas Forçadas Permanentes - cortes primeira ordem.

$$\lambda_p = \lambda_i \quad (3.2a)$$

$$r_p = r_i \quad (3.2b)$$

3.3.1.2.2 - Falhas Forçadas Permanentes Sobrepostas.

$$\lambda_p = \lambda_i \cdot \lambda_j \cdot r_i + \lambda_j \cdot \lambda_i \cdot r_j \quad (3.3a)$$

$$r_p = \frac{r_i \cdot r_j}{r_i + r_j} \quad (3.3b)$$

3.3.1.2.3 - Falha Forçada Permanente Sobreposta a Manutenção Preventiva.

$$\lambda_p = \lambda_i^n \cdot \lambda_j \cdot r_i^n + \lambda_j^n \cdot \lambda_i \cdot r_j^n \quad (3.4a)$$

$$r_p^n = \frac{\sum \lambda \cdot r}{\sum \lambda} = \frac{\lambda_i^n \cdot \lambda_j \cdot r_i^n}{\lambda_p^n} \cdot \frac{r_i^n \cdot r_j}{r_i^n + r_j} + \frac{\lambda_j^n \cdot \lambda_i \cdot r_j^n}{\lambda_p^n} \cdot \frac{r_i \cdot r_j^n}{r_i + r_j^n} \quad (3.4b)$$

3.3.1.3 - Falhas Forçadas Temporárias.

As superposições de falhas forçadas temporárias, por sua curta duração, não foram consideradas.

3.3.1.3.1 - Falha Forçada Temporária - cortes de primeira ordem.

$$\lambda_t = \lambda_{ti} \quad (3.5a)$$

$$r_t = r_{ti} \quad (3.5b)$$

3.3.1.3.2 - Falha Forçada Temporária sobreposta a Falha Forçada Permanente.

$$\lambda_{tp} = \lambda_i \cdot \lambda_{tj} \cdot r_i + \lambda_j \cdot \lambda_{ti} \cdot r_j \quad (3.6a)$$

$$r_{tp} = \frac{\lambda_i \cdot \lambda_{tj} \cdot r_i}{\lambda_{tp}} \cdot \frac{r_i \cdot R_j}{r_i + R_j} + \frac{\lambda_j \cdot \lambda_{ti} \cdot r_j}{\lambda_{tp}} \cdot \frac{r_j \cdot R_i}{r_j + R_i} \quad (3.6b)$$

3.3.1.3.3 - Falha Forçada Temporária sobreposta a Manutenção Preventiva.

$$\lambda_p^n = \lambda_i^n \cdot \lambda_{tj} \cdot r_i^n + \lambda_j^n \cdot \lambda_{ti} \cdot r_j^n \quad (3.7a)$$

$$r_t^n = \frac{\lambda_i^n \cdot \lambda_{tj} \cdot r_i^n}{\lambda_p^n} \cdot \frac{r_i \cdot R_j}{r_i + R_j} + \frac{\lambda_j^n \cdot \lambda_{ti} \cdot r_j^n}{\lambda_p^n} \cdot \frac{r_j^n \cdot R_i}{r_j^n + R_i} \quad (3.7b)$$

3.3.1.4 - Falhas Ativas.

As superposições de falhas ativas, por sua curta duração, não foram consideradas.

3.3.1.4.1 - Falha Ativa - cortes de primeira ordem.

$$\lambda_a = \lambda_{ai} \quad (3.8a)$$

$$r_a = r_{ai} \quad (3.8b)$$

3.3.1.4.2 - Falha Ativa sobreposta a Falha Forçada Permanente.

$$\lambda_{ap} = \lambda_{ai} \cdot \lambda_j \cdot S_i + \lambda_j \cdot \lambda_{ai} \cdot r_j \quad (3.9a)$$

$$r_{ap} = \frac{S_i \cdot r_j}{S_i + r_j} \quad (3.9b)$$

3.3.1.4.3 - Falha Ativa sobreposta a Manutenção Preventiva.

$$\lambda_a^n = \lambda_j^n \cdot \lambda_{ai} \cdot r_j^n \quad (3.10a)$$

$$r_a^n = \frac{r_j^n \cdot S_i}{r_j^n + S_j} \quad (3.10b)$$

3.3.1.5 - Disjuntor Emperrado.

Falha decorrente de uma saída ativa do componente i e ocorrência de emperramento do disjuntor k quando solicitado a operar, simultaneamente ou não com outra ocorrência j . O emperramento de disjuntores aumenta a secção do sistema atingida pela falha, uma vez que requer a atuação da proteção de retaguarda. O serviço é restabelecido mediante o isolamento do componente em falha ativa e a reenergização de parte do sistema.

Para considerar a sua influência utilizam-se equações similares às do ítem 3.3.1.4, substituindo-se, porém, λ_{ai} por $\lambda_{ai} \cdot P_k$, onde P_k é a probabilidade de emperramento do disjuntor.

3.3.2 - Solicitação Ambiental Dupla.

Condições ambientais adversas, que causam altas taxas de falha de componentes, são pouco frequentes e de curta duração. Durante estes períodos, no entanto, a probabilidade de superposição de eventos de falha é maior do que em condições ambientais normais.

A solicitação ambiental é representada por um modelo a dois estados (solicitação normal e solicitação adversa) o qual considera, que as durações de cada estado variam aleatoriamente, têm distribuição exponencial e são caracterizadas pelos valores esperados de suas durações, N e S , respectivamente. Estas suposições permitem a aplicação dos processos de Markov ao modelo da Fig. 3.3.2.1.

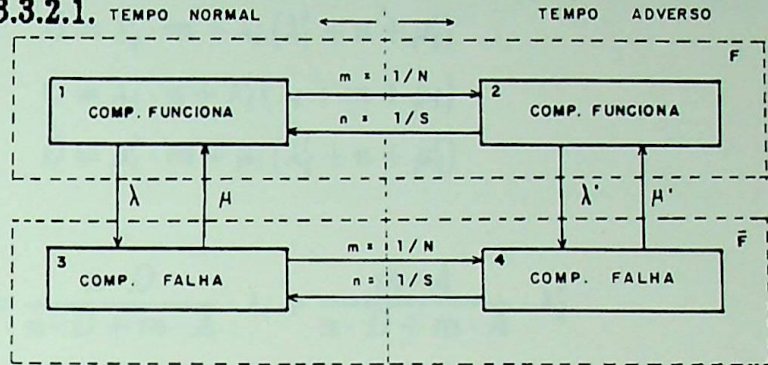


Fig. 3.3.2.1 - Diagrama de Espaço de Estados Para Um Componente e Condição Ambiental Dupla onde:

$\frac{1}{N}$ - taxa de transição de tempo normal para adverso
 $\frac{1}{S}$ - taxa de transição de tempo adverso para normal

O espaço de estados da Fig. 3.3.2.1 pode ser redefinido, produzindo um modelo equivalente com dois estados, Fig. 3.3.2.2, caracterizado pelos estados "em funcionamento" e "em falha", originados pela associação dos estados (1 e 2) e (3 e 4), respectivamente.

De (2.16) :

$$P_F = P_1 + P_2$$

De (2.17) :

$$f_F = P_1 \cdot \lambda_i + P_2 \cdot \lambda'_i$$

logo :

$$\lambda_{eq} = \frac{f_F}{P_F} = \frac{P_1}{P_1 + P_2} \cdot \lambda_i + \frac{P_2}{P_1 + P_2} \cdot \lambda'_i$$

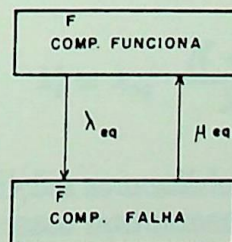


Fig. 3.3.2.2 - Espaço de Estados Equivalente

As probabilidades P_1 e P_2 dos estados 1 e 2 da Fig. 3.3.2.1 são (54):

$$P_1 = \frac{n \cdot D}{m(A + C) + n(B + D)}$$

$$P_2 = P_1 \cdot \frac{m}{n} \cdot \frac{A}{D}$$

onde:

$$A = \mu_i \cdot n + \mu'_i (\lambda_i + m + \mu_i)$$

$$B = \lambda'_i \cdot m + \lambda_i (\lambda'_i + n + \mu'_i)$$

$$C = \lambda_i \cdot n + \lambda'_i (\lambda_i + m + \mu_i)$$

$$D = \mu'_i \cdot m + \mu_i (\lambda'_i + n + \mu'_i)$$

assim:

$$\lambda_{eq} = \frac{n \cdot D}{n \cdot D + m \cdot A} \cdot \lambda_i + \frac{m \cdot A}{n \cdot D + m \cdot A} \cdot \lambda'_i$$

Como, para valores usuais dos parâmetros envolvidos, se verifica :

$$\mu_i \cdot \lambda'_i \ll \mu'_i \cdot m + \mu_i \cdot n + \mu_i \cdot \mu'_i$$

$$\mu'_i \cdot \lambda_i \ll \mu'_i \cdot m + \mu_i \cdot n + \mu_i \cdot \mu'_i$$

temos: $D \approx A$
e finalmente:

$$\lambda_{eq} = \frac{N}{N+S} \cdot \lambda_i + \frac{S}{N+S} \cdot \lambda'_i \quad (3.11)$$

As taxas de falha sob tempo normal e sob tempo adverso podem ser obtidas a partir da taxa de falha média anual e da fração de falhas ocorridas sob tempo adverso, P , (25):

$$\lambda_i = \lambda_{eq} \cdot \frac{N+S}{N} \cdot (1-P) \quad (3.12a)$$

$$\lambda'_i = \lambda_{eq} \cdot \frac{N+S}{S} \cdot P \quad (3.12b)$$

Para incluir a influência das condições atmosféricas nos índices de confiabilidade calculados para saídas sobrepostas, quatro casos mutuamente exclusivos são considerados:

- ambas as falhas ocorrem sob tempo normal;
- a primeira falha ocorre sob tempo normal e a segunda sob tempo adverso;
- ambas as falhas ocorrem sob tempo adverso;
- a primeira falha ocorre sob tempo adverso e a segunda sob tempo normal.

Os índices obtidos para cada caso são combinados, usando os conceitos de probabilidade condicional, para fornecer os índices do ponto de carga em estudo.

Além desse procedimento, uma das seguintes restrições é imposta no processo de cálculo:

- reparo pode ser efetuado durante tempo adverso;
- reparo não pode ser efetuado durante tempo adverso.

As equações para os cortes de primeira ordem são similares às aquelas obtidas quando se considera solicitação ambiental uniforme.

3.3.2.1 - Falha Forçada Permanente.

Este item apresenta as equações que avaliam as falhas do sistema decorrentes de superposições de falhas forçadas e de falhas forçadas com saídas para manutenção preventiva de componentes.

3.3.2.1.1 - Falhas Forçadas Permanentes Sobrepostas.

Para este modo de falha será feita uma descrição mais detalhada, os demais seguirão a mesma linha de raciocínio.

a) As ações de reparo podem ser realizadas durante tempo adverso

a1) Ambas as falhas ocorrem em tempo normal

A Fig. 3.3.2.3, que apresenta o espaço de estado para um sistema com dois componentes e solicitação ambiental dupla, destaca os dois caminhos através dos quais pode ocorrer a superposição de falhas em condição de tempo normal, dado que o tempo anterior a falha era normal e não houve transição para tempo adverso.

$$\lambda_A = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_i \cdot \left(1 - \frac{r_i}{N}\right) \cdot \left(\lambda_j \cdot \frac{r_i \cdot N}{r_i + N}\right) + \lambda_j \cdot \left(1 - \frac{r_j}{N}\right) \cdot \left(\lambda_i \cdot \frac{r_j \cdot N}{r_j + N}\right) \right] \quad (3.13a)$$

onde:

$\frac{N}{N+S}$ - probabilidade do tempo ser normal

λ_i - taxa de falha em tempo normal do componente i

$1 - \frac{r_i}{N} \approx e^{-\frac{r_i}{N}}$ - probabilidade de não ocorrer tempo adverso durante o reparo do componente i , considerando uma distribuição exponencial e utilizando os primeiros termos de seu desenvolvimento em séries.

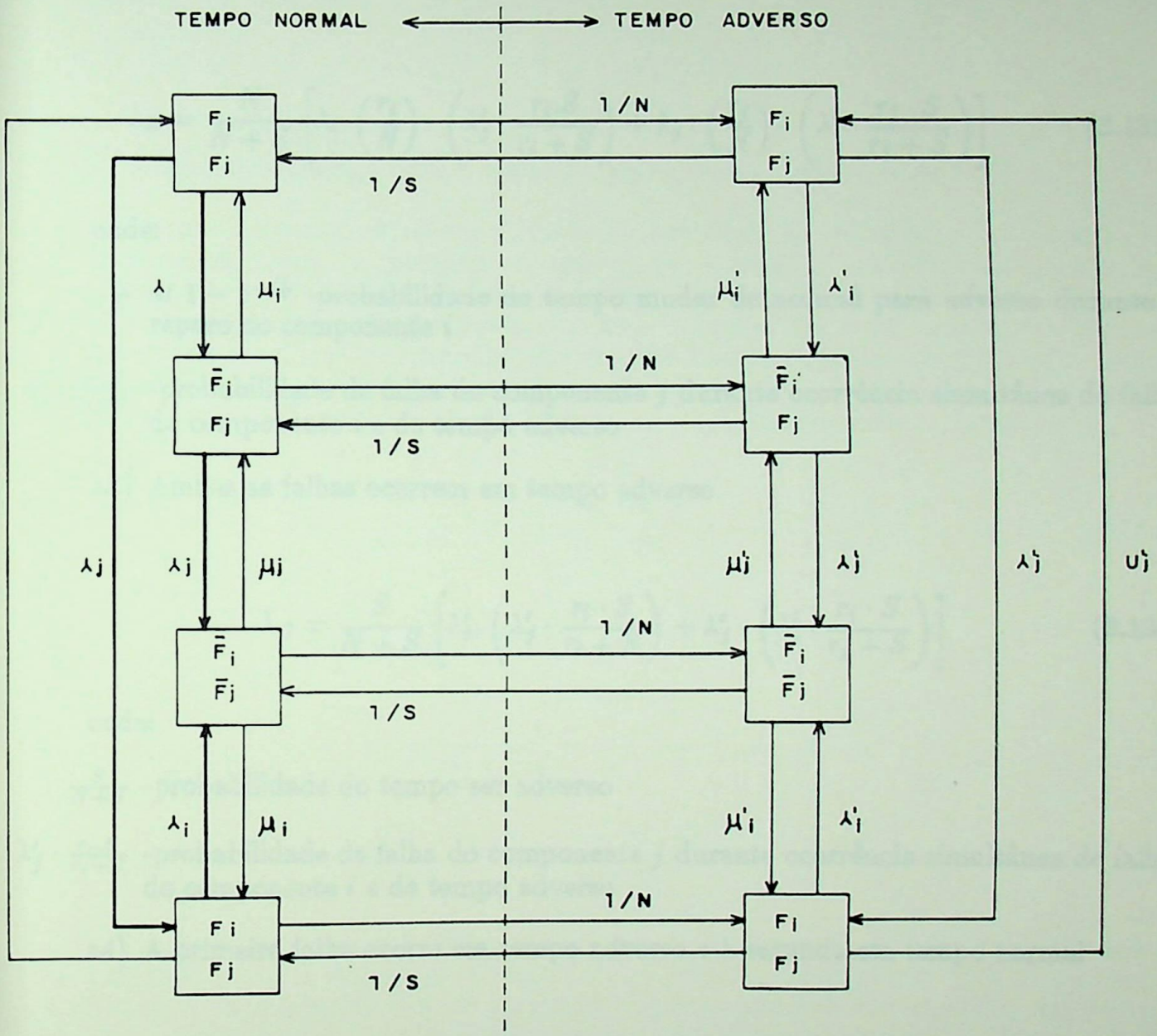


Fig. 3.3.2.3 - DIAGRAMA DE ESPAÇO DE ESTADOS, DOIS COMPONENTES E CONDIÇÕES AMBIENTAIS DUPLAS.

$\lambda_j \cdot \frac{r_i \cdot N}{r_i + N} \approx e^{-\lambda_j \frac{r_i \cdot N}{r_i + N}}$ -probabilidade do componente j falhar durante o período de ocorrência simultânea de falha do componente i e de tempo normal

a2) A primeira falha ocorre durante tempo normal e a segunda durante tempo adverso

$$\lambda_B = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_i \cdot \left(\frac{r_i}{N} \right) \cdot \left(\lambda'_j \cdot \frac{r_i \cdot S}{r_i + S} \right) + \lambda_j \cdot \left(\frac{r_j}{N} \right) \cdot \left(\lambda'_i \cdot \frac{r_j \cdot S}{r_j + S} \right) \right] \quad (3.13b)$$

onde:

$\frac{r_i}{N} \approx 1 - e^{-\frac{r_i}{N}}$ -probabilidade do tempo mudar de normal para adverso durante o reparo do componente i

$\lambda'_j \cdot \frac{r_i \cdot S}{r_i + S}$ -probabilidade de falha do componente j durante ocorrência simultânea de falha do componente i e de tempo adverso

a3) Ambas as falhas ocorrem em tempo adverso

$$\lambda_C = \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_i \cdot \left(\lambda'_j \cdot \frac{r_i \cdot S}{r_i + S} \right) + \lambda'_j \cdot \left(\lambda'_i \cdot \frac{r_j \cdot S}{r_j + S} \right) \right] \quad (3.13c)$$

onde:

$\frac{S}{N+S}$ -probabilidade do tempo ser adverso

$\lambda'_j \cdot \frac{r_i \cdot S}{r_i + S}$ -probabilidade de falha do componente j durante ocorrência simultânea de falha do componente i e de tempo adverso

a4) A primeira falha ocorre em tempo adverso e a segunda em tempo normal

$$\lambda_D = \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_i \cdot (1 - e^{-r_i/S}) \cdot \left(\lambda_j \cdot \frac{r_i \cdot N}{r_i + N} \right) + \lambda'_j \cdot (1 - e^{-r_j/S}) \cdot \left(\lambda_i \cdot \frac{r_j \cdot N}{r_j + N} \right) \right] \quad (3.13d)$$

onde:

$1 - e^{-r_i/S}$ -probabilidade do tempo mudar de adverso para normal durante o reparo do componente i . É amplamente aceita na literatura a substituição desta expressão por 1, supondo assim, que esta mudança ocorre com certeza absoluta.

Finalmente, os índices para duas falhas forçadas permanentes simultâneas :

$$\lambda_p = \lambda_A + \lambda_B + \lambda_C + \lambda_D \quad (3.14a)$$

$$r_p = \frac{r_i \cdot r_j}{r_i + r_j} \quad (3.14b)$$

b) As ações de reparo não podem ser realizadas durante tempo adverso

Neste caso, os conceitos usados na dedução são idênticos aos do caso (a), porém com duas modificações. A primeira reconhece, que quando a primeira falha ocorre em tempo adverso e a segunda em tempo normal, o tempo de exposição à falha é o tempo de reparo do primeiro componente, pois todo o reparo é efetuado sob tempo normal. A segunda modificação reconhece, que quando a segunda falha ocorre durante tempo adverso o tempo de exposição é a duração do tempo adverso, pois o reparo do primeiro componente a falhar não será efetuado nesta condição atmosférica. Logo:

$$\lambda_A = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_i \cdot \lambda_j \cdot \frac{r_i \cdot N}{r_i + N} + \lambda_j \cdot \lambda_i \cdot \frac{r_j \cdot N}{r_j + N} \right] \quad (3.15a)$$

$$\lambda_B = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_i \cdot \frac{r_i}{N} \cdot \lambda'_j \cdot S + \lambda_j \cdot \frac{r_j}{N} \cdot \lambda'_i \cdot S \right] \quad (3.15b)$$

$$\lambda_C = \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_i \cdot \lambda'_j \cdot S + \lambda'_j \cdot \lambda'_i \cdot S \right] \quad (3.15c)$$

$$\lambda_D = \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_i \cdot \lambda_j \cdot \frac{r_i \cdot N}{r_i + N} + \lambda'_j \cdot \lambda_i \cdot \frac{r_j \cdot N}{r_j + N} \right] \quad (3.15d)$$

No caso (a) não existem restrições ao reparo e, portanto, o tempo médio de falha é igual para todas as situações. No caso (b), no entanto, o reparo não pode ser efetuado durante tempo adverso quando a segunda falha ocorre sob esta condição ambiental, logo, o tempo de falha será acrescido da duração do tempo adverso. Assim:

$$\lambda_p = \lambda_A + \lambda_B + \lambda_C + \lambda_D \quad (3.16a)$$

$$r_p = \frac{(\lambda_A + \lambda_D)}{\lambda_p} \cdot \frac{r_i \cdot r_j}{r_i + r_j} + \frac{\lambda_B + \lambda_C}{\lambda_p} \cdot \left(\frac{r_i \cdot r_j}{r_i + r_j} + S \right) \quad (3.16b)$$

3.3.2.1.2 - Falha Forçada Permanente Sobreposta a Manutenção Preventiva.

Três casos são considerados:

- manutenção não é iniciada se é provável a ocorrência de tempo adverso;
- manutenção iniciada em tempo normal é continuada em tempo adverso;
- manutenção iniciada em tempo normal não é continuada em tempo adverso.

Adota-se, assim, a restrição de que a manutenção preventiva não é iniciada durante tempo adverso.

a) A manutenção não é efetuada se é provável a ocorrência de tempo adverso

As equações são idênticas às deduzidas para a modelagem que considera apenas um estado atmosférico, equações (3.4).

b) A manutenção iniciada em tempo normal é continuada em tempo adverso

$$\lambda_A = \lambda_i^n \cdot \lambda_j \cdot r_i^n + \lambda_i^n \cdot \frac{r_i^n}{N} \cdot \lambda_j' \cdot \frac{r_i^n \cdot S}{r_i^n + S}$$

$$\lambda_B = \lambda_j^n \cdot \lambda_i \cdot r_j^n + \lambda_j^n \cdot \frac{r_j^n}{N} \cdot \lambda_i' \cdot \frac{r_j^n \cdot S}{r_j^n + S}$$

$$\lambda_p^n = \lambda_A + \lambda_B \quad (3.17a)$$

$$\tau_p^n = \frac{\lambda_A}{\lambda_p^n} \cdot \frac{r_i^n \cdot r_j}{r_i^n + r_j} + \frac{\lambda_B}{\lambda_p^n} \cdot \frac{r_j^n \cdot r_i}{r_j^n + r_i} \quad (3.17b)$$

c) A manutenção iniciada em tempo normal não é continuada em tempo adverso

$$\lambda_A = \lambda_i^n \cdot \lambda_j \cdot r_i^n$$

$$\lambda_B = \lambda_i^n \cdot \frac{r_i^n}{N} \cdot \lambda_j' \cdot S$$

$$\lambda_C = \lambda_j^n \cdot \lambda_i \cdot r_j^n$$

$$\lambda_D = \lambda_j^n \cdot \frac{r_j^n}{N} \cdot \lambda_i' \cdot S$$

$$\lambda_p^n = \lambda_A + \lambda_B + \lambda_C + \lambda_D \quad (3.18a)$$

$$r_p^n = \frac{\lambda_A}{\lambda_p^n} \cdot \frac{r_i^n \cdot r_j}{r_i^n + r_j} + \frac{\lambda_B}{\lambda_p^n} \cdot \left(\frac{r_j^n \cdot r_j}{r_i^n + r_j} + S \right) + \frac{\lambda_C}{\lambda_p^n} \cdot \frac{r_j^n \cdot r_i}{r_j^n + r_i} + \frac{\lambda_D}{\lambda_p^n} \cdot \left(\frac{r_j^n \cdot r_i}{r_j^n + r_i} + S \right) \quad (3.18b)$$

3.3.2.2 - Falhas Forçadas Temporárias.

As superposições de falhas forçadas temporárias, por sua curta duração e baixa probabilidade de ocorrência, não foram consideradas. As equações aqui apresentadas consideram as falhas do sistema decorrentes de superposições de falhas forçadas temporárias de componentes com falhas forçadas permanentes, manutenção preventiva e falhas ativas.

3.3.2.2.1 - Falha Forçada Temporária Sobreposta a Falha forçada Permanente.

$$\lambda_A = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_i \cdot \lambda_{tj} \cdot \frac{r_i \cdot N}{r_i + N} + \lambda_i \cdot \frac{r_i}{N} \cdot \lambda'_{tj} \cdot S \right] + \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_i \cdot \lambda'_{tj} \cdot S + \lambda'_i \cdot \lambda_{tj} \cdot \frac{r_i \cdot N}{r_i + N} \right]$$

$$\lambda_B = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_j \cdot \lambda_{ti} \cdot \frac{r_j \cdot N}{r_j + N} + \lambda_j \cdot \frac{r_j}{N} \cdot \lambda'_{ti} \cdot S \right] + \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_j \cdot \lambda_{ti} \cdot S + \lambda'_j \cdot \lambda_{ti} \cdot \frac{r_j \cdot N}{r_j + N} \right]$$

$$\lambda_{tp} = \lambda_A + \lambda_B \quad (3.19a)$$

$$r_{tp} = \frac{\lambda_a \cdot R_j + \lambda_B \cdot R_i}{\lambda_{tp}} \quad (3.19b)$$

3.3.2.2.2 - Falha Forçada Temporária Sobreposta a Manutenção Preventiva.

a) A manutenção não é iniciada se é provável a ocorrência de tempo adverso

As equações são idênticas aquelas deduzidas para a modelagem que considera um estado atmosférico.

b) A manutenção iniciada em tempo normal é continuada em tempo adverso

$$\lambda_A = \lambda_i^n \cdot \lambda_{tj} \cdot r_i^n + \lambda_i^n \cdot \frac{r_i^n}{N} \cdot \lambda'_{tj} \cdot \frac{r_i^n \cdot S}{r_i^n + S}$$

$$\lambda_B = \lambda_j^n \cdot \lambda_{ti} \cdot r_j^n + \lambda_j^n \cdot \frac{r_j^n}{N} \cdot \lambda'_{ti} \cdot \frac{r_j^n \cdot S}{r_j^n + S}$$

$$\lambda_t^n = \lambda_A + \lambda_B \quad (3.20a)$$

$$r_t^n = \frac{\lambda_A}{\lambda_t^n} \cdot \frac{r_i^n \cdot R_j}{r_i^n + R_j} + \frac{\lambda_B}{\lambda_t^n} \cdot \frac{r_j^n \cdot R_i}{r_j^n + R_i} \quad (3.20b)$$

c) A manutenção iniciada em tempo normal não é continuada em tempo adverso

$$\lambda_A = \lambda_i^n \cdot \lambda_{tj} \cdot r_i^n$$

$$\lambda_B = \lambda_i^n \cdot \frac{r_i^n}{N} \cdot \lambda'_{tj} \cdot S$$

$$\lambda_C = \lambda_j^n \cdot \lambda_{ti} \cdot r_j^n$$

$$\lambda_D = \lambda_j^n \cdot \frac{r_j^n}{N} \cdot \lambda'_{ti} \cdot S$$

$$\lambda_t^n = \lambda_A + \lambda_B + \lambda_C + \lambda_D \quad (3.21a)$$

$$r_t^n = \frac{\lambda_A}{\lambda_t^n} \cdot \frac{r_i^n \cdot R_j}{r_i^n + R_j} + \frac{\lambda_B}{\lambda_t^n} \cdot \left(\frac{r_i^n \cdot R_j}{r_i^n + R_j} + S \right) +$$

$$\frac{\lambda_C}{\lambda_t^n} \cdot \frac{r_j^n \cdot R_i}{r_j^n + R_i} + \frac{\lambda_D}{\lambda_t^n} \cdot \left(\frac{r_j^n \cdot R_i}{r_j^n + R_i} + S \right) \quad (3.21b)$$

3.3.2.2.3 - Falha Forçada Temporária Sobreposta a Falha Ativa.

a) O chaveamento do componente em falha ativa pode ser efetuado em tempo adverso

$$\lambda_{at} = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_{ai} \cdot \lambda_{tj} \cdot \frac{N \cdot S_i}{N+S_i} + \lambda_{ai} \cdot \frac{S_i}{N} \cdot \lambda'_{tj} \cdot \frac{S \cdot S_i}{S+S_i} \right] + \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_{ai} \cdot \lambda'_{tj} \cdot \frac{S \cdot S_i}{S+S_i} + \lambda'_{ai} \cdot \lambda_{tj} \cdot \frac{N \cdot S_i}{N+S_i} \right] \quad (3.22a)$$

$$r_{at} = \frac{R_j \cdot S_i}{R_j + S_i} \quad (3.22b)$$

b) O chaveamento do componente em falha ativa não pode ser realizado em tempo adverso

$$\lambda_{at} = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_{ai} \cdot \lambda_{tj} \cdot \frac{N \cdot S_i}{N+S_i} + \lambda_{ai} \cdot \frac{S_i}{N} \cdot \lambda'_{tj} \cdot S \right] + \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_{ai} \cdot \lambda'_{tj} \cdot S + \lambda'_{ai} \cdot \lambda_{tj} \cdot \frac{N \cdot S_i}{N+S_i} \right] \quad (3.23a)$$

$$r_{at} = \frac{R_j \cdot S_i}{R_j + S_i} \quad (3.23b)$$

3.3.2.3 - Falhas Ativas.

Por sua curta duração a superposição de falhas ativas não é considerada. As equações a seguir apresentadas consideram a superposição de falhas ativas com falhas forçadas permanentes e manutenções preventivas.

3.3.2.3.1 - Falha Ativa Sobreposta a Falha Forçada Permanente.

a) As ações de reparo podem ser realizadas durante tempo adverso

$$\lambda_{ap} = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_j \cdot \lambda_{ai} \cdot \frac{N \cdot r_j}{N+r_j} + \lambda_j \cdot \frac{r_j}{N} \cdot \lambda'_{ai} \cdot \frac{S \cdot r_j}{S+r_j} \right] + \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_j \cdot \lambda_{ai} \cdot \frac{S \cdot r_j}{S+r_j} + \lambda'_j \cdot \lambda_{ai} \cdot \frac{N \cdot r_j}{N+r_j} \right] \quad (3.24a)$$

$$r_{ap} = \frac{r_j \cdot S_i}{r_j + S_i} \quad (3.24b)$$

b) As ações de reparo não podem ser realizadas durante tempo adverso

$$\lambda_A = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_j \cdot \lambda_{ai} \cdot \frac{r_j \cdot N}{r_j + N} \right] + \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_j \cdot \lambda_{ai} \cdot \frac{r_j \cdot N}{r_j + N} \right]$$

$$\lambda_B = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_j \cdot \frac{r_j}{N} \cdot \lambda'_{ai} \cdot S \right] + \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_j \cdot \lambda'_{ai} \cdot S \right]$$

$$\lambda_{ap} = \lambda_A + \lambda_B \quad (3.25a)$$

$$r_{ap} = \frac{\lambda_A}{\lambda_{ap}} \cdot \left(\frac{S_i \cdot r_j}{S_i + r_j} \right) + \frac{\lambda_B}{\lambda_{ap}} \cdot \left(\frac{S_i \cdot r_j}{S_i + r_j} + S \right) \quad (3.25b)$$

3.3.2.3.2 - Falha Ativa Sobreposta a Manutenção Preventiva.

a) A manutenção não é iniciada se é provável a ocorrência de tempo adverso

As equações são idênticas aquelas deduzidas para a modelagem que considera um estado atmosférico, equações (3.10).

b) A manutenção iniciada em tempo normal é continuada em tempo adverso

$$\lambda^a = \lambda^n_j \cdot \lambda_{ai} \cdot r_j^n + \lambda^n_j \cdot \frac{r_j}{N} \cdot \lambda'_{ai} \cdot \frac{r_j^n \cdot S}{r_j^n + S} \quad (3.26a)$$

$$r_a^n = \frac{r_j^n \cdot S_i}{r_j^n + S_i} \quad (3.26b)$$

c) A manutenção iniciada em tempo normal não é continuada em tempo adverso

$$\lambda_A = \lambda^n_j \cdot \lambda_{ai} \cdot r_j^n$$

$$\lambda_B = \lambda^n_j \cdot \frac{r_j^n}{N} \cdot \lambda'_{ai} \cdot S$$

$$\lambda_a^n = \lambda_A + \lambda_B \quad (3.27a)$$

$$r_a^n = \frac{\lambda_A}{\lambda_a^n} \cdot \left(\frac{S_i \cdot r_j^n}{S_i + r_j^n} \right) + \frac{\lambda_B}{\lambda_a^n} \cdot \left(\frac{S_i \cdot r_j^n}{S_i + r_j^n} + S \right) \quad (3.27b)$$

3.3.2.4 - Disjuntor Emperrado.

As equações que incorporam o efeito deste evento são semelhantes as do item 3.3.2.3. A única modificação requerida sendo a troca de λ_{ai} e λ'_{ai} por $\lambda_{ai} \cdot P_k$ e $\lambda'_{ai} \cdot P_k$, onde P_k é a probabilidade de emperramento do disjuntor k .

3.3.3 - Transferência de Cargas em Situações de Emergência.

Para a representação dos recursos de transferência de cargas via subtransmissão e distribuição duas opções são apresentadas.

3.3.3.1 - Transferência de Cargas Através de Caminhos Que Operam Normalmente Abertos.

Aplica-se especialmente aos sistemas de subtransmissão onde, irrequentemente, se encontram configurações em anel, que operam normalmente abertas, visando, por exemplo, a limitação de níveis de curto circuito.

A existência deste recurso operativo refletir-se-á nos índices de desempenho do sistema através de uma redução nas durações médias das interrupções e, conseqüentemente, nas indisponibilidades médias anuais esperadas. Em geral, as taxas de falha do ponto de carga não são significativamente afetadas, pois, a taxa de falha do modo de falha que está sendo analisado permanece inalterada e, devido ao pequeno período de tempo que os caminhos que operam normalmente abertos permanecem em operação, é baixa a sua probabilidade de falha. O método dos conjuntos mínimos de corte permite representar as falhas dos caminhos normalmente abertos, quando solicitados a operar e durante sua operação (37).

O modelo adotado considera os caminhos normalmente abertos com capacidade de transmissão infinita.

As equações que incorporam a sua influência no cálculo dos índices das falhas forçadas permanentes com solicitação ambiental uniforme e dupla são apresentadas a seguir.

3.3.3.1.1. - Considerando Solicitação Ambiental Uniforme.

a) Falha Forçada Permanente - corte de primeira ordem

A taxa de falha é dada pela equação (3.2a) e a sua duração média por:

$$r_P = t_c \quad (3.28)$$

b) Falhas Forçadas Permanentes Sobrepostas

A taxa de falha é dada pela equação (3.3a) e a sua duração média por:

$$r_P = \frac{\sum \lambda \cdot r}{\sum \lambda} = \frac{\lambda_i \cdot \lambda_j \cdot r_i}{\lambda_p} \cdot \frac{r_i \cdot t_c}{r_i + t_c} + \frac{\lambda_j \cdot \lambda_i \cdot r_j}{\lambda_p} \cdot \frac{r_j \cdot t_c}{r_j + t_c} \quad (3.29)$$

c) Falha Forçada Permanente Sobreposta a Manutenção Preventiva

A taxa da falha é dada pela equação (3.4a) e a sua duração média por:

$$r_P^n = \frac{\lambda_i^n \cdot \lambda_j \cdot r_i^n}{\lambda_p^n} \cdot \frac{r_i^n \cdot t_c}{r_i^n + t_c} + \frac{\lambda_j^n \cdot \lambda_i \cdot r_j^n}{\lambda_p^n} \cdot \frac{r_j^n \cdot t_c}{r_j^n + t_c} \quad (3.30)$$

3.3.3.1.2 - Consideração Solicitação Ambiental Dupla.

a) Falhas forçadas permanentes sobrepostas - Ações de reparo podem ser realizadas durante tempo adverso.

A taxa da falha é dada pela equação (3.14a). Para o cálculo da duração média, seja:

$$\lambda_A = \lambda_{Ai} + \lambda_{Aj}$$

$$\lambda_B = \lambda_{Bi} + \lambda_{Bj}$$

$$\lambda_C = \lambda_{Ci} + \lambda_{Cj}$$

$$\lambda_D = \lambda_{Di} + \lambda_{Dj}$$

onde, separou-se $\lambda_A, \lambda_B, \lambda_C$ e λ_D em duas parcelas, sendo uma correspondente às ocorrências nas quais a primeira falha é a do componente i e a outra às ocorrências cuja primeira falha é a do componente j . Assim, a duração média é dada por:

$$r_p = \frac{1}{\lambda_p} \left[(\lambda_{Ai} + \lambda_{Bi} + \lambda_{Ci} + \lambda_{Di}) \frac{r_i \cdot t_c}{r_i + t_c} + (\lambda_{Aj} + \lambda_{Bj} + \lambda_{Cj} + \lambda_{Dj}) \cdot \frac{r_j \cdot t_c}{r_j + t_c} \right] \quad (3.31)$$

- b) Falhas forçadas permanentes sobrepostas - Ações de reparo não podem ser realizadas sob tempo adverso

A taxa de falha é dada pela equação (3.16a) e a sua duração média por:

$$r_p = \left[(\lambda_{Ai} + \lambda_{Di}) \frac{r_i \cdot t_c}{r_i + t_c} + (\lambda_{Aj} + \lambda_{Dj}) \frac{r_j \cdot t_c}{r_j + t_c} + (\lambda_{Bi} + \lambda_{Ci}) \left(\frac{r_i \cdot t_c}{r_i + t_c} + S \right) + (\lambda_{Bj} + \lambda_{Cj}) \cdot \left(\frac{r_j \cdot t_c}{r_j + t_c} + S \right) \right] \frac{1}{\lambda_p} \quad (3.32)$$

- c) Falha forçada permanente sobreposta a manutenção preventiva - Manutenção iniciada em tempo normal é continuada em tempo adverso

A taxa de falha é dada pela equação (3.17a) e a sua duração média por:

$$r_p^n = \frac{\lambda_A}{\lambda_p^n} \cdot \frac{r_i \cdot t_c}{r_i + t_c} + \frac{\lambda_B}{\lambda_p^n} \cdot \frac{r_j \cdot t_c}{r_j + t_c} \quad (3.33)$$

- d) Falha forçada permanente sobreposta a manutenção preventiva - Manutenção iniciada em tempo normal não é continuada em tempo adverso

A taxa de falhas é dada pela equação (3.18a) e a sua duração média por:

$$r_p^n = \frac{\lambda_A}{\lambda_p^n} \cdot \frac{r_i^n \cdot t_c}{r_i^n + t_c} + \frac{\lambda_B}{\lambda_p^n} \cdot \left(\frac{r_i^n \cdot t_c}{r_i^n + t_c} + S \right) + \frac{\lambda_C}{\lambda_p^n} \cdot \frac{r_j^n \cdot t_c}{r_j^n + t_c} + \frac{\lambda_D}{\lambda_p^n} \cdot \left(\frac{r_j^n \cdot t_c}{r_j^n + t_c} + S \right) \quad (3.34)$$

3.3.3.2 - Transferências de Cargas por Estágios.

Aplica-se, especialmente, a sistemas de distribuição onde alimentadores interligados permitem transferências de cargas entre subestações.

Esta representação, quando analisada sob um critério de continuidade de serviço, é um caso particular do modelo apresentado no item 4.3.2.4, sendo a capacidade de suprimento do ponto de carga j durante uma contingência i , L_{ij} , igual a zero.

3.4 - ÍNDICES CALCULADOS.

Este ítem mostra como são acumulados os índices de confiabilidade para as contingências, que provocam a interrupção total da continuidade do serviço.

3.4.1 - Índices por Ponto de Carga.

$$\lambda_{pc} = \lambda_{pT} + \lambda^n_{pT} + \lambda_{tpT} + \lambda^n_{tT} + \lambda_{atT} + \lambda_{apT} + \lambda^n_{aT} + \lambda_{aT} + \lambda_{tT}$$

$$U_{pc} = U_{pT} + U_{pT}^n + U_{tpT} + U_{tT}^n + U_{atT} + U_{apT} + U_{aT}^n + U_{aT} + U_{tT}$$

$$r_{pc} = \frac{U_{pc}}{\lambda_{pc}}$$

onde:

$$\lambda_{pT} = \sum_{\beta} \lambda_p$$

e

$$U_{pT} = \sum_{\beta} U_p$$

$$\lambda^n_{pT} = \sum_{\beta} \lambda^n_p$$

e

$$U_{pT}^n = \sum_{\beta} U_p^n$$

$$\lambda_{tpT} = \sum_{\beta} \lambda_{tp}$$

e

$$U_{tpT} = \sum_{\beta} U_{tp}$$

$$\lambda_{aT} = \sum_{\beta} \lambda_a$$

e

$$U_{aT} = \sum_{\beta} U_a$$

$$\lambda_{tT} = \sum_{\beta} \lambda_t$$

e

$$U_{tT} = \sum_{\beta} U_t$$

$$\lambda^n_{tT} = \sum_{\beta} \lambda^n_t$$

e

$$U_{pT}^n = \sum_{\beta} U_t^n$$

$$\begin{aligned} \lambda_{atT} &= \sum_{\beta} \lambda_{at} & e & & U_{atT} &= \sum_{\beta} U_{at} \\ \lambda_{apT} &= \sum_{\beta} \lambda_{ap} & e & & U_{apT} &= \sum_{\beta} U_{ap} \\ \lambda^n_{aT} &= \sum_{\beta} \lambda^n_a & e & & U_{aT}^n &= \sum_{\beta} U_a^n \end{aligned}$$

onde β é o conjunto de todos os cortes, associado aos modos de falha em análise, que provocam a interrupção da continuidade do suprimento ao ponto de carga.

3.4.2 - ÍNDICES GLOBAIS PARA O SISTEMA.

$$\lambda_s = \sum_{\gamma} \lambda_{pc}$$

$$U_s = \sum_{\gamma} U_{pc}$$

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s}$$

onde γ é o conjunto de todos os pontos de carga.

Pode-se, ainda, calcular o FEC e o DEC conforme descrito no Ítem 2.3.

3.5 - CASO EXEMPLO : ANÁLISE DE UM SISTEMA REAL.

Este exemplo apresenta uma aplicação dos conceitos e critérios de confiabilidade acabados de descrever, à parte do sistema de subtransmissão responsável pelo suprimento à Região Metropolitana da Cidade de Salvador, Fig.3.5.1.

O sistema da empresa supridora, situado a montante das barras Matatu, Pituagu e Cote-gipe não foi representado e estas barras foram consideradas 100% confiáveis.

As linhas de transmissão Central-Lapinha, Federação-Graça e Calabetão2-Cajazeiras operam normalmente abertas e visam o suprimento, durante contingências, às subestações Central Cajazeiras e Graça. Por limitações do sistema, fluxos nos sentidos opostos não são aceitos.

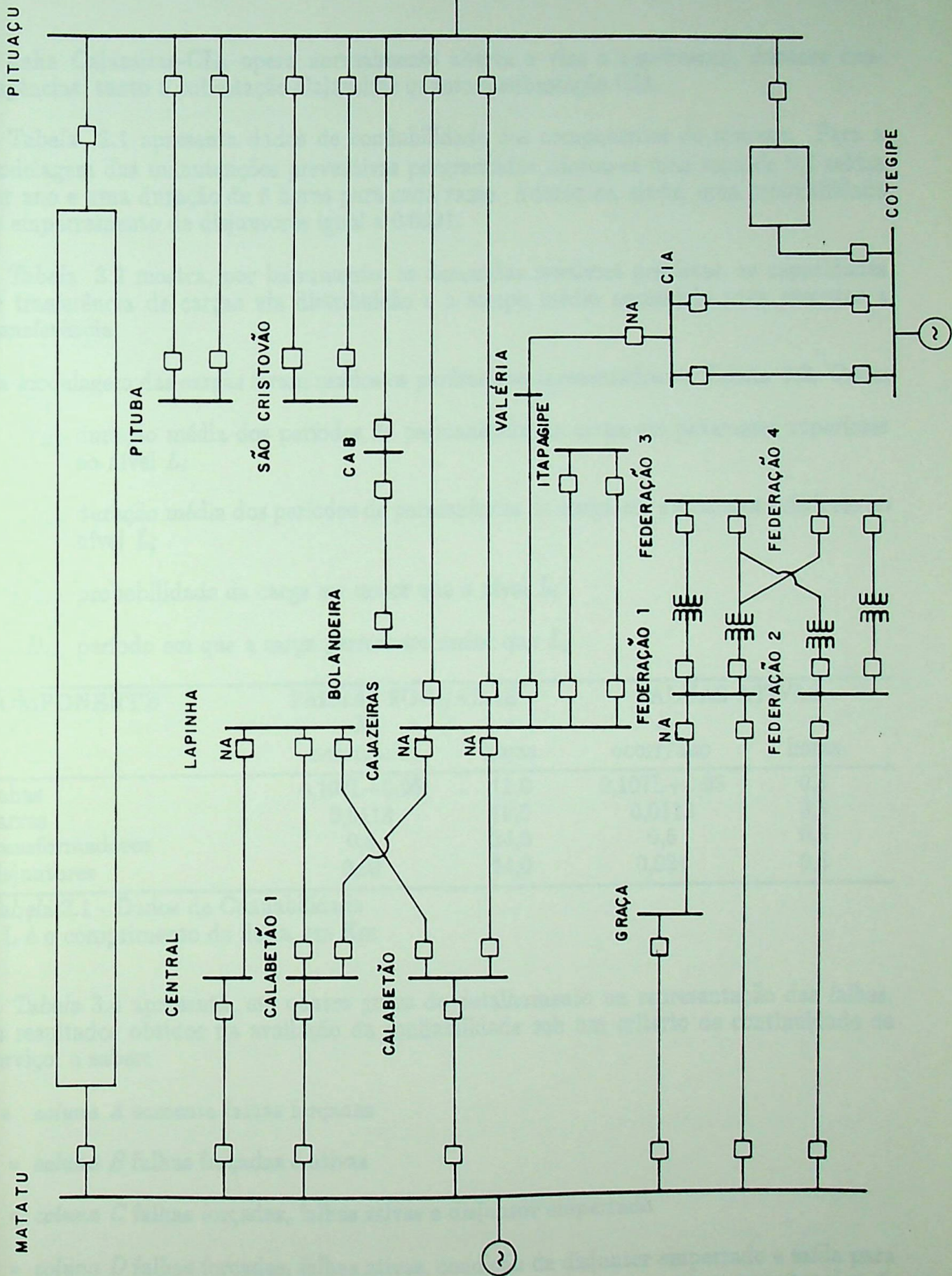


Fig. 3 5.1 - SISTEMA SALVADOR

A linha Cajazeiras-CIA opera normalmente aberta e visa o suprimento, durante contingências, tanto a subestação Cajazeiras quanto a subestação CIA.

A Tabela 3.1 apresenta dados de confiabilidade dos componentes do sistema. Para a modelagem das manutenções preventivas programadas adotou-se uma taxa de 0,2 saídas por ano e uma duração de 8 horas para cada ramo. Adotou-se, ainda, uma probabilidade de emperramento de disjuntores igual a 0,0031.

A Tabela 3.2 mostra, por barramento, as demandas máximas previstas, as capacidades de transferência de cargas via distribuição e o tempo médio necessário para executar a transferência.

Na modelagem das cargas foram usados os parâmetros apresentados na Tabela 3.3. Onde:

r_{H_i} : duração média dos períodos de permanência da carga em patamares superiores ao nível L_i ;

r_{L_i} : duração média dos períodos de permanência da carga em patamares inferiores ao nível L_i ;

$P\{C > L_i\}$ probabilidade da carga ser maior que o nível L_i ;

D_{L_i} período em que a carga permanece maior que L_i ;

COMPONENTE	FALHAS FORÇADAS		FALHAS ATIVAS	
	λ ocorr/ano	r horas	λ ocorr/ano	r horas
linhas	$0,107L+0,95$	11,0	$0,107L+0,95$	0,5
barras	0,0113	19,0	0,0113	0,5
transformadores	0,5	24,0	0,5	0,5
disjuntores	0,03	24,0	0,024	0,5

Tabela 3.1 - Dados de Confiabilidade

* L é o comprimento da linha, em Km

A Tabela 3.4 apresenta, em quatro graus de detalhamento na representação das falhas, os resultados obtidos na avaliação da confiabilidade sob um critério de continuidade de serviço, a saber:

- *coluna A* somente falhas forçadas
- *coluna B* falhas forçadas e ativas
- *coluna C* falhas forçadas, falhas ativas e disjuntor emperrado
- *coluna D* falhas forçadas, falhas ativas, condição de disjuntor emperrado e saída para manutenção preventiva programada. Foram consideradas apenas as manutenções de

componentes cujas saídas, isoladamente, não provocam interrupções do suprimento. Considerou-se a manutenção coordenada, ou seja, que durante a saída de um ramo a manutenção de seus componentes é feita simultaneamente.

BARRA	DEMANDA	TRANSFERÊNCIAS DE CARGA	
	MÁXIMA	VIA DISTRIBUIÇÃO	
	M_w	M_w	horas
Central	58,5	-	-
Graça	25,7	-	-
Federação3	25,2	30,0	0,5
Federação4	27,1	30,0	0,5
Lapinha	52,3	30,0	0,5
Cajazeiras	42,7	-	-
Valéria	58,0	-	-
Itapagipe	45,2	30,0	0,5
CIA	45,6	30,0	0,5
Pituba	36,5	-	-
S.Cristovão	77,2	30,0	0,5
CAB	37,0	30,0	0,5
Bolandeira	9,0	-	-

Tabela 3.2 - Dados de Barras

A representação das falhas ativas trouxe um significativo aumento nas taxas de falha e uma redução nas suas durações médias, para a maioria das barras, com isto, o valor médio da energia não suprida teve um aumento irrelevante.

A condição de disjuntor emperrado, em função de sua pequena probabilidade de ocorrência, não influenciou muito os resultados obtidos.

O fato de não terem sido computados os desligamentos para manutenção preventiva programada que provocam interrupções no suprimento e a consideração de que a manutenção preventiva de todos os componentes de um ramo ocorre simultaneamente, implicou em uma pequena influência da consideração da manutenção no cálculo das taxas de falha e da energia média não suprida.

Na Tabela 3.5 visualiza-se a influência da representação dos recursos de transferência de cargas:

- *coluna E* representando as transferências de carga via subtransmissão (ver recursos disponíveis na Fig.3.5.1).
- *coluna F* representando as transferências de carga via subtransmissão e distribuição. O critério adotado no planejamento da distribuição é permitir um remanejamento de 30% da potência instalada da subestação em sua configuração final. A Tabela 3.5 indica as subestações que já possuem este recurso.

NÍVEL	TAXA TRANSIÇÃO trans/ano	r_{Hi} horas	r_{Li} horas	$P\{C > Li\}$	D_{Li} horas
10	0,0	8760,0	0,0	1,0	8760,0
20	0,0	8760,0	0,0	1,0	8760,0
30	0,0	8760,0	0,0	1,0	8760,0
40	38086,0	55,9	0,2	0,996	8723,0
50	3435,0	18,4	2,5	0,878	7693,0
60	2075,0	7,7	4,2	0,648	5679,0
70	1329,0	6,3	6,6	0,491	4298,0
80	1090,0	2,4	8,0	0,235	2059,0
90	275,0	1,8	31,8	0,055	480,0
100	42,0	1,0	167,0	0,006	42,0

Tabela 3.3 - Modelo de Carga

A comparação das colunas D e E da Tabela 3.5 indica ser indispensável a consideração das transferências de carga via subtransmissão, pois tais transferências implicam em significativa redução das durações médias de falhas e conseqüentemente da energia média não suprida nas barras beneficiadas com tal recurso.

Da mesma forma, a comparação das colunas E e F permite visualizar a importância da representação das transferências via distribuição para uma real representação do desempenho do sistema.

BARRA	ÍNDICE	GRAU DE DETALHAMENTO			
		A	B	C	D
Central	λ	1,0525	2,0596	2,0598	2,0598
	Γ	11,54000	6,1400	6,1400	6,1400
	ENS	483,71000	503,7500	503,7600	503,7600
Graça	λ	1,0866	2,0706	2,0706	2,0706
	Γ	11,5200	6,2800	6,2800	6,2800
	ENS	219,0400	227,6500	227,6500	227,6500
Federação1	λ	0,0322	0,0804	0,0837	0,0852
	Γ	15,7100	6,5900	6,3500	6,3300
	ENS	8,6900	9,1000	9,1300	9,2600
Federação2	λ	0,0322	0,0804	0,0837	0,0852
	Γ	15,7100	6,5900	4,1700	6,3300
	ENS	9,3400	9,7900	9,8200	9,9600
Lapinha	λ	0,0407	0,1213	0,1400	0,1418
	Γ	13,1000	4,5300	4,1700	4,1600
	ENS	19,0300	20,5700	20,8000	21,0500
Caj.Nova	λ	0,0259	0,4099	0,4725	0,4731
	Γ	17,3000	1,5600	1,4200	1,4200
	ENS	13,0500	18,6300	19,5400	19,6200
Valéria	λ	1,0972	2,5172	2,5736	2,5742
	Γ	11,5800	5,3300	5,2200	5,2200
	ENS	501,8500	529,8700	530,9800	531,100
Itapagipe	λ	0,0404	0,4725	0,5414	0,5427
	Γ	16,8500	1,9000	1,7200	1,7300
	ENS	21,0000	27,6500	21,7100	28,8800
CIA	λ	0,0255	0,1215	0,1417	0,1423
	Γ	17,5000	4,0600	3,5600	3,5600
	ENS	13,8600	15,3500	15,6600	15,7400
Pituba	λ	0,0255	0,0976	0,1132	0,1138
	Γ	17,4400	4,9300	4,3200	4,3200
	ENS	11,0900	11,9800	12,1800	12,2400
S.Cristovão	λ	0,0255	0,0975	0,1133	0,1137
	Γ	17,4700	4,9300	4,3200	4,3200
	ENS	23,4300	25,3300	25,7400	25,8800
CAB	λ	1,0295	1,1255	1,1438	1,1438
	Γ	11,5500	10,6100	10,4400	10,4400
	ENS	299,5600	300,7700	301,0000	301,0000
Bolandeira	λ	2,0568	2,1218	2,1441	2,1441
	Γ	11,5100	11,1300	11,0600	11,0600
	ENS	145,0300	145,2500	145,2900	145,2900
TOTAL	ENS	1768,6	1845,6	1824,2	1851,4

Tabela 3.4 - Índices de Confiabilidade Considerando Diferentes Graus de Detalhamento na Modelagem das Falhas

BARRA	ÍNDICES	MEDIDAS OPERATIVAS		
		D	E	F
Central	λ	2,0598	2,0598	2,0598
	r	6,1400	0,7000	0,7000
	ENS	503,7600	57,6500	57,6500
Graça	λ	2,0706	2,0706	2,0706
	r	6,2800	0,7000	0,7000
	ENS	227,6500	25,4200	25,4200
Federação1	λ	0,0852	0,0852	0,0852
	r	6,3300	6,3300	6,3300
	ENS	9,2600	9,2600	0,6800
Federação2	λ	0,0852	0,0852	0,0852
	r	6,3300	6,3300	6,3300
	ENS	9,9600	9,9600	0,7300
Lapinha	λ	0,1418	0,1418	0,1418
	r	4,1600	4,1600	4,1600
	ENS	21,0500	21,0500	2,2500
Caj.Nova	λ	0,4731	0,4731	0,4731
	r	1,4200	0,9400	0,9400
	ENS	19,6200	12,9500	12,9500
Valéria	λ	2,5742	2,5742	2,5742
	r	5,2200	0,5800	0,5800
	ENS	531,1000	59,0500	59,0500
Itapagipe	λ	0,5427	0,5427	0,5427
	r	1,7300	1,3000	1,3000
	ENS	28,8800	21,8200	6,0400
CIA	λ	0,1423	0,1423	0,1423
	r	3,5600	1,9600	1,9600
	ENS	15,7400	8,6900	1,7600
Pituba	λ	0,1138	0,1138	0,1138
	r	4,3200	4,3200	4,3200
	ENS	12,2400	12,2400	12,2400
S.Cristovão	λ	0,1137	0,1137	0,1137
	r	4,3200	4,3200	4,3200
	ENS	25,8800	25,8800	2,6800
CAB	λ	1,1438	1,1438	1,1438
	r	10,4400	10,4400	10,4400
	ENS	301,0000	301,0000	13,7300
Bolandeira	λ	2,1441	2,1441	2,1441
	r	11,0600	11,0600	11,0600
	ENS	145,2900	145,2900	145,2900
TOTAL	ENS	1.851,43	710,27	340,47

Tabela 3.5 - Índices de Confiabilidade Considerando Diferentes Graus de Representação dos Recursos Operativos Disponíveis

CAPÍTULO IV

CONFIABILIDADE SEGUNDO UM CRITÉRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

4.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS.

Este capítulo é dedicado à avaliação da influência, sobre a confiabilidade dos sistemas, das indisponibilidades de componentes, que mesmo mesmo não causando interrupção total da continuidade do suprimento, implicam em situações de emergência. Uma situação de emergência é aquela que resulta da ocorrência de contingência que, sob determinadas condições de carga, viola critérios de qualidade de serviço.

Os sistemas de subtransmissão, em particular os das Regiões Norte e Nordeste do Brasil, caracterizam-se em geral pela predominância de suprimentos radiais e baixa densidade de carga. Contudo, nas regiões metropolitanas tais sistemas atendem áreas com maior densidade de cargas, predominando em suas topologias as configurações malhadas e as linhas curtas.

Os subsistemas radiais são analisados sob o enfoque da continuidade do serviço no Capítulo III.

Os sistemas das regiões metropolitanas são, normalmente, ligados a transformadores dotados de comutadores variáveis sob carga e apresentam, durante contingências, grande probabilidade de sobrecargas e baixo risco de violação de critérios de tensão. A análise de subsistemas com estas características é o objetivo central deste capítulo.

Em termos gerais, o problema que se apresenta consiste:

- na detecção de todas as contingências que, sem causar ilhamento de cargas, provocam a ocorrência de situações de emergência;
- na determinação de medidas operativas viáveis, que eliminem o inconveniente de tais ocorrências;
- no cálculo da contribuição, para os índices finais de confiabilidade, das contingências cujas perturbações sobre o sistema não podem ser totalmente eliminadas por medidas operativas corretivas.

A Fig.4.1 apresenta, através de um fluxograma simplificado, os vários passos para a avaliação da confiabilidade sob um critério de qualidade de serviço.

Neste capítulo são apresentados modelos adequados para os componentes do sistema e para as cargas, e descritos os procedimentos e técnicas de simulação adotados para o cálculo dos índices de confiabilidade(34)(35)(36).

Em face à dimensão do problema, uma das preocupações que se deve ter presente ao montar uma estrutura para a quantificação da confiabilidade de sistemas elétricos é a busca de modelos e métodos simplificados que, sem prejudicar a qualidade dos resultados, permitam uma redução do esforço computacional e da necessidade de interferência dos engenheiros no processo de simulação.

Considerando-se, que o principal alvo deste trabalho são os estudos de planejamento a médio e longo prazo, e sabendo-se que os fluxos de reativos podem variar em função da política de compensação adotada pelas empresas concessionárias ou pelos consumidores, optou-se por analisar apenas os fluxos de potência ativa.

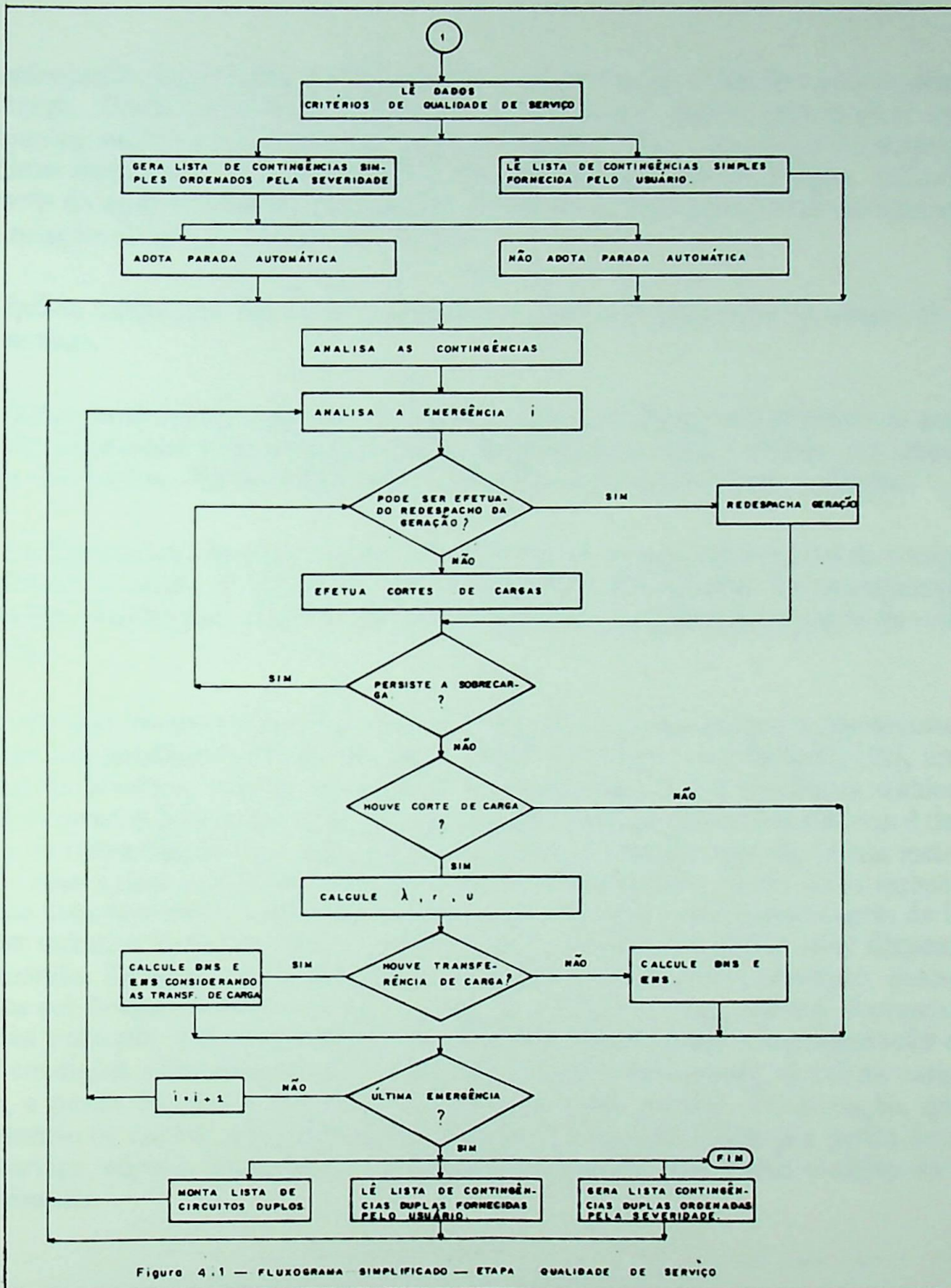
Tendo em vista as características dos sistemas que este trabalho se propõe a analisar e a apreciável redução do esforço computacional, que representa a adoção de uma técnica não iterativa para a simulação dos fluxos de carga adotou-se o método do fluxo de carga linearizado, conhecido como Fluxo de Carga DC, para a análise das contingências e avaliação das providências tomadas para o restabelecimento do sistema, a níveis de carregamento aceitáveis, após a ocorrência de emergências.

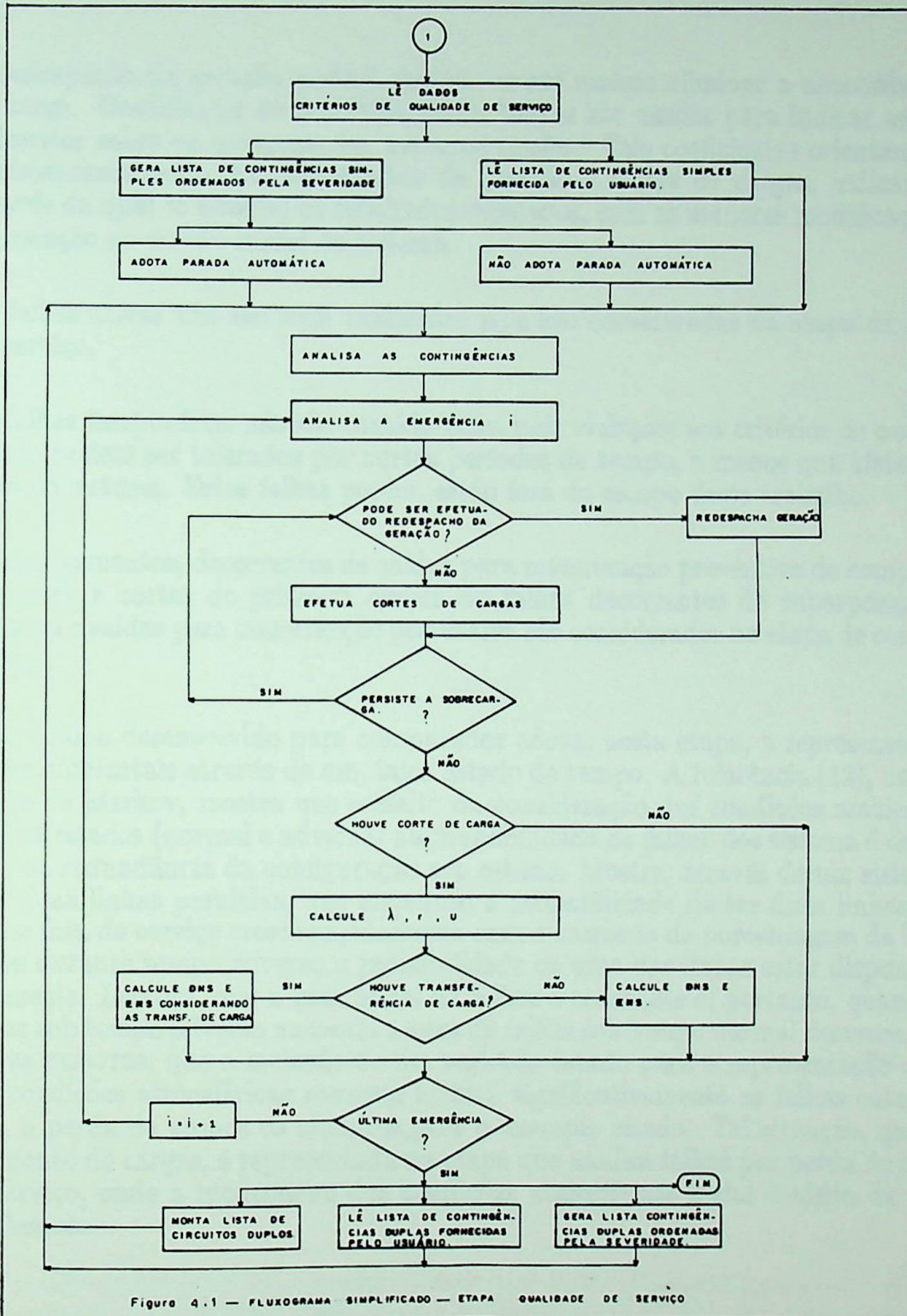
Para os sistemas radiais com circuitos duplos, que não atendem ao Critério (N-1) e cujo fator limitante durante contingências são as violações aos critérios de tensão, a sensibilidade e experiência do planejador poderão contornar as limitações do método de fluxo de carga linearizado, mediante a indicação de carregamentos máximos das linhas, definidos pela queda de tensão admissível no circuito.

Uma técnica que merece destaque, por sua habilidade de reduzir o esforço computacional, é a seleção automática de contingências. Baseada no fato de que, normalmente, grande parte das contingências não provocam emergências, busca-se hierarquizar-las segundo um indicador de severidade, de tal forma, que a não simulação daquelas menos severas não ocasionem omissões, que possam levar a erros significativos nos índices obtidos. Outra vantagem do seu uso é proporcionar uma alternativa à indicação pelo planejador das contingências a serem testadas, as quais seriam selecionadas com base em sua experiência, mas que poderiam levar à não simulação de casos bastante severos.

A simulação de cada contingência é feita mediante correções nos ângulos de fase obtidos na simulação do fluxo de cargas para o caso base, não sendo, portanto, necessário um processamento completo a cada contingência.

Após uma emergência basicamente duas medidas podem ser tomadas para se obter um novo estado de operação do sistema em que não haja violação aos critérios de qualidade do suprimento: redespacho da geração e cortes de cargas.





redespacho da geração poderá reduzir ou até mesmo eliminar a necessidade de cortes de carga. Coeficientes de sensibilidade de barras são usados para indicar as barras mais sensíveis sobre os componentes sobrecarregados. Tais coeficientes orientam a seleção e dimensionamento dos redespachos de geração e cortes de cargas, indicando a forma pela qual se obterão os resultados desejados, com as menores modificações possíveis em relação ao estado inicial do sistema.

As falhas ativas não são aqui analisadas pois são consideradas na etapa de continuidade de serviço.

As falhas temporárias não são consideradas, pois violações aos critérios de carregamento e tensão podem ser tolerados por curtos períodos de tempo, a menos que afetem a estabilidade do sistema. Estas falhas porém, estão fora do escopo deste trabalho.

Os desligamentos, decorrentes de saídas para manutenção preventiva de componentes pertencentes a cortes de primeira ordem ou falhas decorrentes de superposição de falhas forçadas e saídas para manutenção preventiva são considerados na etapa de continuidade de serviço.

O programa desenvolvido para computador adota, nesta etapa, a representação das condições ambientais através de um único estado de tempo. A referência (12), usando os Processos de Markov, mostra que o efeito da consideração das condições ambientais através de dois estados (normal e adverso) na probabilidade de falhas do sistema é dependente do grau de redundância da configuração sob estudo. Mostra, através de um sistema exemplo com duas linhas paralelas, que enquanto a probabilidade de ter duas linhas simultaneamente fora de serviço cresce rapidamente com o aumento da porcentagem de indisponibilidades durante tempo adverso a probabilidade de uma das linhas estar disponível decresce levemente. Lembra, que a taxa anual de falhas é constante e, portanto, quando a taxa de falhas sob tempo adverso aumenta a taxa de falhas sob tempo normal decresce. Afirma, em outras palavras, que a inclusão de um segundo estado para a representação da influência das condições atmosféricas somente afetará significativamente as falhas catastróficas, ou seja, a perda de ambos os circuitos, para o exemplo citado. Tal situação, que reflete um ilhamento de cargas, é representada na etapa que analisa falhas por perda de continuidade de serviço, onde a modelagem das condições atmosféricas inclui o efeito de dois estados ambientais.

4.2 - REPRESENTAÇÃO DAS FALHAS.

O cálculo dos índices de confiabilidade requer a modelagem probabilística dos modos de falha do sistema, bem como, a modelagem, também estatística, das curvas de carga para a representação das solicitações ao sistema.

Este ítem apresenta a modelagem adotada para as falhas do sistema, falhas do ponto de carga e modelo de carga.

4.2.1 - Falhas do Sistema.

As falhas do sistema dependem, fundamentalmente, da sua configuração, da disponibilidade de energia e da demanda requerida no período em estudo.

Para uma certa configuração decorrente de uma contingência i , um despacho especificado de geração e uma dada solicitação de carga, existirão limites máximos de suprimento, L_{ij} , para cada barra j , acima dos quais haverá violação de critérios de qualidade de serviço.

Esta consideração permite que, através de uma simulação de um fluxo de carga para cada contingência, em situação de carga máxima, se determine se poderá ou não haver violação dos critérios de qualidade de serviço. Durante uma contingência i , um estado de falha fica caracterizado quando a carga de uma barra j , C_j , ultrapassa o limite máximo admissível nesta barra, L_{ij} .

Considerou-se, para a implementação computacional, que os limites L_{ij} são aqueles obtidos para a situação de carga máxima e para o despacho de geração que apresenta a maior redução no carregamento dos elementos sobrecarregados. Esta distribuição da geração é fruto do redespacho, que é a primeira medida adotada após uma emergência na tentativa de trazer o sistema a operar dentro dos critérios de planejamento.

4.2.2 - Representação das Falhas Por Contingência e Por Ponto de Carga.

As simulações de contingências objetivam detectar aquelas configurações nas quais, sob determinadas condições de carga, os critérios de qualidade de serviço poderão ser violados, colocando em risco a integridade dos componentes remanescentes no sistema.

Se medidas operativas não permitem o restabelecimento da operação do sistema dentro dos critérios torna-se necessário efetuar cortes de carga.

Os cortes de carga poderão ser mantidos durante todo o tempo necessário ao restabelecimento dos componentes falhados ou somente durante o período que a demanda for maior que o carregamento máximo permitido pela contingência.

Um modelo adequado para representar falhas de componentes nas condições descritas é apresentado a seguir (13). Derivado do modelo a quatro estados mostrado no Capítulo II (Fig.2.2.6. do item 2.2), este modelo é completo para as aplicações de planejamento, que utilizam as probabilidades estacionárias, pois seu enfoque não está centrado em aplicações de curto prazo.

Para as contingências duplas o estado 1 representa a condição de suprimento normal do sistema e os estados 2 e 3 representam a falha simultânea dos dois componentes em análise. Portanto, nestes casos, as taxas de falha e de reparo referem-se as taxas equivalentes de saída simultânea dos dois componentes.

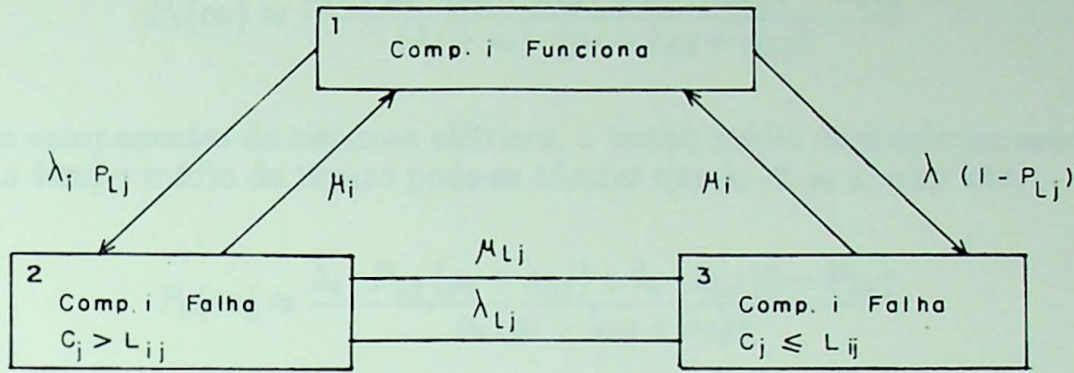


Fig.4.2.2.1 - Modelo a Três Estados: contingência j , barra i

onde:

- λ_i - taxa de falha
- μ_i - taxa de reparo
- P_{Lj} - probabilidade da carga da barra j ser maior que o limite L_{ij} , para a contingência do componente i
- μ_{Lj} - taxa de transição da carga de maior para menor que o limite L_{ij}
- λ_{Lj} - taxa de transição da carga de menor para maior que o limite L_{ij} , dada pelo recíproco do tempo médio de permanência da carga em valores menores que o limite, r_{ij}
- C_j - carga na barra j
- L_{ij} - carga máxima admissível no ponto de carga j , na configuração i do sistema, para as demandas especificadas

Conhecido L_{ij} determina-se, no modelo de cargas correspondente à barra j , os valores de P_{Lj} , λ_{Lj} e μ_{Lj} . Quando L_{ij} estiver situado entre dois níveis do modelo de carga, duas opções poderão ser adotadas:

- obter os parâmetros por interpolação;
- considerar um corte de carga igual ao nível mais próximo e que proporciona o maior corte.

Para a implementação computacional adotou-se a segunda alternativa.

As equações que traduzem o comportamento do modelo apresentado, ao longo do tempo, são da forma:

$$\begin{bmatrix} P_1'(t) & P_2'(t) & P_3'(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_1(t) & P_2(t) & P_3(t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\lambda_i & \lambda_i \cdot P_{Lj} & \lambda_i (1 - P_{Lj}) \\ \mu_i & -(\mu_i + \mu_{Lj}) & \mu_{Lj} \\ \mu_i & \lambda_{Lj} & -(\lambda_{Lj} + \mu_i) \end{bmatrix}$$

A solução destas equações, descrita no Apêndice I, conduz à probabilidade estacionária do estado de falha:

$$P_2(\infty) \approx \frac{\lambda_i \cdot P_{Lj} \cdot (\mu_i + \lambda_{Lj}) + \lambda_i \cdot \lambda_{Lj} (1 - P_{Lj})}{(\lambda_i + \mu_i) \cdot (\mu_i + \lambda_{Lj} + \mu_{Lj})}$$

Como, para componentes de sistemas elétricos, o tempo médio de funcionamento é muito maior que o tempo médio de reparo pode-se afirmar que $\lambda_i \ll \mu_i$ e, com isto:

$$P_2(\infty) \approx \frac{\lambda_i \cdot P_{Lj} (\mu_i + \lambda_{Lj}) + \lambda_i \cdot \lambda_{Lj} (1 - P_{Lj})}{\mu_i (\mu_i + \lambda_{Lj} + \mu_{Lj})}$$

sendo:

$$\mu_i (\mu_i + \lambda_{Lj} + \mu_{Lj}) \gg \mu_{Lj} \cdot \lambda_{Lj}$$

tem-se:

$$\mu_i (\mu_i + \lambda_{Lj} + \mu_{Lj}) \approx (\mu_i + \lambda_{Lj}) (\mu_i + \mu_{Lj})$$

e a equação da probabilidade estacionária de falha reduz-se a:

$$P_2(\infty) = \left[\lambda_i \cdot P_{Lj} + \lambda_i \cdot \lambda_{Lj} (1 - P_{Lj}) \cdot \frac{1}{(\mu_i + \lambda_{Lj})} \right] \frac{1}{(\mu_i + \mu_{Lj})} \quad (4.1)$$

Considerando-se, que a duração média dos períodos de falha, τ , é muito menor que dos períodos de funcionamento, m :

$$f = \frac{1}{m + \tau} \approx \frac{1}{m} = \lambda$$

ou seja, a taxa de falha pode ser aproximada pela frequência de falha. E considerando-se (2.15b):

$$\lambda_2 \approx f_2 = P_2(\infty) \cdot \mu_2 = P_2(\infty) \cdot (\mu_i + \mu_{Lj})$$

ou:

$$P_2(\infty) = \lambda_i \cdot P_{Lj} + \lambda_i \cdot \lambda_{Lj} (1 - P_{Lj}) \cdot \frac{\tau_i \cdot \tau_{Lj}}{\tau_i + \tau_{Lj}} \quad (4.2)$$

e a duração média de permanência no estado "em falha" será:

$$\tau_2 = \frac{1}{\mu_2} = \frac{1}{\mu_i + \mu_{Lj}}$$

$$r_2 = \frac{r_i \cdot r_{Lj}}{r_i + r_{Lj}} \quad (4.3)$$

a indisponibilidade média anual é dada por:

$$U_2 = \lambda_2 \cdot r_2 \quad (4.4)$$

Se após efetuado um corte de carga, e ainda durante o tempo de reparo do componente, a demanda se reduz a valores inferiores ao limite máximo permitido pela contingência em estudo, a carga desconectada poderá ser religada ou permanecer fora do sistema aguardando o reparo ou substituição do componente em falha.

As equações até aqui obtidas foram para a primeira alternativa. O equacionamento para a segunda alternativa diferirá pelo fato de não existir retorno do estado 2 para o estado 3, isto é, $\mu_{Lj} = 0$, resultando:

$$P_2(\infty) = \left(\lambda_i \cdot P_{Lj} + \lambda_i \cdot \lambda_{Lj} (1 - P_{Lj}) \cdot \frac{1}{\mu_i + \lambda_{Lj}} \right) \cdot \frac{1}{\mu_i} \quad (4.5)$$

$$\lambda_2 = \lambda_i \cdot P_{Lj} + \lambda_i \cdot \lambda_{Lj} (1 - P_{Lj}) \cdot \frac{r_i \cdot r_{Lj}}{r_i + r_{Lj}} \quad (4.6)$$

$$r_2 = \frac{1}{\mu_i} = r_i \quad (4.7)$$

Através deste modelo é, então, possível calcular as taxas de falha, a duração média, a indisponibilidade anual, e a probabilidade de falha, por contingência i e por ponto de carga afetado j .

Como estes índices não diferenciam valores grandes e pequenos de potência cortada são adotados mais dois índices: a *demanda média não suprida*, DNS_{ij} , e a *energia média não suprida*, ENS_{ij} .

A partir do conhecimento do comportamento da carga, representada pela *curva de duração de cargas* $C_j(t)$, e sabendo-se que a área por ela delimitada representa a energia requerida na barra j ao longo do período modelado, pode-se afirmar que a área delimitada pela curva e pelo limite L_{ij} é a energia não suprida ao ponto de carga j , E_{ij} , caso esta limitação ao suprimento, imposta pela contingência i , permaneça durante todo o período representado:

$$E_{ij} = \int_0^{t_1} C_j(t) dt - L_{ij} \cdot t_1$$

assim, para o ponto de carga j , contingência i e um limite de carga L_{ij} :

$$DNS_{ij} = \frac{E_{ij}}{t_i} \quad (4.8)$$

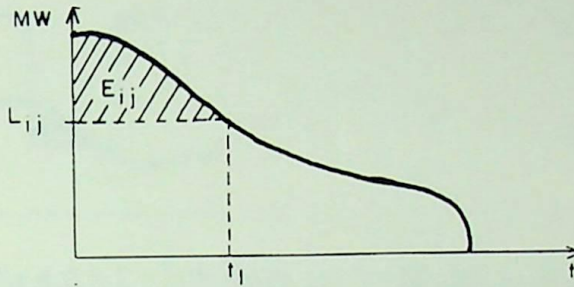


Fig.4.2.2.2 - Curva de Duração de Cargas $C_j(t)$

Conhecida a demanda média não suprida e a indisponibilidade média anual, por contingência e por barra, obtém-se a *energia média não suprida*:

$$ENS_{ij} = DNS_{ij} \cdot U_i \quad (4.9)$$

4.2.3 - Modelagem da Carga.

Os índices de confiabilidade devem refletir, além da frequência e duração média das interrupções do suprimento, a magnitude dos cortes de carga e, para isto, uma adequada modelagem das demandas é indispensável.

A Fig.4.2.3.1 ilustra a influência do comportamento da demanda nos cortes de carga, através da superposição de um ciclo de ocorrências de uma contingência i e de uma curva de cargas. A área hachuriada representa a energia não suprida.

Dois modelos são utilizados neste trabalho: um modelo de transição a dois estados e uma curva de duração de cargas.

4.2.3.1 - Modelo De Transição A Dois Estados.

A representação do comportamento da carga é requerida no modelo de falhas proposto no Ítem 4.2.2, onde é simulada a variação da demanda em relação a um nível L_{ij} . Esta variação é representada através de um modelo a dois estados, caracterizado pelas taxas de transição λ_{Lk} e μ_{Lk} e pela probabilidade, $P\{C > L_k\}$, da carga ser superior aos níveis L_k pesquisados.

A partir de uma curva horária de carga obtém se o processo estocástico representativo de suas variações em relação a um dado nível L_k através de um processo de renovação a dois

estados, Fig.4.2.3.2, onde o estado 1 representa cargas maiores que o nível L_k e o estado 2 representa cargas menores ou iguais ao nível L_k .



Fig.4.2.3.1 - Influência da Variação da Curva de Cargas
 (a) capacidade do sistema em condição normal
 (b) capacidade do sistema durante a contingência
 (c) curva de demanda

O procedimento a seguir descrito deverá ser repetido para tantos níveis de carga quantos se façam necessários. Quanto maior o número de níveis pesquisados maior será a precisão no cálculo dos parâmetros. Deve-se, no entanto, usar de bom senso na sua escolha, pois, a partir de certo estágio, seu aumento pode não ser mais interessante, em função das imprecisões com que se trabalha e das possíveis modificações na composição das cargas ao longo do tempo.

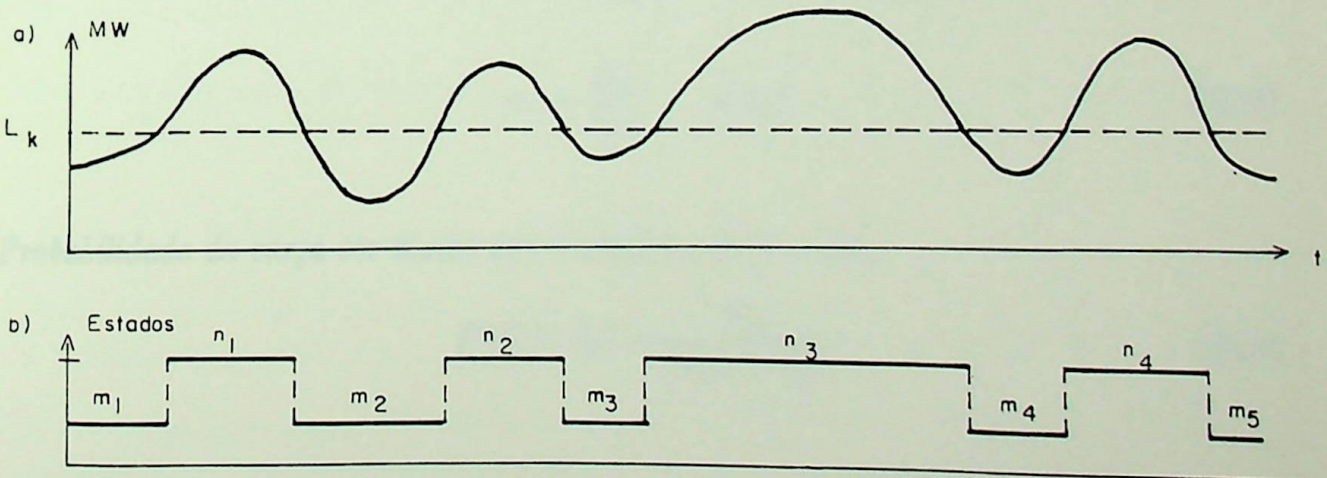


Fig.4.2.3.2 - (a) Curva de Carga Horária
 (b) Processo Estocástico Correspondente

De posse da realização passada do processo estocástico calcula-se os três parâmetros seguintes para tantos níveis de demanda L_k quantos sejam desejados:

N_{Lk} número de transições da carga de valores menores para maiores que o nível L_k

D_{Lk} somatório das durações dos períodos em que a carga é maior que o nível L_k , em horas

d_{Lk} somatório das durações dos períodos em que a carga é menor que o nível L_k , em horas

Um modelo de transição a dois estados é mostrado na Fig.4.2.3.3 e os parâmetros que o representam são obtidos como segue:

Taza de transição da carga de menor para maior que o nível L_k :

$$\lambda_{Lk} = \frac{N_{Lk}}{d_{Lk}} \quad (\text{transições/unidade de tempo}) \quad (4.10)$$

Taza de transição da carga de maior para menor que o nível L_k :

$$\mu_{Lk} = \frac{N_{Lk}}{D_{Lk}} \quad (\text{transições/unidade de tempo}) \quad (4.11)$$

Duração média de permanência no estado 1, r_H , e no estado 2, r_L :

$$r_H = \frac{D_{Lk}}{N_{Lk}} \quad \text{horas} \quad (4.12)$$

$$r_L = \frac{d_{Lk}}{N_{Lk}} \quad \text{horas} \quad (4.13)$$

Probabilidade da carga ser maior que o nível L_k , $P\{C > L_k\}$:

$$P\{C > L_k\} = \frac{D_{Lk}}{(D_{Lk} + d_{Lk})} \quad (4.14)$$

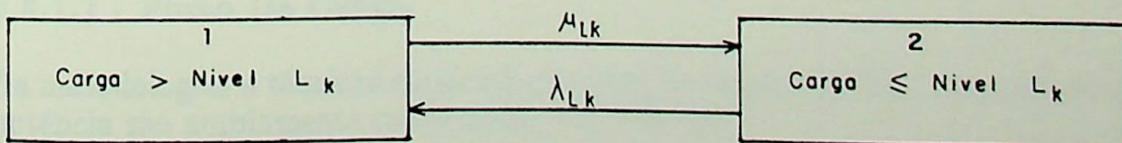


Fig.4.2.3.3 - Modelo a Dois Estados - Representação da Carga

4.2.3.2 - Curva De Duração De Cargas.

Para o cálculo da energia média não suprida é requerida a representação da carga através de uma *curva de duração de cargas*.

A curva, para um ponto de carga j , é definida por pares ordenados, tendo como ordenada os i níveis de carga pesquisados e como abscissas os correspondentes somatórios das durações dos períodos em que a carga permanece maior ou igual ao nível L_i .

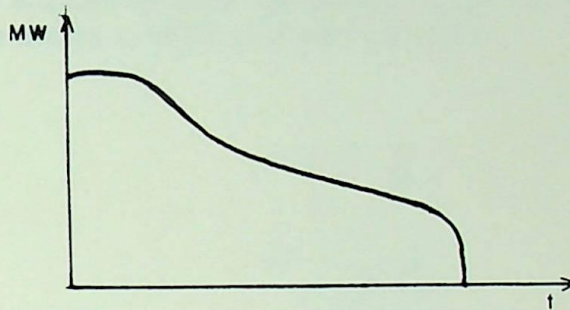


Fig.4.2.3.4 - Curva De Duração De Cargas

Uma curva de duração de cargas fornece, para cada valor de demanda, o tempo em que a carga se mantém superior ou igual a este valor. Desta forma a área sob a curva representa a energia requerida no ponto de carga, durante o período representado.

4.3 - PROCEDIMENTOS E TÉCNICAS DE SIMULAÇÃO.

Este item apresenta os procedimentos e técnicas adotadas nos estudos de confiabilidade, sob um critério de qualidade de serviço, desenvolvidos nesta dissertação.

4.3.1 - A Simulação das Contingências.

O primeiro passo em um estudo de confiabilidade, na etapa que analisa as falhas decorrentes da violação de critérios de qualidade de serviço é a simulação das contingências.

Os sub-ítems, que seguem, descrevem o método de fluxo de carga e as técnicas de seleção e simulação de contingências adotados.

4.3.1.1 - Fluxo De Carga.

As metodologias e técnicas de simulação para os estudos de fluxo de carga em sistemas de potência são amplamente conhecidas (14) (42) (43).

Por razões já apresentadas em itens anteriores adotou-se, no presente trabalho, o método de fluxo de carga linearizado, conhecido como "Fluxo de Carga DC".

A solução da rede é obtida através da aplicação da equação (2.10), deduzida no Apêndice II, transcrita a seguir:

$$[P_n] = [B] \cdot [\theta] \quad (4.15)$$

onde:

- $[P_n]$ - vetor das potências ativas injetadas nas barras
- $[\theta]$ - vetor dos ângulos de fases das tensões nodais
- $[B]$ - matriz de ordem n cujos componentes são:

$$b_{ik} = -\frac{1}{X_{ik}}$$

$$b_{ii} = \sum_{\substack{k \in \eta_i \\ k \neq i}} \frac{1}{X_{ik}}$$

onde os índices i e k referem-se aos nós do sistema e $k \in \eta_i$ indica o conjunto de todos os nós ligados ao nó i .

O fluxo de potência ativa em uma linha $m - n$ será:

$$P_{mn} = \frac{\theta_m - \theta_n}{X_{mn}} \quad (4.16)$$

onde:

$\frac{1}{X_{mn}}$ - susceptância da linha

$\theta_m - \theta_n$ - deslocamento angular entre as barras m e n , terminais da linha i

Este método é bastante atraente no que se refere ao tempo de processamento, pois sua solução resume-se à resolução de um sistema de equações lineares, não requerendo o uso de técnicas iterativas.

4.3.1.1.1 - Consideração das Perdas no Fluxo de Carga DC.

Ao desprezar a resistência série dos ramos nas equações gerais de fluxo de carga, para a obtenção das equações linearizadas, tem-se como consequência a não consideração das perdas ativas.

Para a consideração das perdas o procedimento a seguir descrito pode ser adotado.

Os valores das correntes e das potências em um ramo são iguais, quando dados em pu. Com isto pode-se afirmar:

$$L_{mn} = r_{mn} \cdot P_{mn}^2$$

onde:

L_{mn} - potência, em pu, dissipada no ramo $m - n$

r_{mn} - resistência do ramo $m - n$

P_{mn} - fluxo de potência no ramo $m - n$

Desta forma, podem-se calcular as potências dissipadas em ramos conectados a uma barra m e alocar metade do somatório desses valores, como carga, a esta barra para um novo processamento de fluxo de carga.

$$C_m = \frac{1}{2} \sum_{j \in \eta m} r_{mj} \left(\frac{\theta_m - \theta_j}{X_{mj}} \right)^2 \quad (4.17)$$

onde $j \in \eta m$ representa o conjunto de todas as linhas diretamente ligadas a barra m .

Assim, o cálculo do fluxo de carga pelo método DC considerando perdas exige a simulação de dois fluxos de carga: o primeiro para a obtenção do vetor dos ângulos de fase das tensões nodais sem considerar perdas e o segundo, após a correção das potências líquidas injetadas.

4.3.1.2 - Seleção das Contingências.

Para a seleção das contingências a serem simuladas são apresentadas três alternativas:

- simulação de todas as contingências;
- simulação das contingências indicadas pelo planejador;
- simulação das contingências indicadas por um critério automático de seleção.

A simulação de todas as contingências se mostra proibitiva em sistemas de médio e grande porte, mesmo quando se empregam técnicas computacionais que não exigem grande tempo de processamento, tais como, o fluxo de carga desacoplado rápido (31) ou o fluxo de carga DC.

A simulação das contingências indicadas com base na experiência do planejador e na sua intuição pode ser um procedimento inadequado em virtude da possibilidade de omissão de casos críticos.

De uma forma geral, todos os métodos de seleção automática de contingências partem de um índice de desempenho definido, como uma função do carregamento das linhas (32) (33) (51) (52):

$$I_d = \sum_{i=1}^N \frac{W_i}{2^n} \left(\frac{|P_i|}{P_{imax}} \right)^{2n} \quad (4.18)$$

onde:

- P_i - fluxo de potência ativa na linha
- P_{imax} - capacidade da linha i
- W_i - coeficiente de penalidade
- N - número de ramos da rede
- n - constante a definir. Nos estudos realizados adotou-se $n = 1$

Uma predição do valor do índice de desempenho do sistema para cada contingência pode ser obtida através da expansão de I_d em série de Taylor como uma função da susceptância B_j da linha indisponível j .

$$\hat{I}_d = \sum_{n=0}^M \frac{\Delta B_i}{n!} \cdot \frac{\partial^n I_{di}}{\partial B_i^n}$$

onde:

- B_i - variação da susceptância da linha i ($\Delta B_i = -B_i$ para a saída da linha i)
- $\frac{\partial^n I_{di}}{\partial B_i^n}$ - derivada da n -ésima ordem do índice de desempenho com respeito a susceptância da linha i
- M - máxima ordem da derivada

Uma avaliação da sensibilidade de I_d em relação a à variações da susceptância das linhas através do gradiente obtido pela sua derivada de primeira ordem é indicado nas referências (33) e (34). A consideração de derivadas de maior ordem é proposta nas referências (51) e (52), que conclui, para o sistema elétrico estudado, pela utilização do cálculo do fluxo de carga através do método DC e sua aplicação em (4.18).

A seleção automática de contingências visa uma identificação rápida daquelas que, por serem mais críticas, necessitam de um estudo mais rigoroso, portanto, o valor exato do índice de desempenho para cada contingência não é relevante. O que é importante é a variação do índice de desempenho com as indisponibilidades dos componentes.

A sensibilidade dos índices de desempenho às variações das susceptâncias das linhas é dada pelo gradiente:

$$\text{Grad}(I_d) = \left[\frac{\partial I_d}{\partial B_1} \quad \frac{\partial I_d}{\partial B_2} \quad \dots \quad \frac{\partial I_d}{\partial B_n} \right]$$

Considerado-se a equação (4.15), do fluxo de carga DC, I_d fica:

$$I_d = \sum_{i=1}^N \frac{W_i}{2} \left(\frac{|B_i \cdot \theta_i|}{P_{imax}} \right)^2 \quad (4.19)$$

Um componente j do gradiente é dado por:

$$\frac{\partial I_d}{\partial B_j} = \frac{\partial I_d}{\partial \theta_i} \cdot \frac{\partial \theta_i}{\partial B_j} \quad (4.20)$$

de (4.19) obtém-se:

$$\frac{\partial I_d}{\partial \theta_i} = \sum_{i=1}^N W_i \cdot \frac{B_i \cdot \theta_i}{P_{imax}} \cdot \frac{B_i}{P_{imax}} \cdot \text{sinal}(B_i \cdot \theta_i) \quad (4.21)$$

e de (4.15):

$$\frac{\partial [\theta]}{\partial B_j} = \frac{\partial [B]^{-1}}{\partial B_j} \cdot [P]$$

sendo:

$$\frac{\partial [B]^{-1}}{\partial B_j} = -[B]^{-1} \cdot \frac{\partial [B]}{\partial B_j} \cdot [B]^{-1}$$

e fazendo:

$$\frac{\partial [B]}{\partial B_j} = [M_j] \cdot [M_j]^T$$

onde $[M_j]$ é um vetor coluna formado por zeros exceto para os componentes m e n , terminais do ramo j , os quais são 1 e -1, respectivamente. Assim:

$$\begin{aligned} \frac{\partial [\theta]}{\partial B_j} &= -[B]^{-1} \cdot [M_j] \cdot [M_j]^T \cdot [B]^{-1} \cdot [P] = [B]^{-1} \cdot [M_j] \cdot [M_j]^T \cdot [\theta] \\ \frac{\partial [\theta]}{\partial B_j} &= -[B]^{-1} \cdot [M_j] \cdot (\delta_m - \delta_n) = -[B]^{-1} \cdot [M_j] \cdot \theta_j \end{aligned}$$

para obter $\frac{\partial \theta_i}{\partial B_j}$ multiplica-se a equação acima por $[M_i]^T$:

$$\frac{\partial \theta_i}{\partial B_j} = -[M_i]^T \cdot [B]^{-1} \cdot [M_j] \cdot \theta_j \quad (4.22)$$

usando-se (4.21) e (4.22) e reescrevendo-se a equação (4.20):

$$\frac{\partial I_d}{\partial B_j} = \sum_{i=1}^N W_i \cdot \frac{B_i \cdot \theta_i}{P_{imax}} \cdot \frac{B_i}{P_{imax}} \cdot \text{sinal}(B_i \cdot \theta_i) \cdot [M_i]^T \cdot [B]^{-1} \cdot [M_j] \cdot \theta_j$$

sendo:

$$[M_i]^T \cdot [B]^{-1} \cdot [M_j] = [M_j]^T \cdot [B]^{-1} \cdot [M_i]$$

fica:

$$\frac{\partial I_d}{\partial B_j} = -[M_j]^T \cdot [B]^{-1} \left(\sum_{i=1}^n W_i \cdot \frac{B_i \cdot \theta_i}{P_{imax}} \cdot \text{sinal}(B_i \cdot \theta_i) \cdot \frac{B_i \cdot [M_i]}{P_{imax}} \right) \cdot \theta_j$$

definindo-se:

$$[\hat{P}] = - \sum_{i=1}^N W_i \cdot \frac{B_i \cdot \theta_i}{P_{imax}} \cdot \text{sinal}(B_i \cdot \theta_i) \cdot \frac{B_i \cdot [M_i]}{P_{imax}} \quad (4.23)$$

fica:

$$\frac{\partial I_d}{\partial B_j} = [M_j]^T \cdot [B]^{-1} \cdot [\hat{P}] \cdot \theta_j = [M_j]^T \cdot [\hat{\theta}] \cdot \theta_j$$

e finalmente:

$$\frac{\partial I_d}{\partial B_j} = \hat{\theta}_j \cdot \theta_j \quad (4.24)$$

Desta forma, o vetor dos gradientes é calculado mediante o processamento de dois fluxos de carga. Um para o caso base original:

$$[\theta] = [B]^{-1} \cdot [P]$$

e o outro para o sistema original, porém com o vetor modificado, conforme a equação (4.23), das potências injetadas nas barras:

$$[\hat{\theta}] = [B]^{-1} \cdot [\hat{P}]$$

Os seguintes passos são adotados:

- solução do fluxo de carga DC do sistema original usando o *método de eliminação de Gauss*;
- cálculo do novo vetor de potências injetadas, equação (4.23);
- cálculo dos ângulos das tensões das barras, pelo *método forward-backward*, com o novo vetor das potências injetadas;
- cálculo do vetor dos gradientes usando (4.24);
- ordenação das contingências.

4.3.1.2.1 - Eliminação dos Ramos com Baixo Carregamento.

A equação (4.18) pode ser modificada para permitir a eliminação dos ramos com baixo carregamento do cômputo dos índices de desempenho:

$$I_d = \sum_{i=1}^N \frac{W_i}{2n} \cdot f \left(\frac{|P_i|}{P_{imax}} - k \right) \quad (4.25)$$

onde:

$$f(x) = \begin{cases} 0, & \text{se } x \leq 0 \\ x^{2n}, & \text{se } x > 0 \end{cases}$$

ou seja, k é um valor entre 0 e 1, que elimina a participação das linhas com carregamento igual ou inferior a $100 \cdot k$ % no cálculo do novo vetor de potências injetadas, o qual fica:

$$[\hat{P}] = - \sum_{i=1}^N W_i \cdot f \left(\frac{B_i \cdot \theta_i}{P_{imax}} - k \right) \cdot \text{signal}(B_i \cdot \theta_i) \cdot \frac{B_i \cdot [M_i]}{P_{imax}} \quad (4.26)$$

4.3.1.2.2 - O Coeficiente de Penalidade W_i .

O coeficiente W_i tem como objetivo destacar os ramos com determinadas características visando melhorar a qualidade da lista ordenada de contingências.

O uso deste coeficiente é discutido no caso exemplo apresentado no Apêndice III.

Seja:

$$\hat{B} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N B_i$$

$$\hat{P} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N P_{imax}$$

onde B_i é a susceptância da linha i .

As opções implementadas são:

- 1) Coeficiente de penalidade não é usado:

$$W_i = 1$$

- 2) Destaca os elemento de menor reatância por nível decrescente de capacidade de transporte:

$$W_i = \frac{B_i}{\hat{B}} \cdot \frac{P_{imax}}{\hat{P}}$$

- 3) Destaca os elementos de maior reatância e por nível decrescente de capacidade de transporte em regime normal:

$$W_i = \frac{\hat{B}}{B_i} \cdot \frac{P_{imax}}{\hat{P}}$$

- 4) Destaca os elementos de maior capacidade de transmissão em regime de emergência:

$$W_i = \frac{P_{imax}(emerg)}{\hat{P}}$$

- 5) Destaca as linhas de maior reatância:

$$W_i = \frac{\hat{B}}{B_i}$$

4.3.1.3 - Simulação das Contingências.

O fluxo de carga das contingências é obtido através dos ângulos de fase das tensões de barra calculadas para o caso base, portanto, sem a necessidade de simular um caso completo para cada contingência.

Para o caso base:

$$[P] = [B_0] \cdot [\theta_0]$$

A contingência de um ramo j , que liga as barras m e n , pode ser vista como uma variação Δb_{mn} na sua susceptância, implicando em uma mudança em $[B_0]$ e conseqüentemente em $[\theta_0]$:

$$[P] = [B_0] \cdot [\theta_0] = ([B_0] + [\Delta B]) \cdot ([\theta_0] + [\Delta\theta])$$

de onde:

$$[\Delta\theta] = -[B_0]^{-1} \cdot [\Delta B] \cdot ([\theta_0] + [\Delta\theta])$$

sendo:

$$[\Delta B] = \Delta b_{mn} \cdot [M_j] \cdot [M_j]^T$$

$$[\Delta\theta] = -\Delta b_{mn} \cdot [B_0]^{-1} \cdot [M_j] \cdot [M_j]^T ([\theta_0] + [\Delta\theta])$$

fazendo:

$$[B_0]^{-1} \cdot [M_j] = [X]$$

$$[\Delta\theta] = -\Delta b_{mn} \cdot [X] \cdot [M_j]^T ([\theta_0] + [\Delta\theta])$$

e sendo:

$$[M_j]^T \cdot [\theta_0] = \delta_m - \delta_n = \theta_j$$

$$[M_j]^T \cdot [\Delta\theta] = \Delta\delta_m - \Delta\delta_n = \Delta\theta_j$$

fica:

$$[\Delta\theta] = -\Delta b_{mn} \cdot [X] \cdot (\theta_j + \Delta\theta_j) \quad (4.27)$$

pré-multiplicando por $[M_j]^T$:

$$\Delta\theta_j = -\Delta b_{mn} \cdot [M_j]^T \cdot [X] \cdot (\theta_j + \Delta\theta_j)$$

explicitando-se $\Delta\theta_j$ na equação acima e substituindo em (4.27):

$$[\Delta\theta] = -\frac{\Delta b_{mn} \cdot \theta_j \cdot [X]}{1 + \Delta b_{mn} \cdot [M_j]^T \cdot [X]} \quad (4.28)$$

e assim obtém-se os ângulos de fase para a contingência do ramo j a partir dos ângulos de fase do caso base:

$$[\theta] = [\theta_0] + [\Delta\theta]$$

4.3.2 - Eliminação das Sobrecargas.

Após a detecção de uma contingência que, para as condições analisadas, provoca violação de critério de qualidade de serviço, a primeira medida a ser analisada é a possibilidade de encontrar, através de um redespacho de geração, um novo estado aceitável de operação do sistema. Caso esta medida se torne insuficiente cortes de cargas deverão ser efetuados.

Tanto o redespacho da geração como os cortes de carga deverão ser efetuados nos pontos do sistema, que mais fortemente influenciam as violações detectadas, de forma a minimizá-las. Isto é feito mediante o uso de coeficientes de influência de barras. Naturalmente, que uma implementação computacional deverá permitir a representação de restrições aos redespachos de geração ou cortes de cargas determinados por limitações do sistema ou políticas e prioridades de operação ou suprimento.

4.3.2.1 - Coeficientes de Influência de Barras.

Os coeficientes de influência de barras (46) permitem determinar o grau de influência das variações da potência injetada em cada barra sobre o fluxo de carga em determinado ramo do sistema.

Considere-se um sistema com n barras cuja matriz de susceptâncias $[B]$ é conhecida e se deseja saber qual é a variação nos ângulos de fase das tensões das barras, $[\Delta\theta]$, decorrente da aplicação de uma variação $[\Delta P]$ nas potências injetadas nas barras, tendo-se como restrição:

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_i = 0$$

Partindo-se da equação do fluxo de carga DC:

$$[P] = [B] \cdot [\theta]$$

tem-se:

$$[P] + [\Delta P] = [B] \cdot \{[\theta] + [\Delta\theta]\}$$

tem-se:

$$[\Delta\theta] = [B]^{-1} \cdot [\Delta P]$$

logo, a variação no ângulo de fase das tensões das barras p e q será:

$$\Delta\delta_p = \sum_{i=1}^n B_{pi}^{-1} \cdot \Delta P_i$$

$$\Delta\delta_q = \sum_{i=1}^n B_{qi}^{-1} \cdot \Delta P_i$$

onde:

B_{jk}^i elemento da linha j e coluna k da matriz $[B^{-1}]$
 P_i variação da potência líquida injetada na barra i

A variação no fluxo de potência no ramo $p - q$, ΔP_{pq} , fica:

$$\begin{aligned} \Delta P_{pq} &= B_{pq} (\Delta\delta_p - \Delta\delta_q) \\ \Delta P_{pq} &= B_{pq} \cdot \sum_{i=1}^n (B_{pi}^{-1} - B_{qi}^{-1}) \Delta P_i \end{aligned}$$

fazendo:

$$C_{i,pq} = B_{pq} (B_{pi}^{-1} - B_{qi}^{-1})$$

fica:

$$\Delta P_{pq} = C_{1,pq} \cdot \Delta P_1 + C_{2,pq} \cdot \Delta P_2 + \dots + C_{n,pq} \cdot \Delta P_n \quad (4.29)$$

Onde $C_{i,pq}$ é o "coeficiente de influência da barra i sobre a linha $p - q$ ".

4.3.2.2 - Redespacho de Geração.

Com o redespacho da geração busca-se uma redução ΔP_{pq} no fluxo de potência ativa da linha $p-q$. Para isto serão dados acréscimos $\Delta P_{ga,i}$ na geração de algumas barras e reduções $\Delta P_{gr,i}$ em outras, com a restrição:

$$\sum \Delta P_{ga,i} + \sum \Delta P_{gr,i} = 0$$

e de forma a minimizar:

$$\sum P_{ga,i} \quad \text{e} \quad \sum |\Delta P_{gr,j}|$$

Para isto, o redespacho das gerações é definido através dos coeficientes de influência de barras, calculados para esta linha:

$$\Delta P_{pq} = \sum C_{i,pq} \cdot \Delta P_{ga,i} + \sum C_{j,pq} \cdot \Delta P_{gr,j} \quad (4.30)$$

Na definição de um redespacho, capaz de reduzir o fluxo de carga na linha $p-q$ do montante ΔP_{pq} desejado, adota-se como procedimento atuar sobre pares de geradores, aumentando-se de um valor ΔP a potência ativa gerada na barra i e reduzindo de um mesmo valor o despacho da barra j .

A convenção adotada para a potência ativa gerada, P_i^G é:

$$P_i^G > 0 \quad \text{logo} \quad P_{gr,j} < 0 \quad \text{e} \quad P_{ga,i} > 0$$

com isto:

$$\Delta P_{pq} = (C_{i,pq} - C_{j,pq}) \cdot \Delta P \quad (4.31)$$

O que se pretende é uma redução no fluxo de carga da linha $p-q$, ou seja, que $\Delta P_{pq} < 0$, conseqüentemente que $(C_{i,pq} - C_{j,pq}) < 0$, de onde se conclui pela seguinte regra:

- deve-se aumentar a geração na central geradora i , que está localizada na barra cujo coeficiente de influência de barras é mínimo;
- deve-se reduzir a geração na central geradora j , que está localizada na barra cujo coeficiente de influência é máximo.

A seguir são apresentados, em duas etapas, por facilidade, os procedimentos adotados para o cálculo do redespacho das gerações:

a) **Existe Apenas Um Ramo Sobrecarregado.**

- i - selecionar um par de barras de geração, em uma lista ordenada através dos coeficientes de influência de barras, de acordo com a regra estabelecida;
- ii - calcular o redespacho ΔP requerido nas barras de geração selecionadas, de forma a produzir uma redução ΔP_{pq} no carregamento do ramo $p-q$, usando a equação (4.31);
- iii - testar se é viável um redespacho ΔP no par de barras de geração em estudo:

Se:

$$\Delta P < P_{GA,i} \quad \text{e} \quad \Delta P < P_{GR,j}$$

$P_{GA,i}$ - incremento possível na geração da barra i

$P_{GR,j}$ - redução possível na geração da barra j

modifica-se o despacho das gerações e calcula-se o novo fluxo de potência. Caso a sobrecarga seja eliminada a contingência em análise não é caracterizada como um estado de falha.

Se:

$$\Delta P \geq P_{GA,i} \quad \text{e} \quad \Delta P \geq P_{GR,j} \quad \text{e} \quad P_{GA,i} < P_{GR,j} \quad \longrightarrow \quad \Delta P' = P_{GA,i}$$

$$\Delta P \geq P_{GA,i} \quad \text{e} \quad \Delta P \geq P_{GR,j} \quad \text{e} \quad P_{GA,i} > P_{GR,j} \quad \longrightarrow \quad \Delta P' = P_{GR,j}$$

$$\Delta P < P_{GA,i} \quad \text{e} \quad \Delta P \geq P_{GR,j} \quad \longrightarrow \quad \Delta P' = P_{GR,j}$$

$$\Delta P \geq P_{GA,i} \quad \text{e} \quad \Delta P < P_{GR,j} \quad \longrightarrow \quad \Delta P' = P_{GA,i}$$

ou seja, se em uma ou em ambas as centrais geradoras não for possível um redespacho de valor ΔP , adota-se um valor $\Delta P'$ igual a maior modificação, que pode ser feita simultaneamente nas duas centrais, e calcula-se a sobrecarga remanescente:

$$\Delta P'_{pq} = \Delta P_{pq} - (C_{i,pq} - C_{j,pq}) \Delta P' \quad (4.32)$$

A seguir faz-se $\Delta P_{pq} = \Delta P'_{pq}$ e retorna-se ao passo i, onde, para a formação de um novo par, a central geradora colocada imediatamente a seguir na lista ordenada substitui aquela que teve seu limite atingido.

Continua-se o processo até a eliminação da sobrecarga ou até não se dispor de mais centrais geradoras, que possam ser redespachadas.

b) Existe Mais Que Um Ramo Sobrecarregado.

Quando uma contingência provoca sobrecarga em mais que um ramo do sistema podem ocorrer situações nas quais o redespacho de uma central geradora poderá causar a redução no carregamento de um dos ramos e, simultaneamente, agravar a sobrecarga do outro, o que exige um tratamento diferenciado.

- i - Compara-se os coeficientes de influência de cada barra, calculados para cada linha sobrecarregada, a fim de detectar a existência de *coeficientes mistos*;

Considere-se uma contingência que sobrecarrega as linhas $p - q$ e $r - s$. Diz-se que uma barra i possui *coeficiente misto* quando:

$$C_{i,pq} > 0 \quad \text{e} \quad C_{i,rs} < 0$$

ou

$$C_{i,pq} < 0 \quad \text{e} \quad C_{i,rs} > 0$$

Em qualquer uma destas situações uma variação ΔP na potência injetada na barra i provocará um aumento no fluxo de uma das linhas e diminuição no da outra.

As barras que possuem *coeficientes mistos* não são incluídas no processo de redespacho de geração.

- ii - Calcula-se os *coeficientes acumulados de influência de barras*.

Estes coeficientes são obtidos mediante o somatório dos coeficientes de cada barra, associados a cada linha sobrecarregada, ponderados pela sobrecarga de cada linha:

$$C_{i,pq}(\text{acumulado}) = \frac{\sum_{j \in S} C_{i,j} \cdot \Delta P_j}{\sum_{j \in S} \Delta P_j} \quad (4.33)$$

onde $j \in S$ representa o conjunto das linhas em sobrecarga e ΔP_j é a sobrecarga da linha j .

- iii - Ordena-se as barras de acordo com os *coeficientes acumulados* e segue-se um processo similar ao apresentado para o procedimento (a), atuando inicialmente sobre a linha com maior carregamento.

4.3.2.3 - Cortes de Cargas.

Cortes de carga são efetuados para obter uma redução ΔP_{pq} no fluxo de potência de uma linha $p - q$. Para isto restringe-se, de um valor $P_{cr,i}$, a carga na barra i e, para manter o balanço de potência do sistema, efetua-se uma redução $\Delta P_{gr,j}$ de igual valor na barra de geração j .

Segundo a convenção adotada:

$$P_i^C < 0 \quad \text{logo} \quad \Delta P_{cr,i} > 0$$

$$P_i^G > 0 \quad \text{logo} \quad \Delta P_{gr,j} < 0$$

$$\text{logo} \quad \rightarrow \quad \Delta P = \Delta P_{cr,i} = -\Delta P_{gr,j}$$

Atuando sobre pares de barras, utilizando-se os *coeficientes de influência de barras*, calculados para a linha $p - q$, busca-se obter a redução desejada no fluxo de potência, mediante a implementação dos menores cortes de carga possíveis. De (4.29):

$$\begin{aligned} \Delta P_{pq} &= C_{i,pq} \cdot \Delta P_{cr,i} - C_{j,pq} \cdot \Delta P_{gr,j} \\ \Delta P_{pq} &= (C_{i,pq} - C_{j,pq}) \cdot \Delta P \end{aligned} \quad (4.34)$$

De onde se conclui, que para obter uma redução no carregamento da linha $p - q$, ou seja, $\Delta P_{pq} < 0$, a *regra* abaixo deve ser seguida:

- *reduzir a carga na barra cujo coeficiente de influência é mínimo;*
- *reduzir o despacho de potência ativa na barra de geração cujo coeficiente de influência é máximo.*

A seguir são apresentados procedimentos para o dimensionamento dos cortes de carga:

- i - selecionar as barras de acordo com a *regra* estabelecida, utilizando as listas de barras de carga e de geração ordenadas pelos coeficientes de influência de barras;
- ii - calcular o valor ΔP do corte de carga e da redução no despacho da geração a serem efetuados nas barras selecionadas, usando a equação (4.34);
- iii - testar se é viável executar a variação ΔP nas potências injetadas nas barras i e j .

Se:

$$\Delta P < P_{GR,j} \quad \text{e} \quad \Delta P < P_{CR,i}$$

onde:

$P_{GR,j}$ - redução possível na geração j

$P_{CR,i}$ - corte de carga possível na barra i

faz-se o redespacho da geração da barra j e o corte de carga da barra i . A seguir processa-se um novo fluxo de cargas para avaliar as modificações efetuadas. Caso seja eliminada a sobrecarga calcula-se as contribuições desta contingência aos índices de confiabilidade.

Se:

$$\begin{aligned} \Delta P \geq P_{GR,j} \quad \text{e} \quad \Delta P \geq P_{CR,i} \quad \text{e} \quad P_{GR,j} < P_{CR,i} &\longrightarrow \Delta P' = P_{GR,j} \\ \Delta P \geq P_{GR,j} \quad \text{e} \quad \Delta P \geq P_{CR,i} \quad \text{e} \quad P_{GR,j} > P_{CR,i} &\longrightarrow \Delta P' = P_{CR,i} \\ \Delta P < P_{GR,j} \quad \text{e} \quad \Delta P \geq P_{CR,i} &\longrightarrow \Delta P' = P_{CR,i} \\ \Delta P \geq P_{GR,j} \quad \text{e} \quad \Delta P < P_{CR,i} &\longrightarrow \Delta P' = P_{GR,j} \end{aligned}$$

ou seja, se a carga passível de corte na barra i , ou a redução possível na geração da barra j for menor que ΔP adota-se um valor $\Delta P'$ igual a maior redução que pode ser feita, simultaneamente, na carga e na geração e calcula-se a sobrecarga remanescente na linha $p - q$:

$$\Delta P'_{pq} = \Delta P_{pq} - (C_{i,pq}) \cdot \Delta P'$$

faz-se $\Delta P_{pq} = \Delta P'_{pq}$ e retorna-se ao passo i , onde será definida a barra de geração ou de carga que substituirá aquela que teve seu limite atingido.

O processo é continuado até a eliminação das sobrecargas.

4.3.2.4 - Transferências de Cargas.

A transferência de cargas entre subestações, durante interrupções do suprimento devidas a falhas forçadas permanentes, é um recurso operativo bastante utilizado em sistemas de subtransmissão e distribuição, permitindo um suprimento alternativo a parte ou a toda a carga interrompida até o restabelecimento do estado original do sistema.

A representação de um ponto de carga do sistema com recursos para n transferências de cargas é indicada, através de um diagrama de espaço de estados, na Fig.4.3.2.4.1.

No modelo proposto o *estado 1* representa o sistema em operação normal.

O *estado 2* representa o sistema logo após a ocorrência de uma falha que tenha desconectado todos os consumidores deste ponto de carga (perda total de continuidade) ou apenas parte das cargas (perda parcial de continuidade), antes porém que qualquer transferência de carga tenha sido executada.

O *estado 3* representa o sistema logo após a primeira operação de transferência de cargas e o estado $n + 2$ representa o sistema após a execução da n -ésima transferência de cargas.

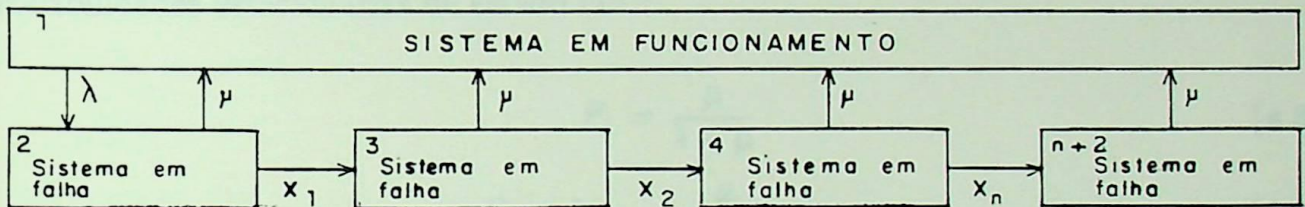


Fig.4.3.2.4.1 - Ponto de Carga Com Recurso Para Transferência de Carga

onde:

λ - taxa de falha do sistema

μ - taxa de reparo do sistema

X_n - taxa de transição do estado $n + 1$ para o estado $n + 2$; é o recíproco do tempo necessário para completar a operação deste estágio de transferência

Com exceção do *estado 1* todos os demais representam estados de falha, total ou parcial, do ponto de cargas.

Então, para o caso de perda total de continuidade, o espaço de estado adotado é uma extensão do modelo para saídas simples ou sobrepostas de componentes utilizado no Capítulo III, sendo as taxas de falha e de reparo as mesmas obtidas naquele modelo.

Para o caso de perda parcial de continuidade este modelo é uma extensão daquele apresentado na Fig.4.2.2.1, nos quais as transições para o estado de falhas (*estado 2*) a partir dos estados 1 e 3 foram combinadas. Assim o valor da taxa de falhas é dado pela equação (4.6), transcrita a seguir:

$$\lambda = \lambda_i \cdot P_{Lj} + \lambda_i \cdot \lambda_{Lj} (1 - P_{Lj}) \frac{r_i \cdot r_{Lj}}{r_i + r_{Lj}}$$

e a taxa de reparo, que é o recíproco do tempo médio de permanência no estado "em falha", pela equação (4.7):

$$\mu = \frac{1}{r_i}$$

A não adoção da equação (4.3) para o cálculo da taxa de reparo decorre da aceitação de que é razoável considerar, que havendo recursos para transferência de cargas estas só voltarão a ser supridas pelo ponto de carga normal após o completo restabelecimento do sistema.

Assim, a taxa de falha e o tempo médio de reparo são os mesmos, independentemente da existência ou não de recursos para transferência de cargas. A influência sobre os índices de confiabilidade, desta forma, far-se-á notar na energia e demanda média não suprida.

A partir do modelo da Fig.4.3.2.4.1 e da aplicação das técnicas de Markov obtêm-se as probabilidades estacionárias de estado (13):

$$P_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (4.35a)$$

$$P_2 = \lambda \frac{\mu}{(\lambda + \mu)(\mu + X_1)} \quad (4.35b)$$

$$P_k = \lambda \cdot \mu \prod_{i=1}^{k-2} X_i / (\lambda + \mu) \prod_{i=1}^{k-1} (\mu + X_i) \quad (4.35c)$$

para $k = 3, \dots, (n+1)$

$$P_{n+2} = \lambda \prod_{i=1}^n X_i / (\lambda + \mu) \prod_{i=1}^n (\mu + X_i) \quad (4.35d)$$

Assim a probabilidade de estar em um estado de falhas é:

$$P(\text{falha}) = \sum_{i=2}^{n+2} P_i$$

A equação (4.35c) pode ser escrita de uma forma recursiva:

$$P_k = P_{k-1} \cdot \frac{X_{k-2}}{\mu + X_{k-1}} \quad (4.36)$$

para $k = 3, \dots, (n+1)$

e a probabilidade do estado $(n + 2)$:

$$P_{n+2} = 1 - \sum_{i=1}^{n+1} P_i \quad (4.37)$$

Conhecendo-se, para um ponto de carga j , as potências S_m remanejáveis ao fim de cada estágio de transferência m e tendo obtido, através de uma simulação de fluxo de carga, a demanda máxima L_{ij} que pode ser suprida por este ponto durante uma contingência i , define-se a capacidade do sistema atender as cargas conectadas ao ponto de carga j , após cada estágio m de transferência, através de um novo limite de suprimento:

$$L_{ij,m} = L_{ij} + \sum_{k=1}^m S_k \quad (4.38)$$

Naturalmente, que L_{ij} é zero para as ocorrências que causam perda total de continuidade.

Calcula-se a demanda média não suprida no estado 2, DEM_2 , usando a equação (4.8) do ítem IV.2.2. De forma similar, após conhecidos os valores $L_{ij,m}$ pode-se obter as demandas médias não supridas após cada ação de transferência de carga:

$$DEM_m = \frac{\int_0^{t_m} C_j(t) dt - L_{ij,m} \cdot t_m}{t_m} \quad (4.39)$$

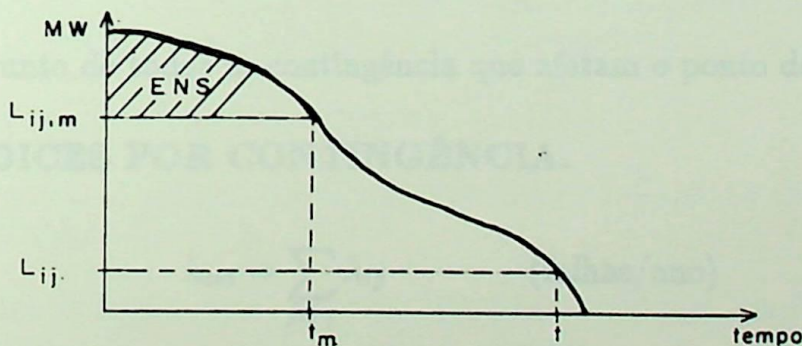


Fig.4.3.2.4.2 - Curva de Duração de Cargas

De posse das probabilidades estacionárias e das demandas médias não supridas, de cada estado de falha, calcula-se a energia não suprida ao ponto de carga j em função da contingência i , ENS_{ij} , durante o tempo de estudo t , o qual é frequentemente um ano:

$$ENS_{ij} = \sum_{m=2}^{n+2} DEM_m \cdot P_m \cdot t \quad (4.40)$$

e a demanda média não suprida ao ponto de carga j durante a contingência i será:

$$DNS_{ij} = \frac{ENS_{ij}}{\lambda \cdot r} \quad (4.41)$$

4.4 - ÍNDICES CALCULADOS.

Este ítem mostra como são acumulados os índices obtidos para as contingências i , que provocam violação a critérios de qualidade de serviço:

4.4.1 - ÍNDICES POR PONTO DE CARGA.

$$\lambda_{pcj} = \sum_{i \in \beta} \lambda_{ij} \quad (\text{falhas/ano})$$

$$U_{pcj} = \sum_{i \in \beta} U_{ij} \quad (\text{horas/ano})$$

$$P_{pcj} = U_{pcj} \quad (\text{horas/hora})$$

$$r_{pcj} = U_{pcj} / \lambda_{pcj} \quad (\text{horas})$$

$$ENS_{pcj} = \sum_{i \in \beta} ENS_{ij} \quad (\text{Mwh})$$

$$DNS_{pcj} = ENS_{pcj} / U_{pcj} \quad (\text{Mw})$$

onde β é o conjunto de todas as contingência que afetam o ponto de carga j .

4.4.2 - ÍNDICES POR CONTINGÊNCIA.

$$\lambda_{cti} = \sum_{j \in \gamma} \lambda_{ij} \quad (\text{falhas/ano})$$

$$U_{cti} = \sum_{j \in \gamma} U_{ij} \quad (\text{horas/ano})$$

$$P_{cti} = U_{cti} \quad (\text{horas/hora})$$

$$r_{cti} = U_{cti} / \lambda_{cti} \quad (\text{horas})$$

$$ENS_{cti} = \sum_{j \in \gamma} ENS_{ij} \quad (\text{Mwh})$$

$$DNS_{cti} = ENS_{cti} U_{cti} \quad (Mw)$$

onde γ é o conjunto de todos os pontos de carga afetados pela contingência i .

4.4.3 - ÍNDICES GLOBAIS.

a) Energia não suprida em função de violação ao critério de carregamento.

$$ENS_{sc} = \sum_{j=1}^m ENS_{pcj}$$

onde m é o número de pontos de carga.

b) Demanda Média Não Suprida

$$DNS_{sc} = \frac{\sum_{j=1}^m ENS_{pcj}}{\sum_{j=1}^m U_{pcj}}$$

4.5 - CASO EXEMPLO.

Neste ítem são apresentados dois casos exemplo para para ilustrar alguns aspectos discutidos no Capítulo IV. O primeiro analisa um sistema fictício com fim didático e o segundo apresenta uma aplicação da metodologia a um sistema real.

4.5.1 - Análise de um Sistema Simples.

A Fig.4.5.1 apresenta o sistema exemplo, mostrando o fluxo de carga para as condições mostradas nas Tabelas 4.1 e 4.2.

Considerou-se um *fator de corte de carga* zero para as barras 1 e 2 e um para as demais barras de carga.

A barra número 5 possui recursos para transferências de cargas via distribuição em dois estágios: 10 Mw no primeiro estágio e 20 Mw no segundo, necessitando 0,5 horas para sua execução.

A simulação das contingências forneceu os resultados indicados na Tabela 4.3.

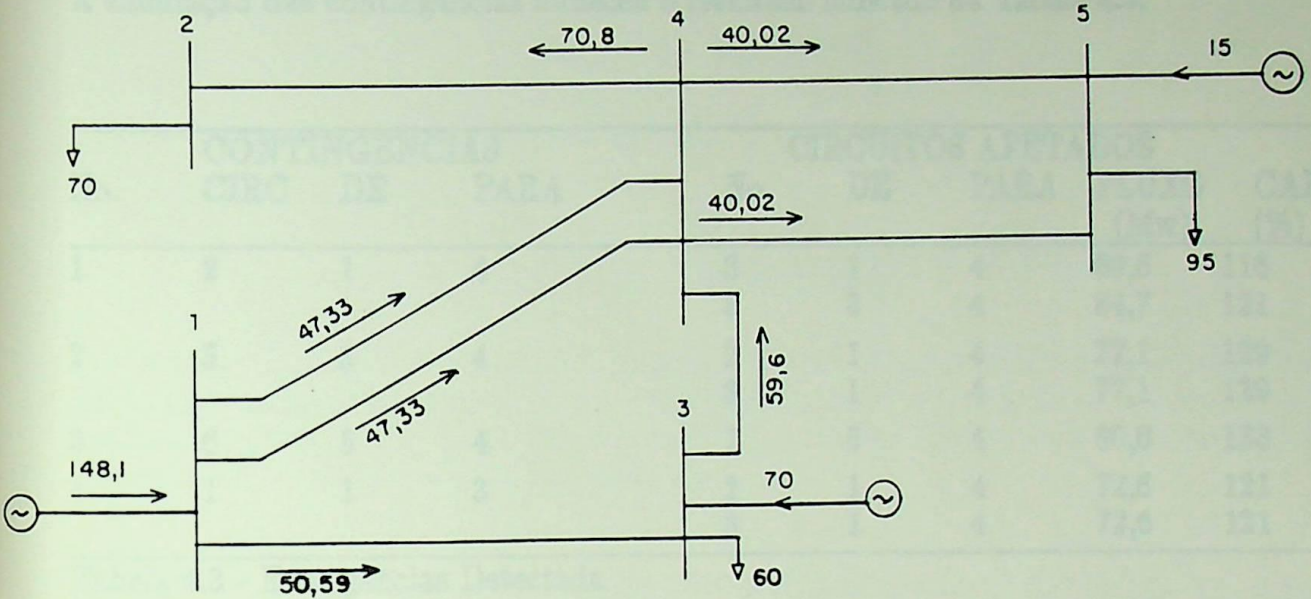


Fig.4.5.1 - Circuito Exemplo: fluxo de carga do caso base

DA BARRA	PARA BARRA	No. CIRC.	RESIS. (%)	REAT. (%)	TAXA FALHA	DUR. MÉDIA	CAPACIDADE NOM.	EMER.
1	3	1	4,9	19,2	1,10	2,0	90,	100,
1	4	2	9,8	31,1	0,90	5,0	50,	60,
1	4	3	9,8	31,1	0,90	5,0	50,	60,
2	4	4	3,2	12,6	1,30	1,0	100,	130,
3	4	5	2,1	8,4	0,50	2,0	60,	70,
5	4	6	0,3	1,4	1,05	9,0	50,	60,
5	4	7	0,3	1,4	1,05	9,0	50,	60,

Tabela 4.1 - Dados de Linhas

No.	BARRA TIPO	GERAÇÃO ATIVA			CARGA Mw
		MIN	ESPEC	MAX	
1	2	0,0	0,0	1000,0	0,0
2	0	-	-	-	70,0
3	1	5,0	70,0	100,0	60,0
4	0	-	-	-	0,0
5	1	5,0	25,0	95,0	95,0

Tabela 4.2 - Dados de Barra

A simulação das contingências forneceu o resultado indicado na Tabela 4.3.

No.	CONTINGÊNCIAS			CIRCUITOS AFETADOS				
	CIRC	DE	PARA	No.	DE	PARA	FLUXO (Mw)	CAR. (%)
1	2	1	4	3	1	4	69,6	116
				5	3	4	84,7	121
2	5	3	4	2	1	4	77,1	129
				3	1	4	77,1	129
3	6	5	4	7	5	4	80,0	133
4	1	1	3	2	1	4	72,6	121
				3	1	4	72,6	121

Tabela 4.3 - Emergências Detectada

A contingência número 3, perda do circuito 6, é a seguir analisada. Durante este evento, nas condições especificadas, ocorre uma sobrecarga de 33 % em relação ao carregamento de emergência do circuito. Considere-se que é requerida uma redução no fluxo de carga desta linha 5 % superior a violação do carregamento:

$$Viol = 60 \cdot 0,33 \cdot 1,05 = 20,79 Mw$$

A primeira medida operativa a ser analisada é o redespacho da geração. Para isto, observando-se os coeficientes de influência de barra calculados para o circuito 7 (Tabela 4.4) se obtém a lista ordenada de barras de geração: 5, 1, 3

BARRA	COEFICIENTES
1	0,0
2	0,000001270375
3	0,000000883740
4	0,000001270376
5	- 0,999998510000

Tabela 4.4 - Coeficientes de Influência de Barras Para o Circuito Número 7

Conforme o ítem 4.3.2.2 deve-se atuar sobre pares de barras de geração, aumentando o despacho na que tiver o menor coeficiente de influência e diminuindo naquela que apresentar o maior. O primeiro par é formado pelas barras 5 e 3.

A variação possível na geração das barras 5 e 3, conforme a Tabela 4.2 é:

$$\Delta P_{g5} = 25 - 15 = 10Mw$$

$$\Delta P_{g3} = 5 - 70 = -65Mw$$

O redespacho requerido, conforme a equação (4.31):

$$\Delta P = \frac{20,79}{(-0,9999851 - 0,000008837)} = 20,79Mw$$

Este redespacho é aplicável a barra 3, no entanto, está limitado a 10 Mw pela disponibilidade de capacidade geração da barra 5. Após um aumento e uma redução de 10 Mw no despacho das gerações das barras 5 e 3, respectivamente, persistirá uma violação no carregamento do circuito 7, conforme a equação (4.32), de:

$$Viol = 20,79 - 10 \cdot (0,9999851 + 0,000008837) = 10,78Mw$$

Tendo a geração da barra 5 atingido seu limite de despacho, deve-se buscar um novo par de barras na lista ordenada de barras de geração: 1 e 3. No entanto, como indica a equação (3.1), para os valores dos coeficientes de influência relativos a estas barras, modificações nos despachos destas gerações apresentam uma influência desprezível sobre o fluxo de potência do circuito 7. Com isto, o próximo passo para a eliminação das sobrecargas é a execução de cortes de cargas.

Adotando como critério para cortes de carga reduzir a carga nas barras com menor coeficiente de influência e reduzir a geração nas barras com maiores coeficientes. Define-se o par : 1 (barra de geração) e 2 (barra de carga).

Um corte de carga ΔP_c é requerido:

$$\Delta P_c = 10,78 / (-0,9999851 + 0) = 10,78Mw$$

Foram utilizados dez níveis na modelagem da carga, Tabela 3.3 do Capítulo III. Adotando-se o procedimento de aproximar os cortes de cargas para o nível mais próximo e que implica em maior restrição de carga, ΔP_c , que representa 11,35 % da demanda máxima da barra 5, será aproximado para 20 %, ou seja, $\Delta P_c = 10,0Mw$.

Após calculados os cortes de cargas obtém-se, conforme o item 4.2.2, a taxa de falha, sua duração média e a indisponibilidade média anual da contingência em estudo:

$$\begin{aligned} \lambda &= 0,6709 && \text{falhas/ano} \\ r &= 9,0 && \text{horas} \\ U &= 6,03 && \text{horas/ano} \end{aligned}$$

A demanda média e a energia média não suprida são influenciadas pela existência de recursos para transferência de cargas. A Tabela 4.2 mostra que a barra 5 pode ter cargas transferidas em dois estágios, de 10 e 20 Mw, respectivamente, exigindo 0,5 horas para sua execução.

A Fig.4.5.2 mostra na curva de duração de cargas a capacidade de suprimento do ponto de carga imediatamente após a ocorrência da contingência, L_2 , após o primeiro estágio de transferência, L_3 , e após o segundo estágio de transferência, L_4 .

A área achuriada representa a energia não suprida em cada uma das situações, supondo que a contingência permanece ao longo do período do estudo.

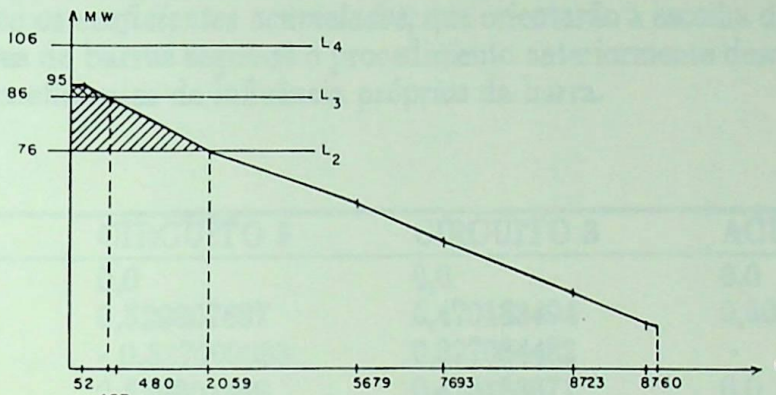


Fig.4.5.2 - Curva de Duração de Cargas: barra 5

A demanda média não suprida, em cada caso, conforme o ítem 4.3.2.4 e como indicado na Fig.4.5.2, será:

$$DNS_2 = 14587,2/2059,0 = 7,08Mw \quad (\text{sem transferência})$$

$$DNS_3 = 2292,6/457,2 = 5,01Mw \quad (\text{estágio 1})$$

$$DNS_4 = 0 \quad (\text{estágio 2})$$

As probabilidades de estado, ítem 4.3.2.4, são:

$$P_2 = 0,000036252 \quad (\text{sem transferência})$$

$$P_3 = 0,000034344 \quad (\text{estágio 1})$$

$$P_4 = 0,000617802 \quad (\text{estágio 2})$$

$$P(\text{funcionamento}) = 0,999311626$$

E a energia média não suprida, sem considerar os recursos para transferência de cargas:

$$ENS = 42,7Mwh$$

e considerando a transferência de cargas, de (4.40):

$$ENS = 3,75Mwh$$

Outra situação que pode ser visualizada neste caso exemplo é a ocorrência de *coeficientes mistos*, item 4.3.2.2.

Na Tabela 4.3 vê-se que a contingência número 1, perda do circuito 2, provoca sobrecarga nos circuitos 3 e 5, cujos *coeficientes de influência de barras* são mostrados na Tabela 4.5.

A barra 3 apresenta *coeficientes mistos*, por isto é isolada. Utilizando-se as equações (4.33) são obtidos os *coeficientes acumulados*, que orientarão a escolha dos pares de barras. Definidos os pares de barras segue-se o procedimento anteriormente descrito, considerando nos cálculos os coeficientes de influência próprios da barra.

BARRA	CIRCUITO 5	CIRCUITO 3	ACUMULADOS
1	0,0	0,0	0,0
2	0,529807687	0,470183494	0,506252348
3	- 0,327090383	0,327084482	-
4	0,529807866	0,470183671	0,0
5	0,529807627	0,470183313	0,506252587

Tabela 4.5 - Coeficientes de Influência de Barras: contingência 1

4.5.2 - Análise de Um Sistema Real.

Este caso exemplo apresenta uma aplicação dos conceitos de confiabilidade, sob um ponto de vista da qualidade do suprimento, à parte do sistema de subtransmissão responsável pelo suprimento a Região Metropolitana da Cidade do Salvador, Fig.3.5.1. Este sistema é analisado sob um ponto de vista da continuidade do suprimento no item 3.5 do Capítulo III, sendo aqui válidas as considerações efetuadas.

As características elétricas do sistema e os dados de confiabilidade são mostrados na Tabela 4.6 e o modelo de carga na Tabela 3.2 do item 3.5.1.

A análise das contingências simples e duplas indicam a ocorrência de seis emergências, todas decorrentes de contingências simples, Tabela 4.7.

Na Tabela 4.8 pode-se ver, por contingência, os cortes de carga requeridos para a eliminação das sobrecargas e os índices de confiabilidade associados a cada barra afetada.

A Tabela 4.9 mostra, por ponto de carga, os índices obtidos nas situações com e sem a modelagem das transferências de carga via distribuição. Permite visualizar o impacto da modelagem das transferências de carga via distribuição através da redução da demanda e energia média não supridas nas barras Federação4, Federação3 e CIA.

Os resultados expostos na Tabela 4.9 referem-se apenas as falhas que provocam perda parcial da continuidade do suprimento. A Tabela 4.10 mostra, por ponto de carga, os índices de confiabilidade associados as falhas por perda total de continuidade (P.T.C.) obtidos no Capítulo III, por perda de qualidade de serviço (P.P.C.) e os índices totais, que representam a influência das falhas sob ambos os critérios.

CIRCUITO	RESIS.	REAT.	TAXA	DUR.	CAPACIDADE(%)	
	%	%	ocor/ano	horas	NOM.	EME.
Matatu-Pituaçu	2,47	7,83	1,099	11,7	50	50
Matatu-Central	1,28	1,38	1,060	11,6	60	60
Matatu-Calabetão1	3,32	8,34	1,099	11,7	49	67
Matatu-Calabetão2	3,32	8,34	1,099	11,7	49	67
Matatu-Graça	0,58	2,87	1,094	11,7	90	90
Matatu-Federação1	1,64	3,88	1,054	11,7	49	67
Matatu-Federação2	1,64	3,88	1,054	11,7	49	67
Lapinha-Central	0,84	0,91	1,043	11,7	60	90
Calabetão1-Lapinha	1,70	4,40	1,057	11,7	49	67
Calabetão2-Lapinha	1,70	4,40	1,057	11,7	49	67
Federação1-Graça	0,24	1,16	1,044	11,7	90	90
Federação1-Federação3	0,00	52,15	0,500	24,0	15	20
Pituaçu-Pituba	1,82	7,55	1,102	11,7	75	103
Pituaçu-S.Cristóvão	0,00	6,57	1,091	11,7	75	103
Pituaçu-CAB	0,85	2,35	1,037	11,7	55	76
Pituaçu-Cotegipe	6,79	2,53	1,242	11,6	50	50
CAB-Bolandeira	2,62	3,84	1,046	11,7	36	49
Cajazeiras-Valéria	2,00	0,88	1,063	11,7	50	50
Cajazeiras-Itapagipe	1,84	7,64	1,103	11,7	75	103
Valéria-CIA	3,19	8,07	1,096	11,7	49	67
Cotegipe-CIA	1,20	3,02	1,042	11,7	49	67
Calabetão -Cajazeiras	0,76	1,92	1,030	11,7	36	49
Pituaçu-Cajazeiras	1,10	4,62	1,065	11,7	76	103

Tabela 4.6 - Características Elétricas e Dados de Confiabilidade

CIRC.CONTINGÊNCIA	CIRC.SOBRECARGA	FLUXO (Mw)	CARREGAMENTO (%)
Federação1-Federação4	Federação2-Federação4	27,1	135
Federação2-Federação4	Federação1-Federação4	27,1	135
Federação1-Federação3	Federação2-Federação3	25,2	126
Federação2-Federação3	Federação1-Federação3	25,2	126
Pituaçu-Cajazeiras	Pituaçu-Cajazeiras	109,2	106
Cotegipe-CIA	Cotegipe-CIA	68,4	102
Valéria-CIA	Cajazeiras-Valéria	58,2	116

Tabela 4.7 - Emergências Detectadas

CONTINGÊNCIA	CORTES DE CARGA (Mw)		λ	r	U
	BARRA	DE PARA			
Federação1-Federação4	Federação4	27,1 19,0	0,2608	24,0	6,2
Federação1-Federação3	Federação3	25,2 17,6	0,2608	24,0	6,2
Federação2-Federação4	Federação4	27,1 19,0	0,2608	24,0	6,2
Federação2-Federação3	Federação3	25,2 17,6	0,2628	24,0	6,2
Pituaçu-Cajazeiras	Cajazeiras	42,7 25,6	0,7098	11,7	8,3
Cotegipe-CIA	CIA	45,6 31,9	0,5377	11,7	6,2
Valéria-CIA	Valéria	58,0 23,2	1,0930	11,7	12,7

Tabela 4.8 - Cortes de Carga e Índices de Confiabilidade: Por Emergências

BARRA	λ	r	U	SEM TRANSF.		COM TRANSF.	
				DNS	ENS	DNS	ENS
	ocor/ano	horas	horas/ano	Mw	Mwh	Mw	Mwh
Federação4	0,5216	24,0	12,5	2,97	37,21	0,06	0,75
Federação3	0,5216	24,0	12,5	2,76	34,60	0,05	0,70
Cajazeiras	1,4200	11,7	16,6	7,29	121,20	7,29	121,20
CIA	1,0750	11,7	12,5	5,00	62,92	0,20	2,57
Valéria	1,0930	11,7	12,8	16,35	209,10	16,35	209,10

Tabela 4.9 - Índices de Confiabilidade Por Pontos de Carga

BARRA	ÍNDICE	P.T.C.	P.P.C.	TOTAL
	λ	2,0598	-	2,0598
Central	r	0,70	-	0,70
	ENS	57,63	-	57,63
	λ	2,0706	-	2,0706
Graça	r	0,70	-	0,70
	ENS	25,42	-	25,42
	λ	0,0852	0,5216	0,6068
Federação1	r	6,33	24,0	22,4
	ENS	0,68	0,75	1,40
	λ	0,0852	0,5216	0,6068
Federação2	r	6,33	24,0	22,4
	ENS	0,73	0,70	1,43
	λ	0,1418	-	0,1418
Lapinha	r	4,16	-	4,16
	ENS	2,25	-	2,25
	λ	0,4731	1,4200	1,8931
Caj.Nova	r	0,94	11,7	9,01
	ENS	12,95	121,2	134,15
	λ	2,5742	1,093	3,6672
Valéria	r	0,58	11,7	3,89
	ENS	59,06	209,10	268,15
	λ	0,5427	-	0,5427
Itapagipe	r	1,30	-	1,30
	ENS	6,04	-	6,04
	λ	0,1423	1,075	1,2173
CIA	r	1,96	11,7	10,56
	ENS	1,76	2,57	4,33
	λ	0,1138	-	0,1138
Pituba	r	4,32	-	4,32
	ENS	12,24	-	12,24
	λ	0,1137	-	0,1137
S.Cristovão	r	4,32	-	4,32
	ENS	2,68	-	2,68
	λ	1,1438	-	1,1438
CAB	r	10,44	-	10,44
	ENS	13,73	-	13,73
	λ	2,1441	-	2,1441
Bolandeira	r	11,06	-	11,06
	ENS	145,29	-	145,29
TOTAL	ENS	340,47	334,32	674,79

Tabela 4.10 - Índices de Confiabilidade

CAPÍTULO V

CONCLUSÕES

O motivador para a escolha do tema " *confiabilidade* " para esta dissertação foi o reconhecimento da necessidade do emprego de técnicas probabilísticas na análise do desempenho dos sistemas elétricos, as quais, em bases menos conservativas, permitiriam avaliações técnicas e econômicas, que melhor refletissem o desempenho do sistema e viabilizassem uma melhor alocação dos recursos disponíveis no setor elétrico.

A particularização " *confiabilidade de sistemas de subtransmissão e distribuição* " deve-se à aceitação de que, certamente, nenhum modelo será abrangente a ponto de atender, de forma eficiente, as peculiaridades de cada sistema e as necessidades de cada aplicação e empresa concessionária. Isto, no entanto, sem perder de vista a importância da manutenção de uma linguagem única a nível nacional, tanto no que se refere aos índices calculados como no que se refere à base de dados utilizada.

Embora este trabalho tenha focado principalmente a subtransmissão, julgamos da maior relevância a compatibilização entre os níveis de confiabilidade dos sistemas de geração, transmissão e distribuição.

Como foi anteriormente referido, procurou-se refletir a experiência adquirida no desenvolvimento de uma metodologia de confiabilidade, sua implementação computacional e aplicações em um sistema cujas principais funções são a subtransmissão e a distribuição de energia elétrica.

Tendo isto em mente, apresentam-se a seguir as conclusões consideradas de maior relevância:

- ◊ embora de caráter geral, merece ser destacada a importância do desenvolvimento de trabalhos que, como este, representam a soma de esforços entre empresas concessionárias de energia elétrica e a universidade, em função dos benefícios mútuos advindos. A iteração que resultou nesta dissertação permitiu a introdução dos estudos de confiabilidade na COELBA, através de sua incorporação como mais um instrumento de planejamento da expansão do seu sistema elétrico;

- ◊ sem perder de vista a importância da análise global da confiabilidade dos sistemas elétricos observou-se, que peculiaridades elétricas, topológicas e operativas dos subsistemas de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição justificam o desenvolvimento de metodologias próprias para a avaliação da sua confiabilidade;
- ◊ um recurso frequentemente disponível nos sistemas de subtransmissão é a possibilidade de transferência de cargas entre subestações, via subtransmissão ou distribuição. A importância de sua representação, que normalmente é irrelevante para sistemas de transmissão, e que resulta em uma substancial redução no montante de energia não suprida, pode ser constatada no caso exemplo apresentado nos Capítulos III e IV;
- ◊ os sistemas de subtransmissão responsáveis pelo suprimento às regiões metropolitanas e centros industriais requerem, normalmente, uma avaliação da confiabilidade tanto sob um critério de continuidade quanto de qualidade do suprimento de energia. Para a avaliação das contingências, sob este último critério, foi utilizado o método do fluxo de carga DC. Frequentemente apresentado na literatura como um método adequado para aplicações em sistemas de extra alta tensão, produz bons resultados na simulação dos sistemas em foco que, por suas características (linhas curtas, alta densidade de cargas, transformadores com comutadores variáveis sob carga), praticamente não são afetados por problemas de níveis de tensão;
- ◊ em sistemas radiais a avaliação da confiabilidade restringe-se praticamente ao estudo da continuidade do serviço. As ocorrências que provocam violação de critérios de qualidade de serviço são, geralmente, em número reduzido, normalmente associadas a critérios de tensão, podendo ter suas contingências analisadas à parte, mediante o uso de programas de fluxo de carga não linearizados. Um artifício para permitir o uso da metodologia exposta no Capítulo IV, o qual leva à obtenção de resultados aproximados, porém aceitáveis na maioria dos casos, e cuja aplicação exige um bom conhecimento do sistema pelo planejador, consiste na substituição do carregamento da linha por um limite inferior definido pela queda de tensão admissível;
- ◊ a seleção automática de contingências, resultante da aplicação da técnica proposta no item 4.3.2.1, apresentou bons resultados quando aplicada a sistemas com características relativamente homogêneas. Em sistemas com vários níveis de tensão as contingências que provocam sobrecargas apresentam uma maior dispersão na lista ordenada, como pode ser visto no Apêndice III;
- ◊ durante o processo de eliminação de sobrecargas são usados os *coeficientes de influência de barras* na definição das barras e do montante de geração e carga a ser redespachados e/ou cortados, visando minimizar as modificações em relação ao estado original do sistema. No entanto, a intervenção do planejador é importante na indicação de cargas cujo atendimento é prioritário ou outras limitações do sistema, que venham a restringir os redespachos de geração e cortes de cargas efetuados automaticamente.

O presente trabalho representou uma significativa contribuição à incorporação dos estudos de confiabilidade ao planejamento da subtransmissão e distribuição, no entanto, sua consolidação e aprimoramento deve ser uma preocupação constante. Neste sentido ressaltam-se a seguir três pontos que julgamos de grande importância:

- ◊ considerando-se que os resultados obtidos por qualquer modelo matemático estão condicionados à qualidade dos dados utilizados e que estes resultados influenciarão diretamente a definição dos níveis de risco com os quais o sistema deverá conviver, torna-se indispensável a existência, em cada empresa, de uma base de dados consistente, confiável e compatível com as demais empresas concessionárias de energia elétrica;
- ◊ os estudos de confiabilidade vêm assumindo uma influência crescente nas atividades ligadas ao planejamento, tais como a avaliação do desempenho do sistema em relação a níveis de risco pré-determinados, seleção de alternativas, estudos de viabilidade de projetos e de definição de prioridades de investimentos, tornando-se, assim, recomendável uma difusão mais ampla de seus principais conceitos e métodos entre os planejadores do sistema;
- ◊ tendo em mente o ferramental disponível visualiza-se como uma área de pesquisa, que merece atenção, o uso de técnicas de fluxo de carga não linearizado, que utilize um método eficiente a exemplo do desacoplado rápido, porém, que seja aplicável a sistemas que apresentem relações R/X elevadas, como ocorre nos sistemas de subtransmissão e distribuição.

APÊNDICE I

MODELO DE FALHAS - CRITÉRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

Para a representação das falhas adota-se um espaço a três estados, Fig.4.2.2.1, que é uma redução do modelo da Fig.2.6.2 e que admite a independência entre as transições de carga em relação à níveis pré-determinados e às falhas do sistema.

Seja o comportamento do componente i e da carga discretos no espaço e contínuos no tempo. Considerando-se que mudanças de estado sejam possíveis em qualquer intervalo de tempo, e seja um intervalo incremental dt , tão pequeno que se possa aceitar que a probabilidade de ocorrência de duas ou mais transições neste período é desprezível.

A probabilidade, $P_k(t)$, de estar no estado k ao final do tempo t será obtida como segue:

$$\begin{aligned} P_1(t + dt) &= P_1(t) [1 - (\lambda_i \cdot P_{Lj} + \lambda_i (1 - P_{Lj})) \cdot dt] + P_2(t) \cdot \mu_i \cdot dt + P_3(t) \mu_i \cdot dt \\ P_2(t + dt) &= P_1(t) \cdot \lambda_i \cdot P_{Lj} \cdot dt + P_2(t) [1 - (\mu_i + \mu_{Lj}) \cdot dt] + P_3(t) \cdot \lambda_{Lj} \cdot dt \\ P_3(t + dt) &= P_1(t) \cdot \lambda_i \cdot (1 - P_{Lj}) \cdot dt + P_2(t) \cdot \mu_{Lj} \cdot dt + P_3(t) [1 - (\lambda_{Lj}) \cdot dt] \end{aligned}$$

da primeira equação acima:

$$\frac{P_1(t + dt) - P_1(t)}{dt} = -P_1(t) \cdot \lambda_i + P_2(t) \cdot \mu_i + P_3(t) \cdot \mu_i$$

Desta forma obtém-se o sistema de duas equações diferenciais lineares de primeira ordem:

$$\begin{pmatrix} P_1'(t) \\ P_2'(t) \\ P_3'(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_1(t) & P_2(t) & P_3(t) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} -\lambda_i & \lambda_i \cdot P_{Lj} & \lambda_i(1 - P_{Lj}) \\ \mu_i & -(\mu_i + \mu_{Lj}) & \mu_{Lj} \\ \mu_i & \lambda_{Lj} & -(\lambda_{Lj} + \mu_i) \end{pmatrix}$$

aplicando a Transformada de Laplace:

$$S [P(S)] - [P(0)] = [P(S)] \cdot [A]$$

$$[P(S)] = [P(0)] \cdot (S[I] - [A])^{-1}$$

onde:

$[P(S)]$ vetor das probabilidades estacionárias no domínio de Laplace
 $[P(0)]$ vetor das probabilidades estacionárias no tempo zero
 $[I]$ matriz unitária.

Considerando que, no momento inicial, o componente está funcionando, estado 1:

$$[P(0)] = [1 \ 0 \ 0]$$

No modelo adotado, uma falha do sistema é caracterizada pelo estado 2, cuja probabilidade de ocorrência, em um tempo t , é calculada como segue:

$$S [I] - [A] = \begin{pmatrix} S + \lambda_i & -\lambda_i \cdot P_{Lj} & -\lambda_i \cdot (1 - P_{Lj}) \\ -\mu_i & S + \mu_i + \mu_{Lj} & -\mu_{Lj} \\ -\mu_i & -\lambda_{Lj} & S + \mu_i + \lambda_{Lj} \end{pmatrix}$$

$$D = \text{Determinante}\{S[I] - [A]\}$$

$$D = S [S^2 + (2\mu_i + \lambda_i \cdot \lambda_{Lj} + \mu_{Lj})S + (\mu_i^2 + \mu_i \cdot \lambda_i + \mu_i \cdot \lambda_{Lj} + \mu_i \cdot \mu_{Lj} + \lambda_i \cdot \lambda_{Lj} + \lambda_i \cdot \mu_{Lj})]$$

seja:

$$d = S + \mu_i + \mu_{Lj}$$

$$e = S + \mu_i + \lambda_{Lj}$$

$$f = \lambda_i \cdot (1 - P_{Lj})$$

$$g = \lambda_i \cdot P_{Lj}$$

$$\{S[I] - [A]\}^{-1} = \frac{1}{D} \begin{pmatrix} d \cdot e - \lambda_{Lj} \cdot \mu_{Lj} & g \cdot e + \lambda_{Lj} \cdot f & g \cdot \mu_{Lj} + f \cdot d \\ \mu_i \cdot \lambda_i + \mu_i \cdot \mu_{Lj} & (S + \lambda_i) \cdot e - \mu_i \cdot f & \mu_{Lj} (S + \lambda_i) + f \cdot \mu_i \\ \mu_i \cdot \lambda_{Lj} + \mu_i \cdot d & \lambda_{Lj} (S + \lambda_i) + \mu_i \cdot g & (S + \lambda_i) (d - \mu_i \cdot g) \end{pmatrix}$$

assim:

$$P_2(S) = \frac{\lambda_i \cdot P_{Lj} (S + \mu_i + \lambda_{Lj}) + \lambda_{Lj} \cdot \lambda_i (1 - P_{Lj})}{D}$$

a equação anterior é do tipo:

$$P_2(S) = \lambda_i \cdot P_{Lj} \left[\frac{s + a}{s(s + b)(s + c)} \right]$$

onde:

$$a = \mu_i + \lambda_{Lj} / P_{Lj}$$

$$b, c = -\frac{1}{2} (2\mu_i + \lambda_i + \lambda_{Lj} + \mu_{Lj}) \pm$$

$$\sqrt{(2\mu_i + \lambda_i + \lambda_{Lj} + \mu_{Lj})^2 - 4(\mu_i^2 + \mu_i \cdot \lambda_i + \mu_i \cdot \lambda_{Lj} + \mu_i \cdot \mu_{Lj} + \lambda_i \cdot \lambda_{Lj} + \lambda_i \cdot \mu_{Lj})}$$

a transformada inversa para este tipo de equação é:

$$P_2(t) = \lambda_i \cdot P_{Lj} \left[\frac{a}{b \cdot c} + \frac{(a - b) e^{-bt}}{b(b - c)} + \frac{(a - c) e^{-ct}}{c(c - b)} \right]$$

e a probabilidade estacionária da falha será:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} P_2(t) = P_2(\infty) = \lambda_i \cdot P_{Lj} \cdot \frac{a}{b \cdot c}$$

$$P_2(\infty) = \frac{\lambda_i \cdot P_{Lj} (\mu_i + \lambda_{Lj}) + \lambda_i \cdot \lambda_{Lj} (1 - P)}{(\lambda_i + \mu_i) (\mu_i + \lambda_{Lj} + \mu_{Lj})}$$

APÊNDICE II

FLUXO DE CARGA DC

Quase todos os métodos de fluxo de carga utilizam a análise nodal de circuitos, partem do conhecimento da corrente injetada na barra i , I_i , que é dada pela diferença entre as correntes gerada e de carga na barra i , para calcular as tensões de barra, E_i , em relação a uma barra de referência, normalmente a terra.

Seja o circuito da Fig.2.1.

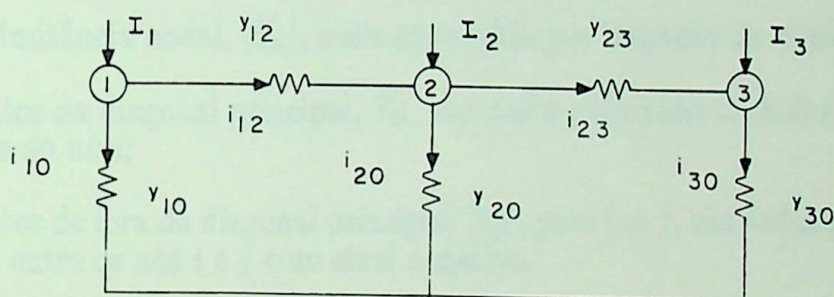


Fig.2.1 - Circuito Exemplo

Segundo a lei de ohm:

$$\begin{aligned}i_{12} &= (E_1 - E_2) \cdot y_{12} \\i_{23} &= (E_2 - E_3) \cdot y_{23} \\i_{10} &= E_1 \cdot y_{10} \\i_{20} &= E_2 \cdot y_{20} \\i_{30} &= E_3 \cdot y_{30}\end{aligned}\tag{2.1}$$

Segundo a primeira lei de Kirchoff:

$$\begin{aligned}
 I_1 &= i_{10} + i_{12} \\
 I_2 &= i_{20} + i_{23} - i_{12} \\
 I_3 &= i_{30} - i_{23}
 \end{aligned}
 \tag{2.2}$$

substituindo (2.1) em (2.2):

$$\begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} y_{12} + y_{10} & -y_{12} & 0 \\ -y_{12} & y_{12} + y_{20} + y_{23} & -y_{23} \\ 0 & -y_{23} & y_{23} + y_{30} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \end{pmatrix}
 \tag{2.3}$$

ou em forma matricial condensada:

$$[I_n] = [Y_n] \cdot [E_n]$$

A matriz de admitância nodal, $[Y_n]$, pode ser obtida por inspeção do circuito:

- Os elementos da diagonal principal, Y_{ii} , são dados pela soma de todas as admitâncias conectadas ao nó i ;
- Os elementos de fora da diagonal principal, Y_{ij} , para $i \neq j$, são dados pela admitância conectada entre os nós i e j com sinal negativo.

Nos estudos de fluxo de carga é usual se trabalhar com potências e não com correntes.

Então, definindo-se, para a barra i :

- P_i^G potência ativa gerada
- Q_i^G potência reativa gerada
- P_i^C potência ativa consumida
- Q_i^C potência reativa consumida
- V_i módulo da tensão
- δ_i ângulo de fase das tensões

e tendo-se como restrição para cada nó i :

$$S_i^G - S_i^C - S_i = 0$$

onde:

$$\begin{aligned}
 S_i^G &= P_i^G + j Q_i^G \\
 S_i^C &= P_i^C + j Q_i^C
 \end{aligned}$$

$$S_i = P_i + j Q_i$$

a potência injetada no nó i , S_i , fica:

$$S_i = E_i \cdot I_i^*$$

de onde se obtém a corrente injetada no nó através da potência injetada:

$$I_i = \frac{S_i^*}{E_i^*} = \frac{(S_i^G - S_i^C)^*}{E_i^*} \quad (2.4)$$

e de (2.3) e (2.4), para o nó i , de um sistema com n barras:

$$\sum_{k=1}^n y_{ik} \cdot E_k = \frac{(S_i^G - S_i^C)^*}{E_i^*} \quad (2.5)$$

desenvolvendo (2.5) obtém-se as equações básicas de fluxo de carga:

$$P_i^G - P_i^C - V_i \sum_{k \in \eta_i} V_k \cdot (G_{ik} \cdot \text{Cos} \theta_{ik} + B_{ik} \cdot \text{Sen} \theta_{ik}) = 0 \quad (2.6a)$$

$$Q_i^G - Q_i^C - V_i \sum_{k \in \eta_i} V_k \cdot (G_{ik}^k \cdot \text{Sen} \theta_{ik} - B_{ik} \cdot \text{Cos} \theta_{ik}) = 0 \quad (2.6b)$$

onde:

$k \in \eta_i$ indica o conjunto de todos os nós ligados ao nó i ;

$y_{ik} = G_{ik} + j B_{ik}$ elemento da linha i e coluna k da matriz de admitância nodal;

$\theta_{ik} = \delta_i - \delta_k$

A seguir são apresentadas as suposições e simplificações aplicadas as equações (2.6) para a obtenção do método de fluxo de carga linearizado:

- Os elementos shunt não são considerados: a não consideração das susceptâncias das linhas, reatores e capacitores shunt implica em que os elementos da diagonal principal da matriz de admitância nodal serão formados apenas pela soma das admitâncias série dos ramos que concorrem a cada nó;
- O fluxo de potência reativa não é considerado; com isto a equação (2.6b) não é utilizada;

- Todos os módulos de tensão são considerados iguais a 1 pu, logo:

$$P_i^G - P_i^C = \sum_{k \in \eta_i} (G_{ik} \cdot \text{Cos}\theta_{ik} + B_{ik} \cdot \text{Sen}\theta_{ik}) \quad (2.7)$$

- As resistências série dos ramos são desprezadas, com isto (2.6) fica:

$$P_i^G - P_i^C = \sum_{k \in \eta_i} B_{ik} \cdot \text{Sen}\theta_{ik} \quad (2.8)$$

e sendo o componente imaginário, B_{ik} , do elemento Y_{ik} da matriz de admitância nodal dado por:

$$B_{ik} = \frac{X_{ik}}{r_{ik}^2 - X_{ik}^2}$$

fica:

$$B_{ik} = -\frac{1}{X_{ik}}$$

- Finalmente, considerando que os ângulos de fase dos ramos são pequenos:

$$\text{Sen}\theta_{ik} \approx \theta_{ik}$$

e (2.8) fica:

$$P_i^G - P_i^C = P_i = \sum_{k \in \eta_i} B_{ik} \cdot \theta_{ik}$$

ou:

$$P_i = \sum_{k \in \eta_i} \frac{\delta_i - \delta_k}{X_{ik}} \quad (2.9)$$

Se a equação (2.9) for escrita para todos os n nós do sistema obtém-se um sistema com n equações lineares e n incógnitas. Sob forma matricial:

$$[P_n] = [B] \cdot [\theta]$$

onde:

- $[P_n]$ vetor das potências ativas injetadas nas barras
 $[\theta]$ vetor dos ângulos de fase das tensões nodais
 $[B]$ matriz de ordem n cujos componentes são:

$$b_{ik} = -\frac{1}{X_{ik}}$$

$$b_{ii} = \sum_{\substack{k \neq i \\ k \in n}} \frac{1}{X_{ik}}$$

onde os índices i e k de X_{ik} referem-se aos nós do sistema.

APÊNDICE III

MÉTODO DE ORDENAÇÃO DE CONTINGÊNCIAS : APLICAÇÕES PRÁTICAS

Este apêndice tece algumas considerações a respeito do uso do método de ordenação de contingências utilizado e são apresentados os resultados obtidos com a aplicação da técnica descrita no ítem 4.3.2.1 à parte do sistema de subtransmissão da COELBA e ao sistema de transmissão da CHESF.

Os sistemas de subtransmissão da Região Nordeste do Brasil, em geral, e com a exceção dos subsistemas responsáveis pelo atendimento a centros industriais e regiões metropolitanas, caracterizam-se por configurações predominantemente radiais, através de circuitos simples ou duplos. Frequentemente são formados por subsistemas alimentados por um único ponto de entrega da empresa supridora, o que possibilita análises de confiabilidade independentes para cada um.

Contingências que provocam perda parcial da continuidade do suprimento devido a sobrecargas raramente ocorrem nestes sistemas, que possuem linhas longas e baixa densidade de cargas.

Como o modelo de fluxo de carga DC não permite avaliar o comportamento das tensões, contingências que podem provocar a perda parcial de continuidade em função de violação de critérios de tensão devem ser analisadas separadamente.

Dos comentários anteriores depreende-se, que para tais subsistemas, os estudos de confiabilidade restringem-se praticamente a uma análise sob um critério de continuidade serviço, dispensando, portanto, o uso de técnicas de seleção automática de contingências.

Os sistemas de subtransmissão responsáveis pelo suprimento as regiões metropolitanas e áreas industriais procuram respeitar o Critério N-1. Possuem, muitas vezes, suprimentos por vias alternativas, no entanto, nem sempre é possível o fechamento de anel via subtransmissão entre duas subestações. Tais subsistemas, em função de suas linhas curtas e maior densidade de carga, estão muitas vezes limitados durante contingências pelo critério de carregamento, o que torna aceitável o uso de um modelo de fluxo de carga DC e de técnicas de ordenação de contingências.

a) APLICACAO AO SISTEMA COELBA.

Este exemplo restringe-se a um trecho do sistema de 69 Kv da COELBA responsável pelo suprimento a parte do sistema da Região Metropolitana da Cidade de Salvador. Este sistema, mostrado na Fig.3.5.1, foi analisado nos itens 3.5 e 4.5.2.

A ordenação obtida mostra resultados satisfatórios, quando aplicada a este sistema, que é composto por trinta e quatro ramos e que apresentou seis emergências decorrentes de contingências simples. Isto pode ser visto na Tabela A.3.1, que mostra cinco listas ordenadas decorrente do uso de diferentes coeficientes de penalidade, onde os ramos cujos números estão sublinhados indicam as contingências que provocam sobrecargas.

NÚMERO CONTING.	COEFICIENTE DE PENALIDADE (W_i)				
	1	2	3	4	5
1	<u>14</u>	3	<u>14</u>	<u>33</u>	<u>14</u>
2	<u>16</u>	<u>33</u>	<u>16</u>	<u>14</u>	<u>16</u>
3	<u>13</u>	<u>21</u>	<u>13</u>	<u>16</u>	<u>13</u>
4	<u>15</u>	<u>29</u>	<u>15</u>	<u>13</u>	<u>15</u>
5	<u>33</u>	<u>28</u>	<u>33</u>	<u>15</u>	<u>33</u>
6	3	<u>14</u>	<u>28</u>	21	21
7	21	<u>16</u>	21	3	<u>29</u>
8	<u>29</u>	<u>13</u>	<u>29</u>	<u>29</u>	3
9	<u>28</u>	<u>15</u>	3	<u>28</u>	<u>28</u>
10	25	25	1	25	25
11	26	26	25	1	22
12	22	1	22	22	
13		22			

Tabela A.3.1 - Lista Ordenada de Contingências

Como pode-se ver na Tabela A.3.1 os ramos cujas contingências provocam sobrecargas, qualquer que seja o coeficiente de penalidade adotado, estão concentrados entre os nove primeiros da lista.

b) APLICAÇÃO AO SISTEMA CHESF.

A CHESF é a empresa responsável pela geração e transmissão de energia elétrica na Região Nordeste do Brasil. O seu sistema foi modelado por 345 ramos e 193 barras, abrangendo linhas nas tensões de 500Kv, 230Kv, 138Kv e 69Kv além das transformações até 13,8Kv. Os sistemas das concessionárias estaduais não foram representados.

Com o uso dos coeficientes de penalidade foram obtidas cinco listas ordenadas de contingências com 93, 125, 88, 93 e 90 ramos, respectivamente. Os ramos que não foram listados possuem um valor de gradiente do índice de desempenho inferior a 0,00001.

NÚMERO CONTING.	COEFICIENTE DE PENALIDADE (W_i)				
	1	2	3	4	5
1	100		100	139	100
2	159			159	133
3	139	225	159		159
5		226			
6			133		
7	212		139		187
8	187		187	212	139
9	218		212	225	212
10	133	139	218	218	218
11		212	270		86
12		159		266	
13					270
14	225	233		187	
15		222			
16		218			327
17	86	270			
18	26				
19				100	
20	223			133	
21	222			270	
22		187			
23	129		86		
24	327				
25	270		225	129	129
26				223	
27			266	222	225
28		327	129		222
29					223
30		129	327		
31		197	222		
32		196	223		
33					266
34				327	
35	197				
36	196				
37				86	
38				197	
39				197	
40				196	197
41			197		196
42			196		
44		100			
46		133			
48		86			
79		58			
83		304			
95		302			
97		94			

Tabela A.3.2 - Lista Ordenada de Emergências

A *Tabela A.3.2* apresenta a distribuição das contingências que causam sobrecargas.

Os ramos deste sistema possuem características elétricas bastante heterogêneas, tendo sido representados linhas e transformadores em uma gama de tensões que varia entre 500Kv e 13,8Kv.

A dispersão das emergências é bem maior que a obtida no exemplo anterior. Isto exigiria, para a adoção de um critério de parada automática, a definição de um número de observação de contingências sem sobrecargas pelo menos igual a 11 nas listas obtidas com os coeficientes de penalidade 1, 3, 4, e 5.

Observando-se a *Tabela A.3.2* verifica-se que a lista obtida com o coeficiente 2 apresenta 21 emergências e as demais 17. As emergências omitidas são transformadores e provocam sobrecargas inferiores a 10% .

BIBLIOGRAFIA

- [1] LYMAN , W.J. - "Fundamental Consideration in Preparing a Master System Plan", Electrical World, vol.101, pp.788-792, 1933
- [2] SMITH,S.A. - "Spare Capacity Fixed by Probabilities of Outage", Electrical World, Vol.103, pp.222-225, 1934
- [3] TODD,Z.G. - "A Probability Method For Transmission And Distribution Calculation", IEEE Transactions on PAS, Vol.83, pp.695-701, 1964
- [4] GAVER,D.P.;MONTMEAT,F.E.;PATTON,A.D. - "Power System Reliability. I - Mesures of Reliability and Methods of Calculation", IEEE Transactions on PAS, Vol.83, pp.727-737, 1964
- [5] MONTMEAT,F.E. ; PATTON,A.D. ; ZEMKOSKI,J.; CUMMING,D.J. - "Power Systems Rellability. II - Application and Computer Program", IEEE Transactions on PAS, Vol.84, pp.636-643, 1965
- [6] BILLINTON,R.;BOLLINGER,K.E. - "Transmission Systems Reliability Evaluation Using Markov Process", IEEE Transaction on PAS, Vol.87, pp.538-547, 1968
- [7] BILLINTON,R.;GROVER,M.S. - "Reliability Assesment of Transmission and Distribution Schemes", IEEE Transactions on PAS, vol.94, pp.724-732, 1975
- [8] BILLINTON,R.;GROVER,M.S. - "Quantitative Evaluation of Permanente Outages in Distribution Systems", IEEE Transaction on PAS, Vol.94, pp.733-741, 1975
- [9] BILLINTON,R. ; GROVER,M.S. - "Reliability Evaluation in Distribution and Transmission Systems", Proc.IEEE, Vol.122, pp.516-523, 1975
- [10] ENDRENYI,I.J. ; MAENHAUR,P.C. ; PAYNE,L.E. - "Reliability Evaluation of Transmission Systems with Switching After Falts - Aproximation and Computer Program", IEEE Transaction on PAS, Vol.92, pp.1863- 1878, 1973
- [11] GROVER,M.S.;BILLINTON,R. - A Computerized Approach to Substation and Switching Station Reliability Evaluation", IEEE Transactions on PAS, Vol 93, pp.1488-2497,1984
- [12] BILLINTON,R. - "Composite System Reliability Evaluation", IEEE Transactions on PAS, Vol.88, 276-280, 1969
- [13] ALLAN,R.N.;DIALINAS,S.N.;HOMER,I.R. - "Modelling and Evaluating the Re-

- liability of Distribution Systems", IEEE Transactions on PAS, Vol.98, pp.2181-2189, 1979
- [14] DANDENO,P.I. ; ELSOE,G. ; PUNTEL,W.R. ; RINGLEE,R.J. - "Program For Composite Bulk Power Electric Power System Adequacy Assesment", Ontário Hidro, Canadá/Northeast Utilities, USA/Power Techinologics Inc.
- [15] CHRISTIANSEN,W.R. - "Reliability Calculations Including the Effects of Overloads and Maintenance", IEEE Transactions on PAS, pp. 1664-1676
- [16] BILLINTON,R.;BHAVARAJU,P. - "Transmission Planning Using a Reliability Criterion. Part I: A Reliability Criterion", IEEE Transactions on PAS, Vol.89, pp.28-34, 1970
- [17] BHAVARAJU,P.;BILLINTON,R. - "Transmission Planning Using a Reliability Criterion. Parte II: Transmission Planning" IEEE Transaction on PAS, Vol.90, pp.70-78, 1971
- [18] BILLINTON,R. - "Bibliography on the Aplication of Probability Methods in Power Systems Reliability Evaluating", Transactions on PAS, Vol.91, pp.649-660, 1972
- [19] ENDRENYI,J. ; ALBRECHT,P.F. ; BILLINTON,R. ; MARKS,G.E. ; REP-PEN,N.D.; SALVADERI,L. - "Bulk Power System Reliability Assesment. Why and How?", IEEE Transactions on PAS, vol.101, pp.3439-3455, 1982
- [20] NUNES.R.A.F. - "Confiabilidade de Sistemas de Potência - Notas de Aula", EFEI, 1981
- [21] BILLINTON,R. - "Power Systems Reliability Evaluation", Gordon and Breach, Science Publishers, 1970
- [22] CAMARGO,C.C.B. - "Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência Elétrica", Livros Técnicos e Científicos S.A., 1981
- [23] GUERTIN,M.B. - "List of Transmission and Distribution Componentes for Using on Outage Reporting and Reliability Calculation", IEEE Transaction on PAS, Vol.95, 1976
- [24] LALANDER,S. ; GUSTAFSSON,L. ; MATTSON,B. - "Seventeen Year's Experience of Service Reliability in the Swedish 400Kv Transmission System", CIGRE, 1970 session
- [25] CEA Distribution System Reliability Engineering Committe - "Distribution System Reliability Engineering Guide", 1976
- [26] ALKAIM,J.L. - "Tratamento Estatístico das Indisponibilidades em Linhas de

- Transmissão", UFSC, dissertação de mestrado, 1981
- [27] PATTON, A.D. - "Determination and Analysis of Data For Reliability Studies", IEEE Transactions on PAS, Vol.87, 1968
- [28] ALLAN, R.N.; HOMER, I.; DIALYNAS, E.N. - "Reliability Indices and Reliability Worth in Distribution Systems", UMIST/Electricity Council
- [29] MUNASHINGE, M. - "The Economics of Power Systems Reliability and Planning", livro publicado pelo banco mundial, 1979
- [30] GROVER, M.S.; BILLINTON, R. - "Quantitative Evaluation of Maintenance Policies in Distribution Systems", IEEE winter power meeting, 1975
- [31] STOTT, B.; ALSAC - "Fast Decoupled Load Flow", IEEE Transactions on PAS, Vol.93, pp.859-869, 1974
- [32] SILVEIRA, J.T.M. - "Análise Automática de Sobrecargas", VI SNPTEE, - 1981, BC/GPL/09
- [33] EGEBE, G.C.; WOLLENBERG, B.F. - "Automatic Contingency Selection, IEEE Transactions on PAS, Vol.98, pp.97-109, 1979
- [34] LUZ, A.D.; MAGALHÃES, J.C.M.; AGUIAR, L.B.; NUNES, R.A.F. - "Avaliação da Confiabilidade do Sistema de Transmissão Tendo em Vista um Critério de Qualidade de Serviço", VII SNPTEE, 1984
- [35] LUZ, A.D.; MAGALHÃES, J.C.M.; PEREIRA, O.L.S. - "Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Subtransmissão", Iº Seminário Interno de Distribuição, COELBA, 1982
- [36] NUNES, R.A.F.; LUZ, A.D. - "Cálculo de Confiabilidade em Sistemas de Transmissão Incluindo Índices de Perda de Qualidade de Serviço", Seminário de Pesquisa, EFEI, 1983
- [37] OLIVEIRA, M.F. - "Reliability Evaluation of Electrical Systems", Ph.D Thesis, The Victoria University of Manchester, 1976
- [38] "Terminologia de Desligamentos e Interrupção em Sistemas Elétricos de Potência - Índices de Desempenho" CIER, 1979
- [39] BILLINTON, R.; KUMAR, Y. - "Common Mode and Adverse Weather Considerations in Transmission Line Reliability Models", Power Systems Planning & Operation Section, Canadian Electric Association, Montreal, 1980
- [40] DUQUE, S.M.H. - "Estudos de Confiabilidade de Sistemas de Distribuição", dissertação de mestrado, EFEI, 1981

- [41] STAGG,G.W.;EL-ABIAD,A.M. - "Computação Aplicada a Sistemas de Geração e Transmissão de Potência", Ed. Guanabara Dois S.A, 1979
- [42] TIBURCIO,J.C. - "Análise de Sistemas Elétricos", notas de aulas, EFEI, 1981
- [43] ELGERD,O.I. - "Introdução a Teoria dos Sistemas de Energia Elétrica", Ed. McGraw-Hill do Brasil Ltda., 1978
- [44] LANNES,W.J. - "Cost Effectiveness Analysis of Substation Arrangements", IEEE Transactions on Reliability, Vol.R-31, 1981
- [45] Coleção de Distribuição de Energia Elétrica - "Desempenho de Sistemas de Distribuição", Vol.3, Ed.Campus/Eletróbrás, 1982
- [46] Robba,E.j. - "Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Potência Por Processo de Simulação Direta (Monte Carlo)", notas de aula curso USP
- [47] BILLINTON,R.;ALLAN,R. - "Reliability Evaluation of Engineering Systems", Ed. Plenum Press, 1983
- [48] GCPS/SGC - "Confiabilidade de Sistemas Elétricos: Índices e Critérios", 1983, ref.001.83
- [49] DNAEE - "Portaria no 046, abril 1978
- [50] "Reliability Discipline and Technology an Historical Perspective 1930 - 1984", IEEE Transactions on Reliability, Vol.R-33, 1984
- [51] IRISARRI,G.;SASSON,A.M.;LEVNER,D. - "Automatic Contingency Selection For On Line Security Analysis - Real Time Tests", IEEE Transactions on PAS, Vol.98, pp.1552-1559, 1979
- [52] IRISARRI,G.D.;SASSON,A.M. - "An Automatic Contingency Selection Method for Security Analysis", IEEE Transactions on PAS, Vol.100, pp.1838-1844, 1981
- [53] SINGH,C.;BILLINTON,R. - "Systems Reliability Modelling and Evaluation", Ed. Hutchinsons of London, 1977
- [54] ENDRENYI,J. - "Reliability Modelling in Electric Power Systems", Ed. Jonh Wiley & Sons, 1978

INTRODUÇÃO E OBJETIVO

MANUAL DO USUÁRIO DO PROGRAMA

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

- CSTD -

1. Introdução e Objetivo	2
2. Características Principais do Programa	3
3. Relatórios	4
4. Estrutura dos dados	5
5. Preparação dos Dados de Entrada	5
Referências	19

INTRODUÇÃO

MANUAL DO USUÁRIO DO PROGRAMA

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

CSTD -

- CSTD -

1. Introdução e Objetivo	2
2. Características Principais do Programa	3
3. Relatórios	4
4. Estrutura dos dados	5
5. Preparação dos Dados de Entrada	5
Referências	19

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO

Este manual descreve as características básicas do programa Confiabilidade de Sistemas de Subtransmissão e Distribuição - CSTD - e os dados requeridos para sua utilização.

O programa CSTD foi desenvolvido para calcular a confiabilidade de sistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição de energia elétrica. Quantifica a confiabilidade através do cálculo dos seguintes índices: taxa de falhas, duração média de falhas, indisponibilidade média anual, demanda média interrompida, energia média não suprida, índice de frequência equivalente de interrupção e índice de duração equivalente de interrupção por consumidor.

O programa foi desenvolvido em Fortran IV e a metodologia adotada é apresentada na referência [1].

2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DO PROGRAMA

O programa CSTD avalia a confiabilidade de sistemas elétricos adotando critérios de continuidade e qualidade de serviço.

Calcula os índices de confiabilidade: taxa de falhas esperada (λ), duração média das falhas (r), indisponibilidade média anual (U), energia média não suprida (ENS), demanda média não suprida (DNS), por ponto de carga. Permite avaliar os índices globais para o sistema: frequência equivalente por consumidor do conjunto considerado (FEC), duração equivalente por consumidor do conjunto considerado (DEC), energia média não suprida (ENS) e demanda média não suprida (DNS).

Considerando cada um dos critérios separadamente, o programa apresenta as seguintes características:

a) Critério de Continuidade de Serviço

Sob este critério são modelados ramos e nós, considerando falhas forçadas permanentes, falhas ativas (podendo considerar a condição de disjuntor emperrado), falhas forçadas temporárias e saídas para manutenção preventiva programada. Incorpora a possibilidade de representar a influência das condições ambientais sobre o desempenho do sistema. Permite a representação de caminhos que operam normalmente abertos e a possibilidade de virem a falhar, quando requeridos a operar ou durante sua operação. Possibilita, ainda, simular transferências de cargas entre subestações. Inclui a possibilidade de modelar gerações reserva, supondo que são conectadas ao sistema através de disjuntores que operam normalmente abertos.

Foram admitidas as seguintes considerações:

- . identificação dos eventos de falha com os cortes mínimos associados aos caminhos entre a barra em estudo e todas as fontes, ou seja, a dependência entre cortes mínimos é desprezada;
- . o efeito dos cortes de terceira ordem é desprezado.

b) Critério de Qualidade de serviço

Identifica os cortes de cargas requeridos para eliminar sobrecargas ocasionadas por contingências de linhas ou transformadores. Calcula todos os índices de confiabilidade citados, com a excessão do FEC e do DEC.

É utilizado o modelo linearizado de fluxo de cargas (Fluxo DC) para a análise de contingências simples, contingências de circuitos duplos e contingências duplas de circuitos independentes.

As contingências a serem testadas poderão ser indicadas pelo usuário, com base no seu conhecimento do sistema, ou selecionadas automaticamente. O método de seleção automática consiste, basicamente, na ordenação das contingências segundo um

critério de severidade, através do cálculo do gradiente de um índice de desempenho, que é função do carregamento do sistema [5].

A eliminação das situações de emergência é efetuada mediante redespachos de geração e/ou cortes de cargas. Os redespachos de geração são efetuados com base nos Coeficientes de Influência de Barras e os limites para sua implementação são fornecidos pelo usuário. Para os corte de carga a seleção das barras e o montante a ser desligado é, também, determinado automaticamente pelo programa através dos Coeficientes de Influência de Barras, no entanto, foram implementados recursos que permitem ao usuário indicar, por ponto de carga, as parcelas das cargas que, por serem prioritárias, não deverão sofrer restrições no seu suprimento.

A modelagem das cargas, tal como implementada no programa, permite a sua representação em cada barra por diferentes modelos, que melhor reflitam, em cada caso, os vários tipos de consumidores que as compõem.

Foram admitidas as seguintes considerações:

- . representação apenas das falhas forçadas permanentes. As falhas forçadas temporárias não são consideradas por sua pequena duração e conseqüente pequena contribuição para a energia média não suprida;
- . simulação apenas das falhas de ramos (linhas e transformadores).

3. RELATÓRIOS

Em sua forma mais completa o programa emitirá relatórios com informações referentes aos critérios de continuidade e qualidade de serviço, conforme discriminado a seguir.

3.1 - CRITÉRIO DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

- a) Dados de entrada;
- b) eventos de falha para cada ponto de carga;
- c) índices de confiabilidade para cada evento considerado em b, discriminados por modos de restabelecimento (reparo, chaveamento e religamento);
- d) índices de confiabilidade para cada ponto de carga, explicitando a participação das falhas forçadas e saídas programadas, discriminadas por modo de restabelecimento;
- e) a energia e a demanda média não suprida total para o sistema;
- f) o FEC e o DEC.

3.2. - CRITÉRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

- a) Dados de entrada;
- b) fluxo de carga do caso base;
- c) sumário das contingências simples que provocam emergências, com a indicação das linhas em sobrecarga;
- d) para cada contingência simples, as barras que sofrerão restrição de cargas, o valor do corte de carga e os índices de confiabilidade;
- e) índices de confiabilidade por ponto de carga afetado;
- f) energia média não suprida total para o sistema;
- g) similar aos itens b , c, d e e para contingências de circuitos duplos e contingências duplas de circuitos independentes;
- h) resultados totais, similar a d, e e f.

3.3 - RELATÓRIO RESUMO

Relatório com os índices finais, englobando os dois critérios, para todos os pontos de carga.

4. ESTRUTURACAO DOS DADOS

O programa está estruturado de forma a permitir o cálculo da confiabilidade de sistemas com base em um ou em ambos os critérios considerados. Os dados necessários estão divididos em três blocos:

4.1 - MODELO DE CARGA

O programa permite a utilização de vários modelos de carga. Cada barra de carga será associada a um de tais modelos.

Em sua forma mais completa a representação das carga é feita por uma Curva de Duração de Cargas e por um Modelo a Dois Estados. Estes modelos fornecem, para cada nível i, a taxa de transição do estado de carga menor para maior que o nível i, a duração média de permanência em cada estado, a probabilidade da carga ser maior que o nível i e o tempo total que a carga permanece maior que o nível i.

4.2 - CRITÉRIO DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Topologia da Malha - todos os componentes a serem considerados na análise da confiabilidade devem ser indicados. Estes componentes devem incluir todas as gerações e todas as barras, mesmo as consideradas 100 % confiáveis. Os índices de confiabilidade dos componentes devem ser especificados. Componentes 100 % confiáveis devem ter seus índices especificados como zero. Os ramos devem ser identificados. Um ramo é definido como um conjunto de componentes em série, usualmente compreendido entre duas barras. Os ramos através dos quais a potência só pode fluir em uma direção são especificados como ramos unidirecionais. As fontes e todas as barras devem ser especificadas como terminais de ramos.

Zonas de Proteção - Os disjuntores, que atuam devido a falhas ativas, devem ser identificados e especificados. Recomenda-se que os disjuntores, que podem atuar mas não se encontram em um caminho normalmente fechado entre uma fonte normal de suprimento e o componente falhado, não sejam especificados, pois, sua inclusão aumenta desnecessariamente o tempo de processamento. O programa está dimensionado para que até cinco disjuntores possam ser definidos para cada componente ativamente falhado. A zona de proteção de retaguarda é deduzida automaticamente.

Barra Ponto de Carga - São as barras para as quais os eventos de falha e os índices de confiabilidade devem ser obtidos.

Geração Reserva - uma geração reserva pode ser modelada como uma fonte conectada a uma barra através de um disjuntor que opera normalmente aberto, sendo ambos numerados dentro do esquema de numeração de componentes. A probabilidade de emperramento do disjuntor normalmente aberto, que é informada nos dados de entrada, é a probabilidade combinada de emperramento do disjuntor e de falha na partida do gerador. O tempo de fechamento do disjuntor é o seu próprio tempo de chaveamento mais o tempo de partida da geração reserva. A taxa de falha ativa e o tempo de chaveamento da geração reserva não são requeridos.

4.3 - CRITÉRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

Visando uma maior facilidade na preparação dos dados, mediante a adaptação de arquivos já montados, a estrutura, formato de entrada e códigos de controle são, em grande parte, similares aos do programa de fluxo de carga da " Philadelphia Electric Company - PECO " [4].

Os campos usados no programa PECO, que não forem aqui citados, serão lidos e impressos, porém não serão utilizados.

5. PREPARAÇÃO DOS DADOS DE ENTRADA

A ordem aqui descrita deve ser observada. Os dados de entrada são definidos como variáveis inteiras (I) ou reais (F).

5.1 - COMENTÁRIOS

Comentários podem ser escritos nas colunas 1-80 em tantas linhas quantas sejam requeridas. Serão impressos na primeira página do relatório.

Após os comentários deve ser incluída uma linha preenchida nas colunas 1-16 com: *FIM COMENTARIOS

5.2. - MODELOS DE CARGA

Podem ser fornecidos até dez modelos de carga.

Os dados de modelos de carga devem, obrigatoriamente, ser fornecidos quando for usado o critério de qualidade de serviço. Esta obrigatoriedade também existe sob o critério de continuidade de serviço, quando são representadas transferências de cargas via distribuição (caminhos que operam "NA" não se enquadram nesta exigência).

Quando a análise se restringe ao critério de continuidade de serviço, e não forem modeladas as transferências de carga via distribuição, o cálculo da ENS exige apenas a demanda média de cada ponto de carga (ítem 5.3.5, colunas 31-40), não sendo necessários os dados dos modelos de carga. Outra forma de obter a demanda média é através do modelo de cargas, mais especificamente da curva de duração de cargas, conforme mostrado a seguir, em c.

a) Cartão_1 - Cartão Início

Preencher as colunas 1-16 com: *MODELO DE CARGA

O procedimento a seguir descrito deverá ser repetido para tantos quantos sejam os modelos de carga definidos.

b) Cartão_2

<u>Coluna</u>	<u>Significado</u>
1 - 3	número do modelo de carga (numeração sequencial iniciada em 1)
7 - 8	número de níveis

Formatos I3 e I2.

c) Cartão_3

Entrar com tantos cartões quantos sejam os níveis definidos no Cartão 2. O preenchimento de todos os campos a seguir descritos somente se fará necessário para a avaliação da confiabilidade sob o critério de qualidade de serviço. Quando se pre-

tende uma análise apenas sob o critério de continuidade de serviço, e não serão representadas transferências de cargas via distribuição, somente os dados referentes a Curva de Duração de Cargas são requeridos, sendo para isto necessário o preenchimento dos campos correspondentes ao nível de carga (colunas 1-4) e duração total anual esperada da demanda superior ao nível i (colunas 49-56).

Colunas	Significado
1 - 4	nível da carga em % da demanda máxima
9 -16 o	taxa de transição da carga, de menor para maior que o nível (transições/ano)
19-26	duração média do período de carga superior ao nível (horas)
29-36	duração média do período de carga inferior ao nível (horas)
39-46	probabilidade de ocorrência de demanda superior ao nível
49-56	duração total anual de demandas superior ao nível

Os formatos de leitura são F4.0 para o campo 1-4, F8.6 para o campo 39-46 e F8.2 para os demais.

Após a entrada de todos os modelos de carga inserir uma linha com o número 999 nas colunas 1-3.

5.3 - CRITÉRIO DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

5.3.1 - Cartão_Início

Preencher as colunas 1-24 com: *CONTINUIDADE DE SERVIÇO

5.3.2 - Dados_de_Controlo

a) Cartão_1

Colunas	Significado
5	Controle: 1 , 2 , 3 , 4 ou 5 (1) reparo pode começar durante tempo normal ou adverso; o tempo pode mudar durante a manutenção; reparo e manutenção iniciados são continuados durante tempo adverso (2) reparo pode ser começado durante tempo adverso; supõem-se que o tempo não muda durante a manutenção

(3) reparo não é iniciado durante tempo adverso; o tempo pode mudar durante a manutenção; reparo e manutenção são continuados durante tempo adverso

(4) reparo não é começado durante tempo adverso; o tempo pode mudar durante a manutenção; reparo e manutenção não são continuados durante tempo adverso

(5) reparo não é iniciado durante tempo adverso; supõem-se que o tempo não muda durante a manutenção

obs.: se for deixado em branco será assumido o valor 1. Se, só um estado atmosférico estiver sendo considerado usar 1.

- 35 (0) os caminhos normalmente abertos podem falhar quando requeridos a operar
(1) os caminhos normalmente abertos não falham quando requeridos a operar
- 40 (0) os caminhos normalmente abertos podem falhar durante a operação
(1) caminhos normalmente abertos não falham durante sua operação. Esta opção é recomendada na análise de sistemas muito grandes como forma de reduzir tempo de processamento
- 45 (0) FEC e DEC não são calculados
(1) FEC e DEC são calculados com referência a potência instalado dos pontos de carga
(2) FEC e DEC são calculados com referência ao número de consumidores
- 50 (0) índices de confiabilidade são calculados
(1) índices não são calculados. Dados de confiabilidade de componentes não são requeridos. É impresso um relatório com todos os eventos de falha
- 55 número máximo de saídas superpostas a considerar
- 60 (0) considera o emperramento de disjuntores
(1) não considera o emperramento de disjuntores
- 65 (0) imprime os índices das barras ponto de carga
(1) imprime os índices das barras ponto de carga e as contribuições dos eventos de falha
(2) além das informações fornecidas na opção (1) imprime caminhos e cortes de todos pontos de carga
- 70 (0) não imprime cálculos "fonte equivalente"

- (1) imprime cálculos "fonte equivalente"
- (3) somente dados das barras ponto de carga são impressos
- 71-75 duração média do período de tempo normal(horas).
Se deixado em branco será assumido 8760
- 76-80 duração média do período de tempo adverso

Todos os campos localizados entre as colunas 1 e 70 possuem formato I1 e os demais formato F5.1.

b) Cartão_2

Colunas	Significado
6 -10	número total de componentes do sistema
16-20	número total de ramos
21-25	número total de ramos unidirecionais
26-30	número de componentes nos quais uma falha ativa será simulada
31-35	número de fontes
36-40	número de barras para as quais os índices de confiabilidade serão calculados
41-45	número de disjuntores normalmente abertos

O formato de leitura para todos os campos é I5.

5.3.3 - Dados de Confiabilidade de Componentes

Obrigatório se os índices de confiabilidade serão calculados.
Entrar com duas linhas por componente.

a) Cartão_1

Colunas	Significado
1 - 5	número do componente
6 -15	taxa de falha sob tempo normal (falhas/ano de tempo normal)
16-25	taxa de falha sob tempo adverso (falhas/ano de tempo adverso)
26-35	taxa de falha ativa sob tempo normal (falhas/ano de tempo normal)
36-45	taxa de falha ativa sob tempo adverso (falhas/ano de tempo adverso)

- 46-55 taxa de falha temporária sob tempo normal (falhas/ano de tempo normal)
- 56-65 taxa de falha temporária sob tempo adverso (falhas/ano de tempo adverso)
- 66-75 taxa de manutenção (saídas/ano). O preenchimento deste campo deve obedecer as seguintes considerações:
- se, a manutenção preventiva não é considerada no estudo de confiabilidade quando, isoladamente, interrompe o suprimento ao ponto de carga, preencha com zero.
 - se, a manutenção não é coordenada, preencha normalmente para todos os componentes.
 - se, a manutenção é coordenada, apenas um dos componentes do ramo deverá ter este campo preenchido. A taxa de saída para manutenção e a duração média adotada deverão ser as maiores dentre aquelas dos componentes do ramo.

b) Cartão_2

<u>Colunas</u>	<u>Significado</u>
1 - 5	número do componente (o mesmo do Cartão 1; caso seja diferente será impressa a mensagem: "ERRO NOS CARTÕES DE DADOS DE CONFIABILIDADE")
6 -15	tempo mínimo de reparo (horas)
16-25	tempo médio de reparo (horas)
26-35	tempo máximo de reparo (horas)
36-45	tempo de chaveamento (horas)
46-55	tempo de religamento (minutos)
56-65	tempo médio de manutenção (horas)
66-75	probabilidade de emperramento do disjuntor
75-80	N (o número inteiro N indica que os próximos N cartões definem componentes, que possuem os mesmos índices de confiabilidade que o componente que está sendo lido. Nos próximos N cartões as colunas 6-80 devem ser deixadas em branco e o "Cartão 2" não deve ser incluído. Se os dados do próximo componente forem fornecidos N deverá ser 0.

Todos os ramos, em ambas as linhas, possuem formato F10.3, com exceção dos campos 1-5 e 75-80 que são I5.

5.3.4 - Dados das Fontes

Entrar com o número de todas as fontes em campos sucessivos de formato I5.

5.3.5 - Dados das Barras Ponto de Carga

Entrar com tantos cartões quantas forem as barras ponto de carga.

<u>Colunas</u>	<u>Significado</u>
1 - 4	número da barra
6 -17	nome da barra
20-29	MVA instalados ou número de consumidores (para o cálculo do FEC e do DEC). É obrigatório se, nos dados de controle do sistema o valor nas colunas 41-45 for zero.
31-40	demanda máxima prevista (quando não estiverem sendo representadas transferências de carga em estágios e os dados de modelos de carga não tenham sido informados, o valor deste campo será utilizado para para o cálculo da energia média não suprida, portanto, se for usada a demanda média no lugar da máxima ter-se-á valores mais realistas para o cálculo da energia média não suprida).
44-45	número do modelo de carga
50-54	potência transferível no primeiro estágio de transferência de carga, em Mw
56-58	tempo requerido para efetuar o primeiro estágio de transferência, em horas
60-64	potência transferível no segundo estágio de transferência de carga, em Mw
66-68	tempo requerido para efetuar o segundo estágio de transferência, em horas

Os formatos de leitura são I4 para os dois primeiros campos, 3A4 para o terceiro, F10.3 para os seguintes e I2 para o último.

5.3.6 - Dados da Topologia da Rede

Deve ser criado um cartão para cada ramo do sistema. Os ramos deverão ser numerados consecutivamente, começando de 1 (isto é, 1, 2, 3, ..., N ; onde N é o número total de ramos do sistema). Os ramos unidirecionais devem preceder os bidirecionais.

<u>Colunas</u>	<u>Significado</u>
1 - 5	número do ramo
6 -10	número do terminal emissor ;Nos ramos bidirecionais os terminais emissor e receptor são escolhidos arbitrariamente e para os unidirecionais os terminais emissor e receptor definem o fluxo de potência.

Todos os campos tem formato I5.

5.4 - CRITÉRIO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

Nesta etapa deverão ser fornecidos todos os dados necessários para o processamento de um fluxo de carga DC, número do modelo de carga adotado em cada barra, taxas de falha e duração média de linhas e transformadores e dados de controle.

5.4.1 - Cartão_Início

Nas colunas 1-21 escrever: *QUALIDADE DE SERVIÇO

5.4.2 - Leitura_de_Título (Código 1)

O programa não exige um cartão título, entretanto, se for detectado o Código 1 a linha seguinte (colunas 1-80) será interpretada como um título e será impressa na primeira linha de cada página.

Colunas	Significado
---------	-------------

3	entre com o número 1
---	----------------------

A próxima linha é o título do estudo.

5.4.3 - Leitura_de_Dados_de_Linhas_e_Transformadores(Código 4)

Indica o começo dos cartões de dados de linhas e transformadores. Todos os campos tem formato I1.

Colunas	Significado
---------	-------------

3	código : entre com o número 4
---	-------------------------------

8	(1) será fornecida numeração externa para o circuito (0) ou branco, será assumida a numeração sequencial dos circuitos, de acordo com a ordem de leitura, não considerando a numeração externa
---	---

10	(1) será omitida a listagem dos dados de linha e transformadores
----	--

A seguir entre com um cartão por circuito.

Colunas	Significado
---------	-------------

1 - 4	da barra - número de uma das barras terminais do circuito. A entrada de 9999 neste campo indica o fim dos dados de barra.
-------	---

9 -12	para a barra - número da outra barra do circuito
-------	--

- 14 número sequencial do circuito: para linhas em circuito duplo
- 18-23 resistência da linha ou transformador, em %
- 24-29 reatância da linha ou transformador, em %
- 46-50 taxa de falha forçada (falhas/ano)
- 51-55 tempo médio de reparo (horas)
- 56-60 numeração externa do circuito; caso esta opção tenha sido feita (1 na coluna 8 do cartão do código)
- 61-64 carregamento nominal, em Mw
- 65-68 carregamento de emergência, em Mw
- 69-72 base MVA, o valor assumido por omissão é 100 MVA

Formatos de leitura: 14 nos dois primeiros campos, 11 no terceiro, F6.2 nos campos compreendidos entre as colunas 18 e 29, F5.2 entre as colunas 46 e 55, 15 no seguinte e F4.0 nos demais.

5.4.4 - Leitura de Dados de Barras (Código 5)

<u>Colunas</u>	<u>Significado</u>
3	(5) indica o começo dos dados de barra

A seguir entrar com um cartão por barra.

<u>Colunas</u>	<u>Significado</u>
1 - 4	número da barra. A entrada de 9999 neste campo indica o fim de dados de barras
8	tipo da barra: (0) barra de carga (1) barra de geração (2) barra de referência
10-21	nome da barra
23-26	número do modelo de carga da barra
31-35	geração ativa, em Mw
41-45	geração ativa mínima, em Mw
46-50	geração ativa máxima, em Mw
56-60	carga ativa, em Mw
61-65	fator limite para corte de carga: relação entre a carga que pode ser cortada e a carga total da barra. O não preenchimento deste campo é interpretado como a inexistência de restrições a cortes de carga.

- 66-69 capacidade de transferência de carga, primeiro estágio, em Mw
- 70-72 tempo necessário para executar a primeira transferência, em horas
- 74-77 capacidade de transferência de carga, segundo estágio, em Mw
- 78-80 tempo necessário para executar a segunda transferência, em horas

Formato de leitura: I4, I1, 3A4, I4, F4.0, 4(F5.0), I5, F5.0, F5.2, F4.0, F3.2, F4.0, F3.2.

5.4.5 - Inclusão de Perdas (Código 6)

Este código permite optar pelo cálculo do fluxo de carga do caso base com ou sem a consideração das perdas.

a) Cartão_1

Entrar com o número 6 na coluna 3 do cartão de controle.

b) Cartão_2

Entrar com um cartão conforme a descrição abaixo.

<u>Colunas</u>	<u>Significado</u>
1 - 5	valor aproximado das perdas do sistema, em %
10	(1) o caso base não considera as perdas
	(2) o caso base considera as perdas (esta é a opção assumida por omissão)

Formatos de saída: F5.0 e I1, respectivamente.

5.4.6 - Processamento das Contingências Simples (Código 11)

Sob este código é processado o fluxo de carga do caso base, gerada uma lista de contingências simples ordenadas segundo um critério de severidade, selecionadas as emergências, efetuados os redespachos de geração, determinadas as barras e os respectivos cortes de cargas necessários para eliminar violações dos limites de carregamento e calculados os índices de confiabilidade.

<u>Colunas</u>	<u>Significado</u>
2 - 3	código - entre com o número 11
5 - 8	número de emergências, da lista gerada pelo programa, que serão processadas

- 10 (1) adota critério de parada automática
- 12 (2) toda a lista de contingências é simulada este campo permite a geração de diferentes listas de contingências, salientando características particulares dos elementos do sistema :
- (2) salienta os elementos de menor reatância por nível decrescente de capacidade de transporte
- (3) salienta os elementos de maior reatância por nível decrescente da capacidade de transporte
- (4) salienta os elementos de maior capacidade de transmissão em regime de emergência
- (5) num mesmo nível de tensão, salienta as linhas mais longas
- 16 relatórios:
- (0) impressão do fluxo de carga do caso base é omitida
- (1) listado somente o carregamento das linhas em sobrecarga
- (2) imprime o fluxo de carga base completo e as linhas que estão em sobrecarga
- (3) imprime listagem das linhas sobrecarregadas-listagem dos barramentos com fluxo de carga completo
- (4) imprime somente os resultados finais do estudo de confiabilidade
- 20 critério automático de parada: entre com um número n entre 1 e 9. Quando não forem detectadas sobrecargas em n contingências sucessivas da lista o processamento será encerrado. O valor assumido por omissão é 6.
- 46-50 as linhas, que no caso base, estiverem com carregamento igual ou inferior ao carregamento especificado neste campo não contribuirão para o cálculo dos índices de severidade. Entrar com um valor entre 0,4 e 0,8 . O valor assumido por omissão é 0,6.
- 58-62 este campo contém o erro máximo, em pu, da perda ativa admissível para o sistema em regime normal de operação (caso base). Entre com a tolerância desejada, em pu na base de 100 MVA. O valor assumido por omissão é 0,01.
- 68 (1) os cortes de carga são mantidos até que o reparo seja concluído, mesmo quando a demanda cai a valores inferiores ao limite determinado para a barra.
- (0) a carga é conectada e desconectada sempre que a demanda muda de posição em relação ao limite de carregamento de emergência
- 70 (1) redespacho de geração não é considerado

76 (1) os fatores de sensibilidade de barras são impressos

As opções fornecidas no campo localizado na coluna 12 visam melhorar a qualidade da lista de contingências, ponderando o índice de desempenho em função de determinadas características do sistema, como descrito a seguir:

Tipo	Descrição
2	$B_i \cdot P_i / \bar{B} \cdot \bar{P}$
3	$\bar{B} \cdot P_i / B_i \cdot \bar{P}$
4	P_i / \bar{P}
5	\bar{B} / B_i

onde:

B_i susceptância da linha i

P_i carregamento máximo permitido na linha i

N número de linhas

$$\bar{B} = \left(\sum_{i=1}^N B_i \right) / N$$

$$\bar{P} = \left(\sum_{i=1}^N P_i \right) / N$$

5.4.7 - Análise de Contingência de Circuitos Duplos (Código 22)

Com este código é iniciada a análise da saída simultânea das linhas de circuitos duplos. Os circuitos duplos a serem analisados são identificados pelo campo da coluna 14 dos dados de linha (código 4). Para o cálculo dos índices considera-se os circuitos como tendo comportamentos independentes.

Introduzir o número 22 nas colunas 2 e 3. Preencher também os campos 16, 52-56, 68 e 70 de forma similar ao descrito sob o código 11.

5.4.8 - Análise de Contingências Duplas (Código 23)

Com este código é iniciada a análise da saída simultânea de dois circuitos independentes. São selecionadas todas as contingências duplas, sem considerar, porém, as linhas que em contingência simples levam a sobrecargas, nem a saída simultânea de linhas em circuitos duplos.

É gerada uma lista de contingências para o sistema base, ordenadas por sua severidade, porém sem uma linha ou transformador, então associa-se ao componente excluído, cada elemento desta lista. Ao conjunto de linhas assim ordenadas pode-se, opcionalmente, aplicar o método de parada automática.

5.4.8 - Contingências_Fornecidas_Pelo_Usuário (Código 17)

Através deste código é possível fornecer uma lista de contingências simples ou duplas para serem analisadas pelo programa. O tipo de relatório também pode ser escolhido pelo usuário. Os números dos circuitos das contingências simples e duplas deverão entrar em bloco separados, antecidos por um cartão código 11.

Preencher as colunas 2-3 com o número 17, e os campos das colunas 16, 52-56, 68 e 70 de forma similar ao descrito sob o código 11. Para as contingências duplas entre com o número 1 na coluna 72.

Após o cartão 17 crie tantos cartões quantos sejam necessários da forma a seguir descrita.

Entre com o número dos circuitos, em formato 14, seguidos por 999S se desejar o relatório simplificado de cada emergência e 999C se desejar o relatório completo, deixar um espaço em branco após o número do circuito.

Exemplo:

- retirar as linhas 2000, 3000 e 400

2000b-999S3000b-999S400b-999S9999

- retirar os circuitos duplos 2000, 2001, 3000 e 3001

2000b 2001b-999S3000b 3001b-999S9999

Após a última contingência entre com o número 9999.

5.4.10 - Fim_da_Análise_Sob_Qualidade_de_Serviço (Código 30)

Ao encontrar o número 30 nas colunas 2-3 o programa encerra os estudos de confiabilidade sob o critério de qualidade serviço.

5.4.11 - Relatório_Final

Para imprimir um relatório final com os resultados totais sob os dois critérios introduza nas colunas 1-16 :

*RELATÓRIO FINAL.

5.5 - CARTÃO DE TÉRMINO

Este cartão indica o fim de processamento. Escrever nas colunas 1-18 : *FIM DE PROCESSAMENTO

REFERÊNCIAS

- [1] LUZ, A.D.; " Confiabilidade de Sistemas de Subtransmissão e Distribuição de Energia Elétrica ", Dissertação de mestrado EFEI/1988.
- [2] DUQUE, S.;" Estudos de Confiabilidade em Sistemas de Distribuição " , Dissertação de Mestrado EFEI/1981
- [3] OLIVEIRA, M.;" Reliability Evaluation of Electrical Systems " , PhD Thesis Victoria University of Manchester / 1976
- [4] Philadelphia Electric Company - System Planning Division; " Load Flow User's Guide " , June/1971
- [5] SILVEIRA, J.T.; " Análise Automática de Sobrecargas", VI SNTPEE , Eletrobrás, Camboriu/1981
- [6] SILVEIRA, J.T.; " Manual do Programa AAS - Análise Automática de Sobrecargas ", GPD/Eletrobrás, DEST 021/80, Dez/80
- [7] SILVEIRA, J.T.; " Relatório de Implantação do Programa AAS" Nota Técnica DEST 23/81 , Eletrobrás

DATA 26 07 / 1990
PROC.
PED. PPG
LIV.
Cz\$ DOAÇÃO

INV -	
BIB - E	
DATA	

EFEI - BIBLIOTECA MAUÁ
8200619

NÃO DANIFIQUE ESTA ETIQUETA