

TESE

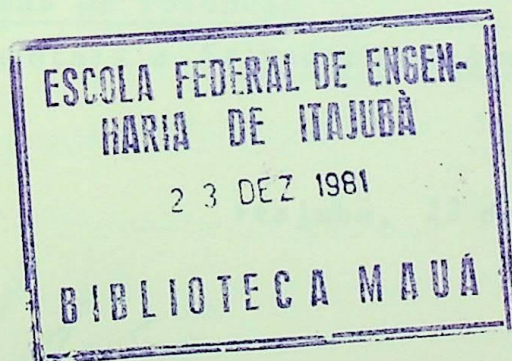
319



- SALVADOR MARTINEZ HERNANDEZ DUQUE -

ESTUDOS DE CONFIABILIDADE EM SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO

ORIENTADOR RENATO DE AQUINO FARIA NUNES



TRABALHO DE DISSERTAÇÃO APRESENTADO A COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO DA ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM CIÊNCIAS.

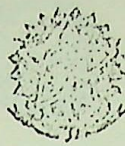
ITAJUBA - DEZEMBRO DE 1981

CLASS. 621.315.004.15 (0432)

CUTT. H557e

TOMBO 319

ESCOLA FEDERAL DE EXERCÍCIOS
MADIA DE MARA
5 OCT 1981
BIBLIOTECA MADIA



Ministério da Educação e Cultura
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

A N E X O I

PRONUNCIAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, nomeada por Portaria nº 267 de 18 / 12 / 81, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: "ESTUDOS DE CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA"

apresenta pronunciamento no sentido de que a Comissão de Pós-Graduação da Escola Federal de Engenharia de Itajubá solicite à DDD (Divisão de Divulgação e Documentação) a expedição do título de Mestre em Engenharia Elétrica na Área de Concentração de Sistemas de Potência satisfeitas as demais exigências regimentais à Salvador Martinez Hernandez Duque.

Itajubá, 22 de dezembro de 1981

1º Examinador

Engº Francisco Rennô Neto

2º Examinador

Prof. Hector Arango

3º Examinador

Prof. Renato de Aquino Faria Nunes

ORIENTADOR





Ministério da Educação e Cultura
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

A N E X O I I

FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA

Título da Dissertação: "ESTUDOS DE CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA"

Autor: SALVADOR MARTINEZ HERNANDEZ DUQUE

JULGAMENTO

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

Resultado médio: Conceito A, ou seja aprovado

Observações: _____

Itajubá, 22 de dezembro de 1981

1º Examinador

Engº Francisco Rennó Neto

2º Examinador

Prof. Hector Arango

3º Examinador

Prof. Renato de Aquino Faria Nunes

ORIENTADOR

Rua Col. Rond. 7 - 37.560 - ITAJUBÁ - MG

AGRADECIMENTOS

- A Conacyt pela oportunidade que me foi concedida para a reali
zação do Curso.
- Ao Professor Antonio Eduardo Hermeto pela atenção aos probleme
s surgidos no transcorrer do trabalho e a constante demonstra
ção de confiança
- A Srta. Regina Maria Santos Grilo pela dedicação quanto ao
trabalho de datilografia
- Aos funcionários do escritório da CEMIG especialmente ao Eng^o
José Irineu Teixeira Neto pelas atenções e gentilezas no for
necimento de dados
- Aos companheiros da Pós-Graduação da EFEI, pelo incentivo, a
mizade e cooperação
- Aos professores e funcionários da EFEI
- Ao professor Renato de Aquino Faria Nunes, pela dedicação no
excelente trabalho de orientação, além do incentivo, amizade
e cooperação
- A todos aqueles que de alguma maneira cooperaram para a con
secussão do presente trabalho

ÍNDICE

CAPÍTULO I - Introdução

1.1 - Introdução Geral e Propósito da Dissertação... 1

1.2 - Breve História da Distribuição... 2

1.3 - A Estrutura da Dissertação... 3

CAPÍTULO II - Descrição das Técnicas Implementadas

2.1 - Índices de Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição... 4

2.2 - O Método dos Momentos... 5

ESTUDOS DE CONFIABILIDADE

EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

ORIENTADOR RENATO DE AQUINO FARIA NUNES

ORIENTADO SALVADOR MARTÍNEZ HERNÁNDEZ DUQUE

INDICE

CAPÍTULO I - Introdução

- I.1 - Considerações Gerais e Propósito da Dissertação...1
- I.2 - Breve Resenha Histórica2
- I.3 - A Estrutura da Dissertação5

CAPÍTULO II - Descrição das Técnicas Implementadas

- 2.1 - Índices de Confiabilidade em Sistemas de Transmis
são e Distribuição6
- 2.2 - O Método dos Conjuntos Mínimos de Corte17
- 2.3 - Classificação dos tipos ou modos de falha25
- 2.4 - Equações para o cálculo de Índices de confiabili
dade em Sistemas de Distribuição34
 - 2.4.1 - Equações para uma só solicitação ambien
tal(um estado de tempo)38
 - 2.4.2 - Solicitação ambiental Dupla(dois estados
de tempo).....49
 - 2.4.3 - Índices totais para cada ponto de carga..70
 - 2.4.4 - Índices globais para o sistema total71

CAPÍTULO III - Estudos comparativos num Sistema Simples. Análise de Sensibilidade

- 3.1 - Introdução73
- 3.2 - Influência da ordem dos conjuntos de Corte.....76
- 3.3 - Influência da Solicitação Ambiental83
- 3.4 - Influência da Manutenção94

CAPÍTULO IV - Análise da Confiabilidade em Sistemas de Distribuição Típicos

4.1 - Introdução	110
4.2 - Sistema de Distribuição Radial	111
4.3 - Um sistema em Anel.....	116
4.4 - Sistema de Distribuição Primária da cidade de Paraisópolis.....	121

CAPÍTULO V - Conclusões

Conclusões	127
------------------	-----

BIBLIOGRAFIA	132
--------------------	-----

ANEXO I - Definições de Termos propostos par Elaboração de relatórios e análise de falhas de componentes de Sistemas de Transmissão e Distribuição	137
--	-----

I.1 - Termos Gerais.....	137
--------------------------	-----

I.2 - Termos Relacionados com falhas	138
--	-----

I.3 - Termos associados a Interrupções	142
--	-----

ANEXO II - Fluxuograma do Programa	145
--	-----

INTRODUÇÃO

1.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS E PROBLEMAS DE INVESTIGAÇÃO

A determinação quantitativa da confiabilidade em sistemas elétricos de potência vem sendo há algum tempo, o tópico de muitas publicações.

A finalidade principal de muitas dessas publicações tem sido a de citar e analisar métodos matemáticos que sejam capazes de representar adequadamente o comportamento futuro, e custo e a vida média, dos sistemas elétricos, levando

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

Confiabilidade é a probabilidade de um componente de sistema, submetido a condições de uso normal, de manter o padrão de desempenho sob as condições de operação especificadas.

Esta definição tem sido muito utilizada, como uma definição de referência para o estudo de confiabilidade de sistemas elétricos de potência, e por se acreditar que os métodos matemáticos são importantes, torna-se conveniente adotar esta definição de referência de confiabilidade. Este capítulo é dedicado à introdução da confiabilidade e a sua importância em sistemas elétricos de potência.

CAPITULO I

INTRODUÇÃO

1.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS E PROPÓSITO DA DISSERTAÇÃO

A determinação quantitativa da confiabilidade em sistemas elétricos de potência vem sendo, há alguns anos, o tópico de muitas publicações.

A finalidade primeira da maioria dessas publicações tem sido a de criar e aprimorar modelos matemáticos que sejam capazes de representar adequada e realisticamente o comportamento futuro, o custo e a longo prazo, dos sistemas elétricos, levando em consideração a natureza inerentemente aleatória desse comportamento. Por tal fato, essa análise quantitativa baseia-se nos ensinamentos da teoria das probabilidades e esta constatação leva usualmente à utilização e aceitação da seguinte definição genérica : (1)

Confiabilidade é a probabilidade de um componente ou sistema, desempenhar adequadamente as suas funções, durante o período de tempo previsto e sob as condições de operação encontradas.

Esta definição tem sido muito utilizada, comentada e discutida. Em relação a ela no entanto, e por se acreditar que tais considerações são importantes, torna-se conveniente deferir novamente o caráter de generalidade que lhe é inerente. De fato, quando se diz que "confiabilidade é a probabilidade", deve entender-se que confiabilidade é o cálculo

quantitativo do desempenho futuro do sistema, que se pretende seja adequado. E se esse desempenho é por vezes traduzido por uma probabilidade de sucesso (ou falha), torna-se frequentemente conveniente traduzi-lo por outros índices numéricos mais significativos, cuja definição é grandemente dependente da natureza do sistema e das grandezas relevantes envolvidas.

Em sistemas de transmissão e distribuição os índices que mais significativamente servem para quantificar a confiabilidade daqueles sistemas são basicamente dois : a frequência das interrupções e a duração média correspondente. O cálculo de tais índices pode esquematizar-se num conjunto sequencial de passos que resumidamente se podem descrever como:

- Identificação dos modos de falha dos vários componentes constituintes do sistema
- Identificação dos diversos modos ou tipos de falha do sistema.
- Identificação dos processos de restauração para cada tipo de falha
- Cálculo dos índices de confiabilidade

Com base nesta espinha dorsal, o trabalho que se descreve nos capítulos subsequentes, pretendeu estudar, analisar detalhadamente e implementar computacionalmente metodologias de análise capazes de fornecer, nas mais diversas circunstâncias, os índices de confiabilidade quase universalmente aceites em sistemas de transmissão e distribuição. Deve no entanto mencionar-se desde já que, em tais estudos, somente se considerou a *continuidade de serviço* como critério de avaliação

ção de confiabilidade daqueles sistemas.

1.2 - BREVE RESENHA HISTÓRICA

Em sistemas elétricos de potência, os primeiros estudos, de confiabilidade foram dirigidos para o sub-sistema de geração^(2), mais particularmente para o cálculo da reserva estática do sistema e as primeiras publicações de tais estudos, aplicando métodos probabilísticos, aparecem no início da década dos anos 30. Na década dos anos 50 e 60 consolidaram-se algumas metodologias^(3), amplamente aceites na atualidade, para o cálculo da confiabilidade do sistema gerador, principalmente para aplicações em estudos de planejamento.

Em 1964 duas publicações^(4),^(5) introduziram os conceitos básicos para a avaliação da confiabilidade de falhas permanentes em redes de sistemas de potência. Um artigo^(5) apresenta a lógica básica para deduzir as equações necessárias para o cálculo dos índices de confiabilidade de um barramento ou ponto de carga.

Mais tarde em 1968 Billinton e Bollinger^(6) mostraram que as equações anteriormente utilizadas^(5) forneciam resultados incompatíveis quando comparados com os que se obtinham utilizando modelos de Markov, sendo estes últimos aceites como os modelos de confiabilidade mais exatos em redes de sistemas de potência.

Desafortunadamente o modelo de Markov só pode ser aplicado a sistemas muito pequenos em face as exigências computacionais do método.

Duas publicações datadas de 1975, (7) (8) apresentavam versões modificadas das equações anteriores (5) que produzem resultados cujas diferenças em relação aos previstos pelo modelo de Markov são desprezáveis.

Uma outra publicação (9) mostra como a Teoria dos conjuntos mínimos de corte, técnica que se tornou muito popular (2) (5) (7-35), pode ser usada para determinar os índices de confiabilidade em sistemas de transmissão e distribuição.

Os efeitos das ações de chaveamento foram primeiramente considerados em 1973 (10) e em 1974 (11), altura a partir da qual, se pode notar um aumento significativo no número de trabalhos nas áreas de transmissão e distribuição.

Os conceitos básicos referentes ao cálculo da confiabilidade conjunta em sistemas de geração e transmissão foram primeiramente referidos num artigo publicado em 1969 (12).

Desta breve resenha histórica pode-se concluir que quase todos os tópicos da confiabilidade em sistemas de potência têm sido sucessivamente abordados em várias publicações. Deste esforço resultaram alguns métodos que desfrutam hoje de grande aceitação, como o LOLE na geração e o método da frequência e duração na transmissão, distribuição e subestações. No entanto muito se pode ainda esperar de estudos extensivos de aplicações destes e de outros métodos que a continuação do referido esforço venha a produzir.

1.3 - A ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O presente trabalho pode considerar-se dividido em quatro partes distintas. A primeira delas (Capítulo II) descreve todos os principais conceitos e técnicas utilizadas, e apresenta as fórmulas implementadas no programa de computação utilizado, recorrendo frequentemente à resolução de exemplos simples com o intuito de melhor descrever determinadas técnicas.

Na segunda parte (Capítulo III) aplicam-se as técnicas de cálculo anteriormente descritas a um sistema de distribuição simples com o intuito de descrever quais os tipos de resultados que assim se podem obter. Além disso, apresentam-se também os resultados de vários estudos de sensibilidade com os quais se pretende mostrar como a confiabilidade de um sistema pode ser afetada por fatores tais como a ordem dos conjuntos de corte, a solicitação ambiental e as ações de manutenção.

Na terceira parte (Capítulo IV) foram selecionados e estudados diversos sistemas típicos de distribuição com o intuito de mostrar como a metodologia adotada pode ser aplicada com vantagem no estudo de possíveis esquemas alternativos. Esta terceira parte termina com um estudo efetuado num sistema real: o sistema de distribuição primária da cidade de Paraisópolis em Minas Gerais.

Finalmente na quarta parte (Capítulo V) apresenta-se um resumo das principais conclusões relevantes obtidas no decorrer do presente trabalho.

CAPÍTULO II

DESCRIÇÃO DAS TÉCNICAS IMPLEMENTADAS

2.1 - INDICES DE CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

Um sistema de potência é tipicamente dividido por três sub-sistemas a saber:

1. O sub-sistema gerador, que transforma energia primária (potencial, calorífica, etc.) em energia elétrica.

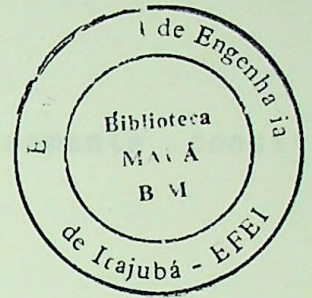
CAPITULO I I

2. O sub-sistema de transmissão (sub-transmissão), cuja função é transportar a energia elétrica dos centros de geração para os centros de consumo.

DESCRIÇÃO DAS TÉCNICAS

3. O sub-sistema de distribuição, que tem a função de levar a carga de consumo aos consumidores (residência, comércio, indústria, etc.) e garantir a continuidade do serviço ao custo econômico no menor prazo de tempo possível de confiabilidade. A confiabilidade neste contexto deve ser entendida como a probabilidade das partes como uma função do tempo de vida de sistema. Tal interpretação deve ser feita de acordo com o contexto de aplicação.

IMPLEMENTADAS



CAPÍTULO II

DESCRIÇÃO DAS TÉCNICAS IMPLEMENTADAS

2.1 - ÍNDICES DE CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

Um sistema de potência é tipicamente constituido por três sub-sistemas a saber:

- 1 . O sub-sistema *gerador*, que transforma energia primária (potencial, calorífica, etc.) em energia elētrica.
- 2 . O sub-sistema de *transmissão* (sub-transmissão) cuja principal função é transportar a energia elétrica dos centros de geração para os centros de consumo.
- 3 . O sub-sistema de *distribuição* cuja função é distribuir pelos consumidores a energia recebida do sub-sistema de transmissão.

A função do dito sistema de potência é satisfazer a carga do sistema tão economicamente quanto possível, e com um nível aceitável de continuidade e qualidade de serviço ou como usualmente se refere, com um nível aceitável de confiabilidade. A palavra confiabilidade usada neste contexto deve ser entendida não como uma qualificação mas antes como uma quantificação do comportamento do sistema. Tal interpretação exige, que ela seja, então, traduzida por índices numéricos



tão significativos quanto possível.

Compreende-se facilmente então que, em última análise, os estudos de confiabilidade em sistemas de potência devem considerar esses sistemas como um todo, e fornecer, na medida do possível, índices numéricos que possam quantificar o seu comportamento global. No entanto este tipo de estudo embora possível e de relativamente fácil concepção exige ainda que para sistemas pequenos ou médios, um esforço computacional bastante elevado. Por tal motivo, e porque, principalmente em estudos de planejamento, os resultados obtidos são bastante satisfatórios, é usual calcular-se a confiabilidade dos três sub-sistemas acima referidos considerando-os isoladamente.

Em sistemas de distribuição, a própria constituição e tipo de serviços fornecidos são fatores adicionais que aconselham tal procedimento.

Utilizando como fundamento os ensinamentos da teoria das probabilidades e levando em consideração as características dos sistemas e das solicitações que lhes apresentam, é possível definir-se vários índices de confiabilidade. A título de recomendação deve aconselhar-se no entanto que, sempre que possível a confiabilidade não seja unicamente expressa por uma simples probabilidade, que por ser adimensional, torna-se por vezes de interpretação vaga e, conseqüentemente de difícil aceitação.

Por exemplo, no sub-sistema gerador os índices mais utilizados são :

1 . O LOLE que é o número esperado de dias em que o

sistema em estudo não é capaz de satisfazer a po
tência de ponta diária que se lhe apresenta durante
o período em estudo.

- 2 . O EIR que, frequentemente designado erroneamente
por probabilidade de perda de carga, representa na
realidade o valor esperado da energia que se preve
o sistema será incapaz de fornecer nas condições
de carga estudadas.

Estes dois índices representam, sob o ponto
de vista probabilístico, esperanças matemáticas de variáveis
aleatórias que por estarem diretamente relacionadas com uma ca
racterística quantificável do sistema, são sob o ponto de vis
ta de interpretação, bastante mais significativas que uma pro
bilidade pura e simples.

O seu cálculo baseia-se respectivamente na
utilização das chamadas "*curva de variação das potências de*
ponta diárias do sistema" e "*curva de duração de cargas*", de
significado sobejamente conhecido.

De todos os métodos probabilísticos que de
terminam índices de risco ou níveis de confiabilidade de sistem
as geradores, o mais utilizado é sem dúvida o LOLE, muito em
bora as suas aplicações nem sempre possam ser julgadas na mes
ma base de comparação.

Dado que o modelo de carga usado mais fre
quentemente no LOLE é a curva de variação das potências de pon
ta diárias, as variações de carga durante o dia não são leva

das em consideração. Isto faz com que, por vezes, este índice seja mal interpretado. Um LOLE igual a 1 dia/ano não significa que durante um dia no ano o sistema gerador não será capaz de satisfazer a carga que se apresenta. Quer, sim, dizer que o sistema gerador em estudo não será capaz de satisfazer, uma vez por ano, a potência de ponta diária correspondente à carga modelada pela curva de variação das potências de ponta diárias utilizadas.

A confiabilidade dos sistemas de transmissão e distribuição pode ser quantificada por índices semelhantes aos acabados de apresentar. Tal prática é altamente discutível. De fato, a definição de um só índice significativo de confiabilidade parece não ser, em tais casos, a medida mais adequada. A própria constituição e funcionamento de tais sistemas sugere a utilização de índices que sejam capazes de quantificar o seu comportamento quanto à *continuidade* e quanto a *qualidade* do serviço fornecido. Surgem assim dois critérios complementares de avaliação de confiabilidade:

- Critério de continuidade de serviço, que considera, em última análise, que os componentes são de capacidade infinita, onde então o sistema só falha se forem interrompidos todos os caminhos dos pontos de alimentação para a carga em estudo.
- Critério de qualidade de serviço, que considera como falhas do sistema todas aquelas situações que conduzem à violação dos limites de tensão e da capacidade de carregamento das linhas.

A consideração conjunta dos dois critérios no estudo do comportamento futuro de um dado sistema torna a análise relativamente complexa. Por outro lado, em sistemas de distribuição, o critério de continuidade de serviço é o mais condizente com a prática de coleta de dados passados e com índices aceitos e já definidos por lei (portarias 046 e 047 do DNAEE). Por tal motivo, todos os estudos efetuados neste trabalho, foram baseados na definição e utilização de índices de continuidade de serviço.

É prática usual em sistemas de distribuição anotar-se, para cada falha verificada no sistema, a sua causa, elemento ou elementos afetados, o tipo de solução adotada para eliminar a falta e a sua duração. Estes elementos são usualmente recolhidos em relação aos pontos de carga afetados pelas faltas ocorridas. Esta estatística pode ser eventualmente utilizada na previsão do comportamento futuro desses pontos de carga. Isso, no entanto, só seria possível se a configuração do sistema permanecesse sempre a mesma ao longo do tempo, o que torna tal hipótese de cálculo inviável, pois uma das principais aplicações dos estudos de confiabilidade é na escolha de possíveis alternativas de esquemas funcionais que possam satisfazer adequadamente a solicitação prevista para o sistema. Tal exigência torna quase que obrigatória uma coleta de dados individual por componente. A manipulação conveniente desses dados e a informação sobre o esquema funcional dos sistemas, devem, no entanto, permitir o cálculo de índices de confiabilidade por ponto de carga e índices de confiabilidade globais desses mesmos sistemas.

Dos métodos de cálculo disponíveis um é par

ticularmente útil e significativo, pois os índices por ele de finidos são perfeitamente condizentes com as necessidades acabadas de referir : é o método da frequência e duração, cujos princípios se descrevem resumidamente a seguir.

Considere-se um componente, representado por um modelo de dois estados, tal como se indica na figura seguinte :

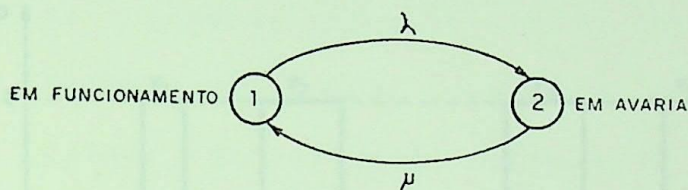


FIGURA 2.1 - Um componente de 2 estados

Outros possíveis estados do componente, como o estado de manutenção, serão oportunamente levados em consideração em equações futuras.

Considere-se que a observação do comportamento passado do componente (realização já verificada do processo estocástico correspondente) fornece a informação apresentada na figura 2.2.

Se o tempo de observação pode ser considerado suficientemente significativo sob o ponto de vista estatístico, então, é possível calcular:

$$m = \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{N}$$

e

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n r_i}{N}$$

e a partir destes valores caracterizar o comportamento futuro do componente pelo ciclo médio representado na figura 2.3.

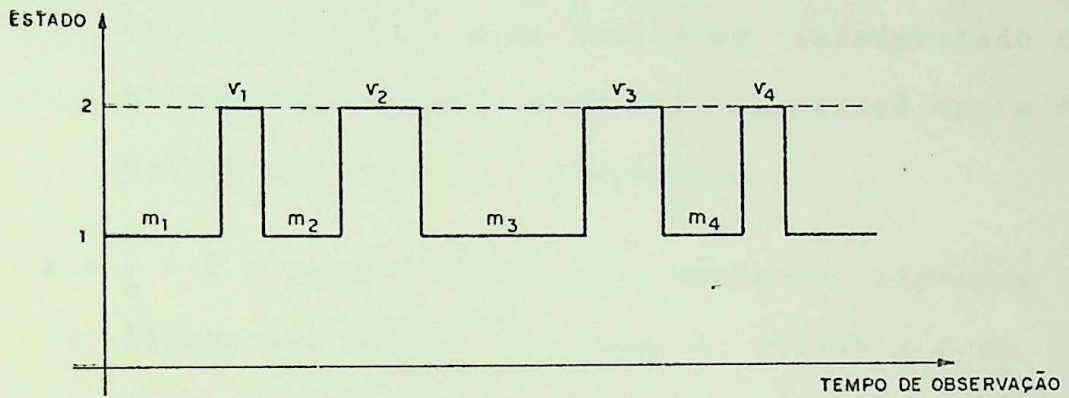


FIGURA 2.2 - Realização passada do processo estocástico correspondente ao modelo da figura anterior

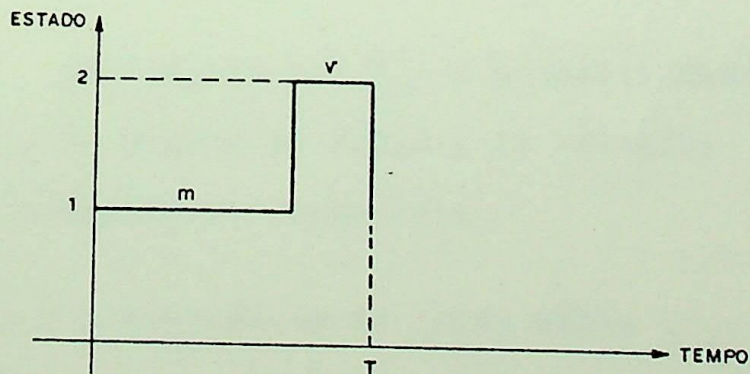


FIGURA 2.3 - Caracterização do comportamento futuro do componente através da consideração do ciclo médio de funcionamento - avaria

A partir destes valores médios é agora possível definir os índices de confiabilidade característicos do método de frequência e duração. Na figura anterior :

m - é o tempo médio de residência no estado 1 (tempo médio de funcionamento)

r - é o tempo médio de residência no estado 2 (tempo médio de reparo)

$T = m + r$ - é a duração média de um ciclo funcionamento - avaria, que pode também ser interpretado como o tempo médio que, se espera, decorrerá entre duas falhas sucessivas do componente

$\lambda = \frac{1}{m}$ - é a taxa de falha do componente, expressa em falhas por unidade de tempo de residência no estado de em funcionamento.

$\mu = \frac{1}{r}$ - é a taxa de reparo do componente, expressa em reparos por unidade de tempo de residência no estado de em reparo.

Designando por P_{is} a probabilidade estacionária do estado i do modelo em estudo, as relações seguintes são imediatas e sobejamente conhecidas :

$f = \frac{1}{T}$ - é a frequência do ciclo médio

$P_{1s} = \frac{\mu}{\mu + \lambda}$ - é também erroneamente designada por taxa de disponibilidade do componente.

$P_{2s} = \frac{\lambda}{\mu + \lambda}$ - é também erroneamente designada por taxa de falha forçada do componente.



Expressões mais usuais para f são:

$$f = P1s \cdot \lambda$$

$$f = P2s \cdot \mu$$

que usualmente traduzem-se por "A frequência com que o componente entra num estado pode ser calculada pelo produto da probabilidade estacionária desse estado pela taxa de saída do estado ou alternativamente pelo produto da probabilidade estacionária de não estar no estado pela taxa de entrada no estado".

Finalmente demonstra-se também que

$$m = \frac{P1s}{f}$$

e

$$r = \frac{P2s}{f}$$

que, em termos gerais, significam que o tempo médio de residência num certo estado pode ser calculado pelo quociente entre a probabilidade estacionária do estado e a frequência do ciclo médio correspondente.

Os conceitos acabados de apresentar generalizam-se sem dificuldades a um sistema complexo de componentes. A sua aplicação no entanto fica dificultada quando o espaço de estado do sistema cresce demasiadamente. Em sistemas de distribuição, e principalmente nestes, o ciclo médio funcionamento-avaria dos componentes constituintes permite no entanto uma simplificação adicional, por sinal importante. Neste caso verifica-se, quase invariavelmente que

$$m \gg r$$

Esta condição introduzida na fórmula original de definição da frequência, conduz a:

$$f = \frac{1}{T} = \frac{1}{m + r}$$

ou seja:

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

Assim, e com a condição imposta, a frequência com que um equipamento, ou um sistema, falha é suficientemente bem aproximada pela taxa de falha correspondente.

Torna-se agora compreensível que, a utilização dos índices λ e r de cada componente de um sistema e o conhecimento referente ao seu esquema funcional permitem exprimir a confiabilidade associada a um certo ponto de carga desse sistema através de três índices de definição simples mas bastante elucidativa, que são :

λ_p - a taxa de falha esperada, no ponto de carga

r_p - a duração média esperada, de uma falha, no ponto de carga

U_p - a indisponibilidade de serviço, ou o tempo total médio anual de interrupção no ponto de carga

A confiabilidade assim quantificada por estes três índices, por ponto de carga, constitui-se num cálculo basicamente orientado para o consumidor. Se calculados para todos os pontos de carga do sistema os índices λ, r e U fornecerão também uma idéia bastante completa do futuro desempenho do

sistema, incluindo a detecção de possíveis pontos fracos eventualmente existentes.

Por vezes é de interesse das concessionárias ou das empresas responsáveis pela distribuição de energia possuir uma quantificação da confiabilidade do sistema como um todo (ou por área) ou seja, é por vezes conveniente definir e calcular índices de confiabilidade globais do sistema.

Os mais importantes de tais índices podem definir-se como :

\bar{F} - Número médio de interrupções de serviço, por consumidor servido, por ano

\bar{R} - duração média das interrupções por consumidor

\bar{H} - tempo total de interrupção, por consumidor servido, por ano

$F_{\text{máx}}$ - número máximo esperado de interrupções, experimentadas por qualquer consumidor, por ano

$R_{\text{máx}}$ - duração máxima esperada da interrupção experimentada por qualquer consumidor.

Estes índices podem também ser calculadas por unidade de potência instalada ou servida, em vez de por consumidor.

No Brasil duas Portarias (046 e 047 de 1978) relativamente recentes do DNAEE estabelecem valores limites, por tipo de consumidor servido, para dois de tais índices, denominados por aquelas Portarias por :

FEC - Frequência total de interrupção a consumidores, por ano, dividido pelo número de consumidores ser
vidos

DEC - Duração total (horas) de interrupção a consumi
dores, por ano, dividido pelo número de interrup
ções a consumidores, por ano.

Neste trabalho, e sempre que conveniente, a partir do conhecimento dos índices λ , r e U dos componentes, se
rão calculados os índices λ , r e U por ponto de carga e/ou os índices FEC e DEC acabados de mencionar.

2.2 - O MÉTODO DOS CONJUNTOS MÍNIMOS DE CORTE

O cálculo de índices de confiabilidade num determinado ponto de um sistema elétrico, pode ser efetuado a
través da aplicação de um conjunto de métodos distintos. De todos os métodos disponíveis o que melhor retrata a realidade, na maioria dos casos, é o que se apoia no modelo matemático co
nhecido por processo estocástico de Markov que constitui um ca
so particular do Método do Espaço de Estado. No entanto a apli
cação prática deste modelo, dadas as dificuldades de implemen
tação computacional, só pode ser feita em sistemas muito sim
ples (pequeno número de componentes) o que reduz a sua utili
dade, quase somente, a servir de base de comparação para mêto
dos aproximados de solução. Destes métodos aproximados os mais importantes são :

- 1 . O método das redes: - que por sua vez permite duas variações : a técnica da decomposição (teorema da probabilidade total) e a técnica dos conjuntos mínimas de corte.
- 2 . O método da árvore de falhas.
- 3 . O método da falha composta
- 4 . O método da função densidade de probabilidade conjunta, no no.
- 5 . Métodos de simulação (Técnicas de Monte Carlo)

De todos estes métodos o que se mostra de aplicação mais direta e o que requer cálculos mais simples é o Método das Redes, e das duas alternativas mencionadas a mais poderosa e eficiente é a que se denomina por Técnica ou Método dos Conjuntos Mínimos de Corte. Comparações já efetuadas⁽⁷⁾ mostram que os resultados obtidos com este método são satisfatoriamente precisos quando comparados com os resultados que se obtêm com os modelos de Markov. Por este motivo, todos os resultados apresentados neste trabalho foram calculados por um programa para computador digital através do qual se implementaram todas as técnicas de cálculo do método dos conjuntos mínimos de corte, cuja descrição sumária se apresenta a seguir.

Em relação a um certo ponto de carga, defini-se conjunto de corte como sendo um conjunto de elementos que quando simultaneamente retirados de serviço, provocam a sua interrupção nesse ponto, ou seja, provocam a interrupção de todos os caminhos possíveis entre todas as alimentações e o

ponto de carga em estudo. Um conjunto mínimo de corte é aquele que não contém nenhum outro conjunto de corte.

A análise de um sistema simples ajudará a ilustrar melhor esta definição. Considere-se o sistema de componentes da figura abaixo.

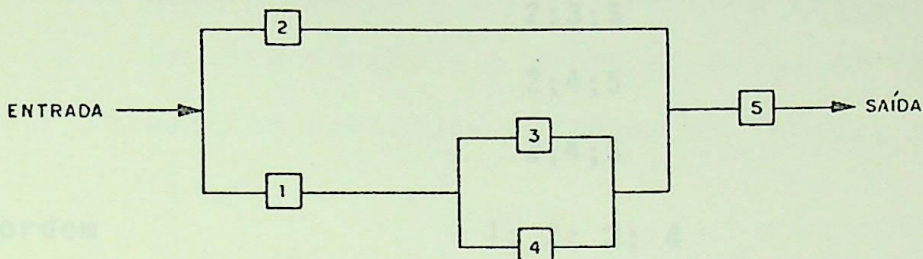


FIGURA 2.4 - Sistema de componentes utilizado na ilustração do método dos conjuntos de corte.

Recorrendo à definição anterior não é difícil reconhecer por inspeção, a existência dos seguintes conjuntos de corte :

CORTES	COMPONENTES CONSTITUINTES DO CORTE
1ª ordem	5
2ª ordem	1;2
	1;5
	2;5
	3;5
	4;5

CORTES	COMPONENTES CONSTITUINTES DO CORTE
3 ^a ordem	1;2;3
	1;2;4
	1;2;5
	2;3;4
	2;3;5
	2;4;5
4 ^a ordem	3;4;5
	1; 2; 3; 4
	1; 2; 3; 5
	1; 2; 4; 5
5 ^a ordem	2; 3; 4; 5
	1; 2; 3; 4; 5

Os conjuntos m̃nimos de corte s̃o os que se enumeram na tabela seguinte :

Conjuntos m̃nimos de corte	Elementos Constituintes
1 ^a ordem	5
2 ^a ordem	1 ; 2
3 ^a ordem	2;3;4

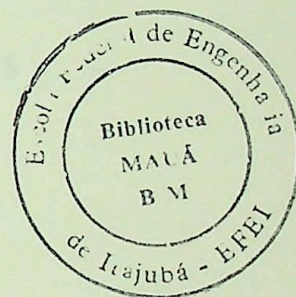
Uma possibilidade de implementa~o computacional que se mostra bastante eficiente e a que se baseia na no~o de caminho, que e definido como sendo um conjunto de ele

mentos que estabelecem uma ligação entre uma fonte de alimentação e o ponto de carga em estudo. Com esta definição adicional, a determinação dos conjuntos mínimos de corte pode esquematisar-se como se indica a seguir, onde cada passo será convenientemente ilustrado com o esquema da figura 2.4:

1º . Determinam-se todos os caminhos entre as fontes de alimentação e o ponto de carga em relação ao qual se pretendem calcular os índices de confiabilidade.

Em relação ao esquema já mencionado, facilmente se constata a existência dos caminhos enumerados a seguir :

CAMINHO	COMPONENTES
1	2 + 5
2	1+ 3 + 5
3	1+ 4 + 5



Sob o ponto de vista de cálculo automático é conveniente dispor as informações anteriores na forma seguinte :

Componente	1	2	3	4	5
Caminho					
1		1			1
2	1		1		1
3	1			1	1

onde numa certa coluna, um "1" indica que o elemento correspondente pertence ao caminho indicado

na linha, e um "0" indica que o elemento não pertence a esse mesmo caminho.

- 29 . Se na tabela anterior todos os elementos de uma coluna são unitários, então o componente em consideração é um conjunto de corte de 1ª ordem.

CONJUNTOS DE 1ª ORDEM	ELEMENTO
1	5

- 39 . Se todos os elementos de duas colunas combinadas são unitários, então os dois componentes correspondentes constituem um conjunto de corte de segunda ordem.

CONJUNTOS DE 2ª ORDEM	COMPONENTES
1	1 + 2
2	1 + 5
3	2 + 5
4	3 + 5
5	4 + 5

- 49 . Procedimento análogo permite determinar os conjuntos de corte de qualquer ordem.

Ainda em relação ao esquema em análise, detem-se os seguintes conjuntos de corte de 3ª ordem.

CONJUNTOS DE 3ª ORDEM	COMPONENTES
1	1 + 2 + 3
2	1 + 2 + 4
3	1 + 2 + 5

4	2 + 3 + 4
5	2 + 3 + 5
6	2 + 4 + 5
7	3 + 4 + 5

59 . Cada um dos cortes obtidos \bar{e} examinado, com o sen
tido de se verificar se ele cont \bar{e} m um conjunto de
corte de ordem inferior. Se tal acontece, o con
junto de corte \bar{e} n \bar{a} o m \bar{i} nimo e deve ser rejeitado.

No exemplo apresentado rejeitam-se assim os
cortes :

- De segunda ordem

- 1 + 5
- 2 + 5
- 3 + 5

- De terceira ordem

- 1 + 2 + 3
- 1 + 2 + 4
- 1 + 2 + 5
- 2 + 3 + 5
- 2 + 4 + 5
- 3 + 4 + 5

Pode-se ent \bar{a} o concluir que o esquema da fi
gura 2.4 possui os seguintes conjuntos m \bar{i} nimos de corte :

- De 1^a ordem 5
- De 2^a ordem 1 + 2
- De 3^a ordem 2 + 3 + 4

Na posse desta informação, resta agora estabelecer o esquema de confiabilidade equivalente que permitirá calcular os índices de confiabilidade procurados. Para tal basta constatar que o serviço no ponto de carga em consideração é interrompido se pelo menos um dos conjuntos de corte existir. Isto caracteriza a existência de um esquema equivalente de confiabilidade constituído por todos os conjuntos mínimos de corte em série.

Assim, para o exemplo citado, o esquema equivalente de confiabilidade passa a ser :

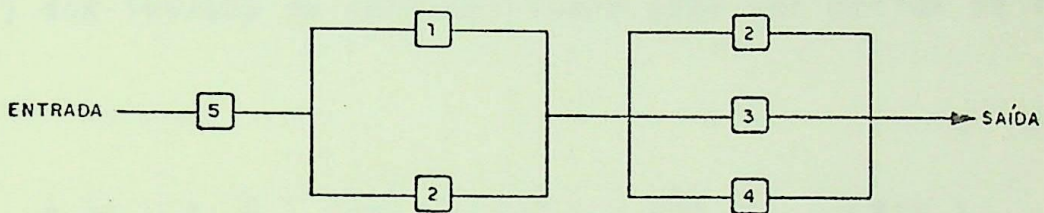


FIGURA 2.5 - Esquema equivalente

O cálculo dos índices de confiabilidade, feito a partir destes esquemas equivalentes utiliza uma simplificação, sancionada na prática pelas estatísticas de falha dos diversos componentes. Essa simplificação, que admite a mútua exclusividade entre conjuntos de corte, baseia-se na análise seguinte : a probabilidade de falha de um sistema de componentes que possui n conjuntos mínimos de corte, calcula-se por:

$$P_{falha} = P \{C_1 \cup C_2 \cup C_3 \dots C_n\} = \sum_{i=1}^n P(C_i) - \sum_{j \neq i} P(C_i \cap C_j) + \sum_{i,j,k} P(C_i \cap C_j \cap C_k) - \dots$$

Mas os valores das probabilidades de falha de cada conjunto de corte são tais que permitem escrever:

$$\sum_{i=1}^n P(C_i) \gg \sum_{j \neq i} P(C_i \cap C_j) > \sum_{i,j,k} P(C_i \cap C_j \cap C_k)$$

ou seja :

$$P\{C_1 \cup C_2 \cup \dots \cup C_n\} < P(C_1) + P(C_2) + \dots + P(C_n)$$

Assim sendo, uma boa aproximação (limite superior) dos índices de confiabilidade pode ser obtida se fizermos :

$$P\{C_1 \cup C_2 \cup \dots \cup C_n\} = P(C_1) + P(C_2) + \dots + P(C_n)$$

Esta equação pressupõe que todos os conjuntos de corte são mutuamente exclusivos entre si. O erro assim cometido é, em geral, desprezável.

2.3 - CLASSIFICAÇÃO DOS TIPOS OU MODOS DE FALHA

A determinação dos conjuntos de corte feita no item anterior, baseou-se pura e simplesmente no fato de que a falha dos componentes indicados conduzia à interrupção do serviço no ponto de carga em estudo. No entanto nada foi mencionado acerca dos possíveis tipos de falha que cada um dos componentes do sistema pode possuir.

Estes diversos tipos de falha derivam do fato de que os esquemas funcionais dos mais diversos sistemas levam a que uma falha de um componente integrante desses sistemas pode afetar, de forma variada, outros componentes, por vezes nem sequer diretamente ligados ao componente falhado.

Em sistemas de transmissão e distribuição tal fato torna-se patente naquelas falhas de componentes que por variadíssimas razões (por exemplo, a atuação de uma proteção de retaguarda) levam ao desligamento de outros componentes não diretamente afetados pela falha original. Por tal motivo é conveniente introduzir desde já uma noção adicional: a de falha ativa de um componente, assim denominada por oposição a uma falha passiva que é aquela que sob o ponto de vista do sistema só afeta o componente falhado. Define-se então falha ativa de um componente como o evento que causa a abertura de disjuntores e conseqüentemente o desligamento de componentes saídos. Tal evento pode causar o desligamento de outros ramais.

Por outro lado os componentes dos sistemas de transmissão e de distribuição necessitam de ser periodicamente retirados de serviço para sofrerem ações de manutenção preventiva. Este tipo de ação pode contribuir, em alguns casos significativamente, para os índices de interrupção nos pontos de carga.

Muitas vezes é perfeitamente razoável supor que saídas programadas de serviço para manutenção são eventos aleatórios e podem ser tratados de uma maneira similar aquela utilizada para modelar as saídas forçadas de serviço. Entretanto

to, deve-se desde já mencionar uma restrição importante: um elemento ou componente do sistema não será retirado para manutenção se essa ação causar interrupção de serviço num ponto do sistema.

Em esquemas de distribuição, interrupções temporárias causam considerável irritação aos consumidores. Em alguns processos industriais onde a continuidade da alimentação é essencial, perdas financeiras consideráveis podem ocorrer na forma de material estragado, perda de produção, etc. devido a interrupções temporárias de alimentação.

Em alguns casos em que o sistema não é o suficientemente reduntante, saídas dos componentes por sobrecargas podem resultar em altos valores de inconfiabilidade nos pontos de carga do sistema. Todas estas considerações levam à concepção de um primeiro modelo⁽⁸⁾ que considera os diversos tipos de falha a que um componente de sistemas de distribuição se encontra sujeito :

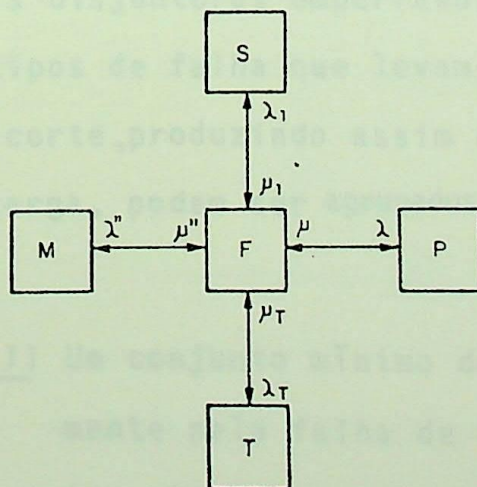


FIGURA 2.6 - Modos de falha típicos de um componente de sistemas de distribuição.

Na figura anterior :

- F - Componente em funcionamento
- P - Saída permanente (ativa ou passiva)
- T - Saída temporaria
- M - Saída para manutenção
- S - Saída por sobrecarga

As saídas permanentes, temporárias e para manutenção obedecem ao critério de violação de continuidade e portanto serão consideradas no presente trabalho. As saídas por sobrecarga obedecem ao critério de violação de qualidade e pelas razões anteriormente expostas deixaremos como um caminho aberto para o seu desenvolvimento em futuros trabalhos.

As saídas de um ou vários componentes podem ou não podem resultar na interrupção de serviço no ponto de carga em questão, dependendo da configuração do sistema.

Se a probabilidade de duas falhas ativas sobrepostas e de dois disjuntores emperrados são consideradas desprezáveis, os tipos de falha que levam à existência de conjuntos mínimos de corte, produzindo assim a interrupção de serviço no ponto de carga, podem ser agrupados em quatro categorias :

Categoria 1) Um conjunto mínimo de corte criado diretamente pela falha de um ou mais componentes. Todos os componentes são removidos para reparo ou manutenção. O serviço pode ser restabelecido restituindo ou substi

tuindo pelo menos um dos componentes fa
lhados.

Restringindo em todos os casos e por
razões que serão justificadas posterior
mente aos conjuntos de corte até 2ª ordem
é possível distinguir-se as seguintes si
tuações:

Conjunto de 1ª ordem : Um componente em
falha forçada (passiva ou ativa)

Conjunto de 2ª ordem : Um componente em
falha forçada sobrepondo outro
componente em falha forçada.

Uma saída forçada
de serviço sobrepondo uma saída
de serviço para manutenção.

Exemplo : Considere-se o sistema da figu
ra abaixo.

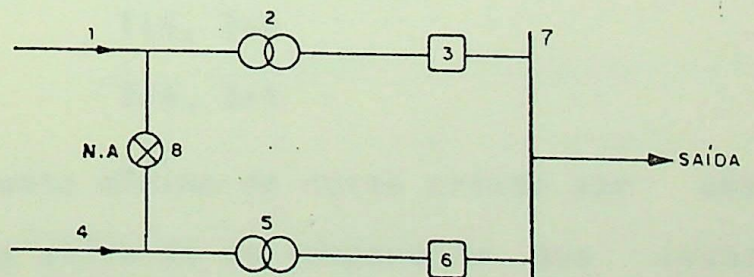


FIGURA 2.7 - Sistema utilizado para ilus
trar o tipos de falha

os tipos de falha nesta categoria são as seguintes :

- Conjuntos mínimos de corte de 1^a ordem
7.
- Conjuntos mínimos de corte de 2^a ordem
1+4, 1+5, 1+6
2+4, 2+5, 2+6
3+4, 3+5, 3+6

Categoria 2) Um conjunto mínimo de corte criado diretamente pela falha de um ou mais componentes. Todos os componentes são removidos para reparo ou manutenção, mas o serviço pode ser restabelecido fechando um caminho normalmente aberto.

Exemplo : Em relação ao exemplo da figura 2.7 verifica-se que fechando o disjuntor "8" eliminam-se os seguintes cortes mínimos.

1+5, 1+6

2+4, 3+4

Categoria 3) Conjunto mínimo de corte criado por uma falha ativa de um componente, que causa desligamento de outros ramais sadios. Um componente está ativamente falhado e os outros componentes estão fora para reparo ou manutenção. O serviço é restabelecido isolando o componente ativamente falhado

e re-energizando o resto do sistema.

Conjuntos de 1^a ordem : Uma falha ativa causando uma interrupção de serviço no ponto de carga em questão, que perdura durante o tempo médio de manobra.

Conjuntos de 2^a ordem : Uma falha ativa sobrepondo uma saída forçada. Este tipo de falha pode ser eliminado por uma ação de manobra.

Uma falha ativa como acima mas sobreposta agora a uma saída de serviço para manutenção.

Exemplo : Em relação a figura 2.7, tem-se os seguintes tipos de falha nesta categoria:

- Conjuntos mínimos de corte de 1^a ordem - 3, 6

onde : n indica que o componente n está ativamente falhado.

Deve mencionar-se também que se qualquer tipo de falha detectado nesta categoria, já existe como tipo de falha nas categorias anteriores, ele deve ser ignorado, pois o mesmo tipo de falha não pode ser incluído duas vezes.

Categoria 4) Conjunto mínimo de corte criado por uma proteção de retaguarda devido a um disjuntor emperrado. Um componente está ativamente falhado e os outros componentes estão fora para reparo ou manutenção mas inclui-se um disjuntor emperrado.

Conjuntos de 1ª ordem : Uma falha ativa que quando o disjuntor primário falha ao operar, causa falha no sistema.

Conjuntos de 2ª ordem : Uma falha ativa sobrepondo uma saída forçada a qual, quando o disjuntor primário emperra, causa uma falha no sistema.

Uma falha ativa como acima mas sobrepondo-se a uma saída para manutenção.

Exemplo : Fazendo referência a mesma figura 2.7.

- Conjuntos mínimos de corte de

1ª ordem : $\underline{1}+(3)$

$\underline{2}+(3)$

$\underline{4}+(6)$

$\underline{5}+(6)$

onde : \underline{n} indica que o componente n está ativamente falhado e (n) indica que o disjuntor n está emperrado.

Toda a análise apresentada anteriormente pressupõe que os componentes dos sistemas de distribuição encontram-se mergulhados numa solicitação ambiental uniforme. Como se sabe os sistemas de distribuição (transmissão) podem ser aéreos, subterrâneos ou um misto dos dois anteriores. Os sistemas aéreos operam sujeitos a uma flutuação da solicitação ambiental do meio onde se encontram instalados. A prática ensina que os componentes destes sistemas tendem a falhar mais frequentemente sob condições de solicitação ambiental severas (tempo adverso) do que em situações de solicitação ambiental normal (tempo normal). Assim, esquemas de distribuição que se concentram em áreas relativamente pequenas, podem ter a sua confiabilidade significativamente afetada por condições de tempo adverso. No presente trabalho utilizaram-se dois estados de solicitação atmosférica naquelas regiões onde serão ou estão instalados os sistemas de distribuição.

Os tipos de falha considerados anteriormente continuam válidos, tendo de se decidir somente quando uma falha ocorre em tempo adverso ou em tempo normal.

Além disso mais algumas considerações têm agora de ser feitas no que respeita às falhas que envolvem ações de manutenção. Agora deve considerar-se que uma ação de manutenção não será iniciada durante tempo adverso.

Por outro lado deve também decidir-se, antes de cada estudo, se as ações de manutenção podem ou não ser iniciadas se se prevê a ocorrência de situações de tempo adverso.

2.4 - EQUAÇÕES PARA O CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO :

Como já foi anteriormente mencionado os principais índices de confiabilidade que se pretendem calcular em cada um dos pontos relevantes de um sistema de distribuição são :

- A taxa de falha no ponto λ_T , em falhas/ano
- A duração média de uma falha, r_T , em horas
- A duração média total de falha por ano, U_T , em horas/ano

Se se despreza a possível influência das ações de manutenção aqueles índices calculam-se por :

$$\lambda_T = \Sigma \lambda_{ci}$$

$$U_T = \Sigma U_{ci}$$

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T}$$

onde :

λ_{ci} = é a taxa de falha equivalente do conjunto de corte i, que inclui, se for o caso, os efeitos de uma solicitação ambiental não uniforme

U_{ci} = é a duração média total de falha equivalente por ano, do conjunto de corte i que também inclui, quando for o caso, os efeitos de uma solicitação ambiental não uniforme

No caso de se considerar a influência das ações de manutenção, os índices acima mencionados calculam-se por :

$$\lambda_T = \Sigma \lambda_{ci} + \Sigma \lambda''_{ci}$$

$$U_T = \Sigma U_{ci} + \Sigma U''_{ci}$$

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T}$$

onde :

λ_{ci} e U_{ci} - tem o significado anterior e

λ''_{ci} - é a taxa de falha equivalente, devido a saídas forçadas sobrepostas a saídas para manutenção, do conjunto de corte i , que inclui, quando for o caso, os efeitos de uma solicitação ambiental não uniforme.

U''_{ci} - é a duração média total de falha equivalente por ano, devido a saídas forçadas sobrepostas a saídas para manutenção, do conjunto de corte i , que também inclui, se for o caso, os efeitos de uma solicitação ambiental não uniforme

Como se indicou anteriormente, existem também índices de confiabilidade para o sistema global, os quais podem ser importantes quando da comparação alternativa de sistemas com muitos pontos de carga. Portanto o programa implementado pode também calcular, se desejado, os seguintes índices globais :

- λ_{ST} - taxa total de falha no sistema
- r_{ST} - Duração média de uma falha
- U_{ST} - Duração média total de falha por ano
- FEC - Frequência total de interrupções por consumidor servido (ou potência instalada), por ano
- DEC - Duração total de interrupções por consumidor (ou potência), por ano.

Estes índices calculam-se utilizando as equações seguintes :

$$\lambda_{ST} = \Sigma \lambda_T$$

$$U_{ST} = \Sigma U_T$$

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

$$FEC = \frac{\Sigma C_{ci} \lambda_{ci}}{\Sigma C_{ci}} \quad \text{ou} \quad FEC = \frac{\Sigma P_{ci} \lambda_{ci}}{\Sigma C_{ci}}$$

$$DEC = \frac{\Sigma C_{ci} \lambda_{ci} r_{ci}}{\Sigma C_{ci} \lambda_{ci}} \quad \text{ou} \quad DEC = \frac{\Sigma P_{ci} \lambda_{ci} r_{ci}}{\Sigma P_{ci} \lambda_{ci}}$$

onde :

$\Sigma \lambda_T$ = taxa de falha total dos conjuntos de corte independentes do sistema

ΣU_T = duração média total das falhas dos conjuntos de corte independentes do sistema, por ano

- λ_{ci} - taxa de falha equivalente do conjunto de corte i
- r_{ci} - duração média de uma falha do conjunto de corte i
- C_{ci} - Consumidores interrompidos pelo conjunto de corte i
- P_{ci} - Potência interrompida pelo conjunto de corte i

Nas equações de cálculo que se apresentam a seguir foi utilizado a seguinte simbologia:

- Para índices dos diversos componentes :

- λ_i - taxa de falha total em tempo normal do componente i
- λ'_i - taxa de falha total em tempo adverso do componente i
- λ''_i - taxa de saída para manutenção do componente i
- λ_{it} - taxa de saída temporária em tempo normal do componente i
- λ'_{it} - taxa de saída temporária em tempo adverso do componente i
- λ_{ia} - taxa de falha ativa em tempo normal do componente i
- λ'_{ia} - taxa de falha ativa em tempo adverso do componente i
- r_i - tempo de reparo esperado do componente i
- r''_i - tempo esperado de manutenção do componente i
- R_i - tempo de religamento do componente i
- S_i - tempo de chaveamento do componente i
- P_i - Probabilidade de emperramento do disjuntor i
- t_c - tempo para fechar um caminho normalmente aberto

- Para Índices calculados por ponto analisado:

- λ - Contribuição para a taxa de falha total de saídas forçadas. Incorpora saídas permanentes, temporárias e falhas ativas
- r - Tempo médio de saída devido a saídas forçadas. Incorpora tempo de saídas permanentes, tempo de saídas temporárias e tempo de falhas ativas
- λ'' - Contribuição para a taxa de falha total de saídas forçadas sobrepostas a saídas para manutenção
- r'' - Tempo médio de saída devido a saídas forçadas sobrepostas a saídas para manutenção.

Quando se consideram duas solicitações ambientais distintas, é utilizada a seguinte simbologia:

- N - Duração média de um período de tempo normal
- S - Duração média de um período de tempo adverso

2.4.1 - EQUAÇÕES PARA UMA SÔ SOLICITAÇÃO AMBIENTAL (UM ESTADO DE TEMPO)

Se se considera uma sô solicitação ambiental as equações que permitem calcular os índices definidos anteriormente são:

I - Saídas permanentes (eliminadas por ação de reparo ou manutenção)

a) Cortes de primeira ordem (componente i fora de serviço)

-Contribuição das saídas forçadas



$$\lambda = \lambda_i$$

$$r = r_i$$

$$U = \lambda \cdot r$$

- Contribuição de ações de manutenção

$$\lambda'' = 0$$

$$r'' = 0$$

$$U'' = 0$$

b) Cortes de segunda ordem (componente i e j fora de serviço)

- Contribuição de duas saídas forçadas

$$\lambda = \lambda_i \lambda_j (r_i + r_j)$$

$$r = \frac{r_i r_j}{r_i + r_j}$$

$$U = \lambda \cdot r$$

- Contribuição de uma saída para manutenção e uma saída forçada.

$$\lambda'' = \lambda_i'' \lambda_j r_i'' + \lambda_j'' \lambda_i r_j''$$

$$r'' = \frac{\lambda_i'' \lambda_j r_i''}{\lambda''} \frac{r_i'' r_j''}{r_i'' + r_j''} + \frac{\lambda_j'' \lambda_i r_j''}{\lambda''} \frac{r_j'' r_i''}{r_j'' + r_i''}$$

$$U'' = \lambda'' r''$$

c) Cortes de terceira ordem (componentes i, j e k fora de serviço)

- Contribuição de três saídas forçadas

$$\begin{aligned} \lambda = & \lambda_i \lambda_j r_i \lambda_k \frac{r_i r_j}{r_i+r_j} + \lambda_i \lambda_k r_i \lambda_j \frac{r_i r_k}{r_i+r_k} + \\ & + \lambda_j \lambda_k r_j \lambda_i \frac{r_j r_k}{r_j+r_k} + \lambda_j \lambda_i r_j \lambda_k \frac{r_j r_i}{r_j+r_i} + \\ & + \lambda_k \lambda_i r_k \lambda_j \frac{r_k r_i}{r_k+r_i} + \lambda_k \lambda_j r_k \lambda_i \frac{r_k r_j}{r_k+r_j} \end{aligned}$$

$$U = \lambda . r$$

- Contribuição de uma saída para manutenção e duas saídas forçadas

$$\lambda'' = A + B + C \text{ . onde}$$

$$A = \lambda_i'' \lambda_j r_i'' \lambda_k \frac{r_i'' r_j}{r_i''+r_j} + \lambda_i'' \lambda_k r_i'' \lambda_j \frac{r_i'' r_k}{r_i''+r_k}$$

$$B = \lambda_j'' \lambda_k r_j'' \lambda_i \frac{r_j'' r_k}{r_j'' + r_k} + \lambda_j'' \lambda_i r_j'' \lambda_k \frac{r_j'' r_i}{r_j'' + r_i}$$

$$C = \lambda_k'' \lambda_i r_k'' \lambda_j \frac{r_k'' r_i}{r_k'' + r_i} + \lambda_k'' \lambda_i r_k'' \lambda_j \frac{r_k'' r_j}{r_k'' + r_j}$$

$$r'' = \frac{A}{\lambda''} \frac{r_i'' r_j r_k}{r_i'' r_j + r_i'' r_k + r_j r_k} + \frac{B}{\lambda''} \frac{r_j'' r_k r_i}{r_j'' r_k + r_j'' r_i + r_k r_i} +$$

$$+ \frac{C}{\lambda''} \frac{r_k'' r_i r_j}{r_k'' r_i + r_k'' r_j + r_i r_j}$$

$$U'' = \lambda'' r''$$

II - Saídas temporárias (eliminadas fechando um caminho normalmente aberto)

a) Cortes de primeira ordem (componente i fora de serviço)

- Contribuição das saídas forçadas

$$\lambda_t = \lambda_i$$

$$r_t = t_c$$

$$U_t = \lambda_t r_t$$

- Contribuição de ações de manutenção

$$\lambda_t'' = 0$$

$$r_t'' = 0$$

$$U_t'' = 0$$

b) Cortes de segunda ordem (componentes i e j fora de serviço)

- Contribuição das saídas forçadas

$$\lambda_t = \lambda_i \lambda_j r_i + \lambda_j \lambda_i r_j$$

$$r_t = \frac{\lambda_i \lambda_j r_i}{\lambda_t} \frac{r_i t_c}{r_i + t_c} + \frac{\lambda_j \lambda_i r_j}{\lambda_t} \frac{r_j t_c}{r_j + t_c}$$

$$U_t = \lambda_t \cdot r_t$$

- Contribuição de ações de manutenção

$$\lambda_t'' = \lambda_i'' \lambda_j r_i'' + \lambda_j'' \lambda_i r_j''$$

$$r_t'' = \frac{\lambda_i'' \lambda_j r_i''}{\lambda_t''} \frac{r_i'' t_c}{r_i'' + t_c} + \frac{\lambda_j'' \lambda_i r_j''}{\lambda_t''} \frac{r_j'' t_c}{r_j'' + t_c}$$

$$U_t'' = \lambda_t'' \cdot r_t''$$

c) Cortes de terceira ordem (componentes i, j e k fora de serviço)

- Contribuição de três saídas forçadas

$\lambda_t = A + B + C$, onde :

$$A = \lambda_i \lambda_j r_i \lambda_k \frac{r_i r_j}{r_i + r_j} + \lambda_j \lambda_i r_j \lambda_k \frac{r_j r_i}{r_j + r_i}$$

$$B = \lambda_j \lambda_k r_j \lambda_i \frac{r_j r_k}{r_j + r_k} + \lambda_k \lambda_j r_k \lambda_i \frac{r_k r_j}{r_k + r_j}$$

$$C = \lambda_k \lambda_i r_k \lambda_j \frac{r_k r_i}{r_k + r_i} + \lambda_i \lambda_k r_i \lambda_j \frac{r_i r_k}{r_i + r_k}$$

$$r_t = \frac{A}{\lambda_t} \frac{r_i r_j t_c}{r_i r_j + r_i t_c + r_j t_c} + \frac{B}{\lambda_t} \frac{r_j r_k t_c}{r_j r_k + r_j t_c + r_k t_c} + \frac{C}{\lambda_t} \frac{r_k r_i t_c}{r_k r_i + r_k t_c + r_i t_c}$$

$$u_t = \lambda_t \cdot r_t$$

- Contribuição de uma saída para manutenção e duas saídas forçadas

$\lambda''_t = A + B + C + D + E + F$, onde:

$$A = \lambda''_i \lambda_j r''_i \lambda_k \frac{r''_i r_j}{r''_i + r_j} \quad B = \lambda''_i \lambda_k r''_i \lambda_j \frac{r''_i r_k}{r''_i + r_k}$$

$$C = \lambda''_j \lambda_k r''_j \lambda_i \frac{r''_j r_k}{r''_j + r_k} \quad D = \lambda''_j \lambda_i r''_j \lambda_k \frac{r''_j r_i}{r''_j + r_i}$$

$$E = \lambda''_k \lambda_i r''_k \lambda_j \frac{r''_k r_i}{r''_k + r_i} \quad F = \lambda''_k \lambda_j r''_k \lambda_i \frac{r''_k r_j}{r''_k + r_j}$$

$$r''_t = \frac{A \quad r''_i r_j t_c}{\lambda''_t \quad r''_i r_j + r''_i t_c + r_j t_c} + \frac{B \quad r''_i r_k t_c}{\lambda''_t \quad r''_i r_k + r''_i t_c + r_k t_c} +$$

$$+ \frac{C \quad r''_j r_k t_c}{\lambda''_t \quad r''_j r_i + r''_j t_c + r_i t_c} + \frac{D \quad r''_j r_i t_c}{\lambda''_t \quad r''_j r_i + r''_j t_c + r_i t_c} +$$

$$+ \frac{E \quad r''_j r_k + r''_j t_c + r_k t_c}{\lambda''_t \quad r''_k r_i + r''_k t_c + r_i t_c} + \frac{F \quad r''_j r_i + r''_j t_c + r_i t_c}{\lambda''_t \quad r''_k r_j + r''_k t_c + r_j t_c}$$

$$U''_t = \lambda''_t \cdot r''_t$$

III . Falhas ativas (eliminadas isolando o componente ativamen
te falhado e re-energizando o resto do sistema)

a) Cortes de primeira ordem (componente i ativamen
te falhado)

- Contribuição de saídas forçadas

$$\lambda_a = \lambda_{ia}$$

$$r_a = S_i$$

$$U_a = \lambda_a \cdot r_a$$

- Contribuição de ações de manutenção

$$\lambda''_a = 0$$

$$r''_a = 0$$

$$U''_a = 0$$

b) Cortes de segunda ordem (componente i ativamente falhado, e componente j em saída forçada ou manutenção)

- Componente j em saída forçada

$$\lambda_a = \lambda_{ia} \lambda_j S_i + \lambda_j \lambda_{ia} r_j$$

$$r_a = \frac{S_i r_j}{S_i + r_j}$$

$$U_a = \lambda_a \cdot r_a$$

- Componente j em manutenção

$$\lambda''_a = \lambda''_j \lambda_{ia} r''_j$$

$$r''_a = \frac{r''_j S_i}{r''_j + S_i}$$

$$U''_a = \lambda''_a \cdot r''_a$$

c) Cortes de terceira ordem (componente i ativamente falhado, componentes j e k em falha forçada ou manutenção).

- Componentes j e k em saída forçada

$$\lambda_a = \lambda_{ia} \lambda_j S_i \lambda_k \frac{S_i r_k}{S_i + r_k} + \lambda_{ia} \lambda_k S_i \lambda_j \frac{S_i r_k}{S_i + r_k} +$$

$$+ \lambda_j \lambda_{ia} r_j \lambda_k \frac{r_j S_i}{r_j + S_i} + \lambda_j \lambda_k r_j \lambda_{ia} \frac{r_j r_k}{r_j + r_k} +$$

$$+ \lambda_k \lambda_{ia} r_k \lambda_j \frac{r_k S_i}{r_k + S_i} + \lambda_k \lambda_j r_k \lambda_{ia} \frac{r_k r_j}{r_k + r_j}$$

$$r_a = \frac{S_i r_j r_k}{s_i r_j + s_i r_k + r_j r_k}$$

$$U_a = \lambda_a \cdot r_a$$

- Componentes j e k, um em saída forçada e o outro em manutenção

$$\lambda''_a = A + B, \text{ onde :}$$

$$A = \lambda''_j \lambda_{ia} r''_j \lambda_k \frac{r''_j S_i}{r''_j + S_i} + \lambda''_j \lambda_k r''_j \lambda_{ia} \frac{r''_j r_k}{r''_j + r_k}$$

$$B = \lambda''_k \lambda_{ia} r''_k \lambda_j \frac{r''_k S_i}{r''_k + S_i} + \lambda''_k \lambda_j r''_k \lambda_{ia} \frac{r''_k r_j}{r''_k + r_j}$$

$$r''_a = \frac{A}{\lambda''_a} \frac{S_i r''_j r_k}{S_i r''_j + S_i r''_k + r''_j r''_k} + \frac{B}{\lambda''_a} \frac{S_i r_j r''_k}{S_i r_j + S_i r''_k + r_j r''_k}$$

$$U''_a = \lambda''_a r''_a$$

IV . Disjuntor emperrado (falhas ativas mas considerando disjuntor emperrado eliminadas isolando o componente ativamente falhado e re-energizando o resto do sistema)

a) Cortes de primeira ordem (componente i ativamente falhado e disjuntor j emperrado)

- Contribuição de saídas forçadas

$$\lambda_a = \lambda_{ia} P_j$$

$$r_a = S_i$$

$$U_a = \lambda_a \cdot r_a$$

- Contribuição de ações de manutenção

$$\lambda''_a = 0$$

$$r''_a = 0$$

$$U''_a = 0$$

b) Cortes de segunda ordem (componente i ativamente falhado, disjuntor j emperrado e componente k em falha forçada ou manutenção)

- Componente k em falha forçada

$$\lambda_a = \lambda_{ia} P_j \lambda_k S_i + \lambda_k \lambda_{ia} P_j r_k$$

$$r_a = \frac{S_i r_k}{S_i + r_k}$$

$$U_a = \lambda_a \cdot r_a$$

- Componente k em manutenção

$$\lambda''_a = \lambda''_k \lambda_{ia} P_j r''_k$$

$$r''_a = \frac{S_i r''_k}{S_i + r''_k}$$

$$U''_a = \lambda''_a \cdot r''_a$$

c) Cortes de terceira ordem (componente i ativamente falhado, disjuntor m emperrado, componentes j e k em saída forçada ou manutenção)

- Componentes j e k em saída forçada

$$\lambda_a = \lambda_{ia} P_m \lambda_j S_i \lambda_k \frac{S_i r_j}{S_i + r_j} + \lambda_{ia} P_m \lambda_k S_i \lambda_j \frac{S_i r_k}{S_i + r_k} +$$

$$+ \lambda_j \lambda_{ia} P_m r_j \lambda_k \frac{r_j S_i}{r_j + S_i} + \lambda_j \lambda_k r_j \lambda_{ia} P_m \frac{r_j r_k}{r_j + r_k} +$$

$$+ \lambda_k \lambda_{ia} P_m r_k \lambda_j \frac{r_k S_i}{r_k + S_i} + \lambda_k \lambda_j r_k \lambda_{ia} P_m \frac{r_k r_j}{r_k + r_j}$$

$$r_a = \frac{S_i r_j r_k}{S_i r_j + S_i r_k + r_j r_k}$$

$$U_a = \lambda_a \cdot r_a$$

- Componentes j e k, um em manutenção e o outro em saída forçada

$$\lambda_a'' = A + B, \text{ onde}$$

$$A = \lambda_j'' \lambda_{ia} P_m r_j'' \lambda_k \frac{r_j'' S_i}{r_j'' + S_i} + \lambda_j'' \lambda_k r_j'' \lambda_{ia} P_m \frac{r_j'' r_k}{r_j'' + r_k}$$

$$B = \lambda_k'' \lambda_{ia} P_m r_k'' \lambda_j \frac{r_k'' S_i}{r_k'' + S_i} + \lambda_k'' \lambda_j r_k'' \lambda_{ia} P_m \frac{r_k'' r_j}{r_k'' + r_j}$$

$$r_a'' = \frac{A \cdot \frac{S_i r_j'' r_k}{S_i r_j'' + S_i r_k + r_j'' r_k}}{\lambda_a''} + \frac{B \cdot \frac{S_i r_j r_k''}{S_i r_j + S_i r_k'' + r_j r_k''}}{\lambda_a''}$$

$$U_a'' = \lambda_a'' \cdot r_a''$$

2.4.2 - SOLICITAÇÃO AMBIENTAL DUPLA (DOIS ESTADOS DE TEMPO)

Se se consideram duas solicitações ambientais distintas, as equações que permitem calcular os índices anteriormente definidos são:

2.4.2.1 - Interrupções produzidas por saídas permanentes

Consideram-se separadamente as contribuições das saídas forçadas e das saídas forçadas sobrepostas a saídas para manutenção.

I - Contribuição das saídas forçadas

I.1 - Ações de reparo podem ser realizadas durante tempo adverso.

a) Cortes de primeira ordem (componente i em saída forçada).

$$\lambda = \frac{N}{N+S} \lambda_i + \frac{S}{N+S} \lambda_i'$$

$$r = r_i$$

$$U = \lambda \cdot r$$

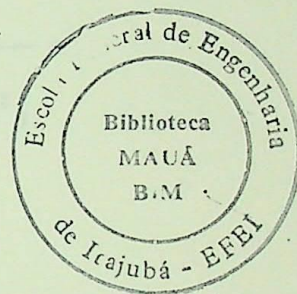
b) Cortes de segunda ordem (componentes i e j em saída forçada)

$$\lambda = \frac{N}{N+S} \left| \lambda_i \lambda_j \left(\frac{Nr_i}{N+r_i} + \frac{Nr_j}{N+r_j} \right) + \lambda_i \frac{r_i}{N} \lambda'_j \frac{Sr_i}{S+r_i} + \lambda_j \frac{r_j}{N} \lambda'_i \frac{Sr_j}{S+r_j} \right| +$$

$$+ \frac{S}{N+S} \left| \lambda'_i \lambda'_j \left(\frac{Sr_i}{S+r_i} + \frac{Sr_j}{S+r_j} \right) + \lambda'_i \lambda_j \frac{Nr_i}{N+r_i} + \lambda'_j \lambda_i \frac{Nr_j}{N+r_j} \right|$$

$$r = \frac{r_i r_j}{r_i + r_j}$$

$$U = \lambda \cdot r$$



c) Cortes de terceira ordem (componentes i, j e k em saída da forçada).

$$\lambda = \frac{N}{N+S} \left| \lambda_i \left(\lambda'_k r_i \lambda_j \frac{r_i r_k}{r_i + r_k} + \lambda_j r_i \lambda'_k \frac{r_i r_j}{r_i + r_j} + \right. \right.$$

$$\left. + \frac{r_i}{N} \lambda'_k \frac{Sr_i}{S+r_i} \lambda_j \frac{Nr_i r_k}{Nr_i + Nr_k + r_i r_k} + \frac{r_i}{N} \lambda'_j \frac{Sr_i}{S+r_i} \lambda_k \frac{Nr_i r_j}{Nr_i + Nr_j + r_i r_j} + \right.$$

$$\left. + \frac{r_i}{N} \lambda'_k \frac{Sr_i}{S+r_i} \lambda'_j \frac{Sr_i r_k}{Sr_i + Sr_k + r_i r_k} + \frac{r_i}{N} \lambda'_j \frac{Sr_i}{S+r_i} \lambda'_k \frac{Sr_i r_j}{Sr_i + Sr_j + r_i r_j} + \right.$$

$$+ \lambda_k r_i \frac{\frac{r_i r_k}{r_i + r_k}}{N} \left. \lambda_j' \frac{S r_i r_k}{S r_i + S r_k + r_i r_k} + \lambda_j r_i \frac{\frac{r_i r_j}{r_i + r_j}}{N} \lambda_k' \frac{S r_i r_j}{S r_i + S r_j + r_i r_j} \right\} +$$

+ termos similares para os componentes j e k

$$+ \frac{S}{N+S} \left\{ \lambda_i \left[\lambda_k \frac{N r_i}{N+r_i} \frac{N r_i r_k}{N r_i + N r_k + r_i r_k} + \lambda_j \frac{N r_i}{N+r_i} \frac{N r_i r_j}{N r_i + N r_j + r_i r_j} \right] + \right.$$

$$+ \lambda_k' \frac{S r_i}{S+r_i} \lambda_j \frac{N r_i r_k}{N r_i + N r_k + r_i r_k} + \lambda_j' \frac{S r_i}{S+r_i} \lambda_k \frac{N r_i r_j}{N r_i + N r_j + r_i r_j} +$$

$$+ \lambda_k' \frac{S r_i}{S+r_i} \lambda_j' \frac{S r_i r_k}{S r_i + S r_k + r_i r_k} + \lambda_j' \frac{S r_i}{S+r_i} \lambda_k' \frac{S r_i r_j}{S r_i + S r_j + r_i r_j} +$$

$$+ \lambda_k \frac{N r_i}{N+r_i} \frac{1}{N} \left(\frac{N r_i r_k}{N r_i + N r_k + r_i r_k} \right) \lambda_j' \frac{S r_i r_k}{S r_i + S r_k + r_i r_k} +$$

$$+ \lambda_j \frac{N r_i}{N+r_i} \frac{1}{N} \left(\frac{N r_i r_j}{N r_i + N r_j + r_i r_j} \right) \lambda_k' \frac{S r_i r_j}{S r_i + S r_j + r_i r_j} \left. \right\} +$$

+ termos similares para as componentes j e k

$$r = \frac{r_i r_j r_k}{r_i r_j + r_i r_k + r_j r_k}$$

$$U = \lambda . r$$

1.2 - Ações de reparo não podem ser realizadas durante tempo adverso

a) Cortes de primeira ordem (componente i em saída forçada).

$$\lambda = \frac{N}{N+S} \lambda_i + \frac{S}{N+S} \lambda'_i$$

$$r = \frac{N r_i \lambda_i + S(S+r_i) \lambda'_i}{\lambda_i N + \lambda'_i S}$$

$$U = \lambda . r$$

b) Cortes de segunda ordem (componentes i e j em saída forçada)

$\lambda = A + B + C + D$, onde :

$$A = \frac{N}{N+S} \left| \lambda_i \lambda_j \left(\frac{N r_i}{N+r_i} + \frac{N r_j}{N+r_j} \right) \right|$$

$$B = \frac{N}{N+S} \left| \lambda_i \frac{r_i}{N} \lambda'_j S + \lambda_j \frac{r_j}{N} \lambda'_i S \right|$$

$$C = \frac{S}{N+S} \left| \lambda'_i \lambda_j \frac{Nr_i}{N+r_i} + \lambda'_j \lambda_i \frac{Nr_j}{N+r_j} \right|$$

$$D = \frac{S}{N+S} \left| 2 \lambda'_i \lambda'_j S \right|$$

$$r = \frac{(A+C)}{\lambda} \frac{r_i r_j}{r_i+r_j} + \frac{(B+D)}{\lambda} \left(\frac{r_i r_j}{r_i+r_j} + S \right)$$

$$U = \lambda \cdot r$$

c) Cortes de terceira ordem (componentes i, j e k em $sa\bar{i}$ da forçada)

$\lambda = A + B + C + D$, onde :

$$A = \frac{N}{N+S} \left| \lambda'_i \left(\lambda'_k r_i \lambda_j \frac{r_i r_k}{r_i+r_k} + \lambda'_j r_i \lambda_k \frac{r_i r_j}{r_i+r_j} + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{r_i}{N} \lambda'_k S \lambda_j \frac{r_i r_k}{r_i+r_k} + \frac{r_i}{N} \lambda'_j S \lambda_k \frac{r_i r_j}{r_i+r_j} \right) \right| + \begin{array}{l} \text{termos similares} \\ \text{para } j \text{ e } k \end{array}$$

$$B = \frac{N}{N+S} \left| \lambda_i \left(\frac{r_i}{N} \lambda'_k S \lambda'_j S + \frac{r_i}{N} \lambda'_j S \lambda'_k S + \right. \right. \\ \left. \left. + \lambda'_k r_i \frac{1}{N} \frac{r_i r_k}{r_i+r_k} \lambda'_j S + \lambda'_j r_i \frac{1}{N} \frac{r_i r_j}{r_i+r_j} \lambda'_k S \right) \right| + \begin{array}{l} \text{termos similares} \\ \text{para } j \text{ e } k \end{array}$$

$$C = \frac{S}{N+S} \left| \lambda'_i \left\{ \lambda_k r_i \lambda_j \frac{r_i r_k}{r_i+r_k} + \lambda_j r_i \lambda_k \frac{r_i r_j}{r_i+r_j} + \right. \right.$$

$$\left. \left. + \lambda'_k S \lambda_j \frac{r_i r_k}{r_i+r_k} + \lambda'_j S \lambda_k \frac{r_i r_j}{r_i+r_j} \right\} + \begin{array}{l} \text{termos similares para} \\ \text{os componentes } j \text{ e } k \end{array} \right|$$

$$D = \frac{S}{N+S} \left| \lambda'_i \left\{ \lambda'_k S \lambda'_j S + \lambda'_j S \lambda'_k S + \right. \right.$$

$$\left. \left. + \lambda'_k r_i \frac{1}{N} \frac{r_i r_k}{r_i+r_k} \lambda'_j S + \lambda'_j r_i \frac{1}{N} \frac{r_i r_j}{r_i+r_j} \lambda'_k S \right\} + \begin{array}{l} \text{termos similares para} \\ \text{os componentes } j \\ \text{e } k \end{array} \right|$$

$$r = \frac{A + C}{\lambda} \frac{r_i r_j r_k}{r_i r_j + r_i r_k + r_j r_k} + \frac{B + D}{\lambda} \left(\frac{r_i r_j r_k}{r_i r_j + r_i r_k + r_j r_k} + S \right)$$

$$U = \lambda \cdot r$$

II - Contribuição das saídas forçadas sobrepostas a saídas para manutenção.

II.1 - Considera-se que o tempo não pode mudar durante o período de manutenção.

a) Cortes de segunda ordem (componentes i e j, um em saída forçada e outro em manutenção)

$$\lambda'' = \lambda''_i \lambda_j r''_i + \lambda''_j \lambda_i r''_j$$

$$r'' = \frac{\lambda''_i \lambda_j r''_i}{\lambda''} \frac{r''_i r_j}{r''_i + r_j} + \frac{\lambda''_j \lambda_i r''_j}{\lambda''} \frac{r''_j r_i}{r''_j + r_i}$$

$$U'' = \lambda'' \cdot r''$$

b) Cortes de terceira ordem (componentes i, j e k, um em manutenção e dois em saída forçada)

$$\lambda'' = A + B + C, \text{ onde :}$$

$$A = \lambda''_i \lambda_j r''_i \lambda_k \frac{r''_i r_j}{r''_i + r_j} + \lambda''_i \lambda_k r''_i \lambda_j \frac{r''_i r_k}{r''_i + r_k}$$

$$B = \lambda''_j \lambda_k r''_j \lambda_i \frac{r''_j r_k}{r''_j + r_k} + \lambda''_j \lambda_i r''_j \lambda_k \frac{r''_j r_i}{r''_j + r_i}$$

$$C = \lambda''_k \lambda_i r''_k \lambda_j \frac{r''_k r_i}{r''_k + r_i} + \lambda''_k \lambda_j r''_k \lambda_i \frac{r''_k r_j}{r''_k + r_j}$$

$$r'' = \frac{A}{\lambda''} \frac{r''_i r_j r_k}{r''_i r_j + r''_i r_k + r_j r_k} + \frac{B}{\lambda''} \frac{r''_j r_k r_i}{r''_j r_k + r''_j r_i + r_k r_i} +$$

$$+ \frac{C}{\lambda''} \frac{r''_k r_i r_j}{r''_k r_i + r''_k r_j + r_i r_j}$$

$$U'' = \lambda'' \cdot r''$$

II.2 - Ações de reparo e manutenção iniciadas em tempo normal ,
são continuadas em tempo adverso.

a) Cortes de segunda ordem (componente i e j, um em saída forçada e outro em manutenção)

$\lambda'' = A + B$, onde :

$$A = \lambda''_i \lambda_j r''_i + \lambda''_i \frac{r''_i}{N} \lambda'_j S$$

$$B = \lambda''_j \lambda_i r''_j + \lambda''_j \frac{r''_j}{N} \lambda'_i S$$

$$r'' = \frac{A}{\lambda''} \frac{r''_i r_j}{r''_i + r_j} + \frac{B}{\lambda''} \frac{r''_j r_i}{r''_j + r_i}$$

$$U'' = \lambda'' \cdot r''$$

b) Cortes de terceira ordem (componentes i, j e k, um em manutenção e dois em saída forçada)

$\lambda'' = A + B + C$, onde :

$$\begin{aligned}
 A = & \lambda''_i \left| \lambda_k r''_i \lambda_j \frac{r''_i r_k}{r''_i + r_k} + \lambda_j r''_i \lambda_k \frac{r''_i r_j}{r''_i + r_j} + \right. \\
 & + \lambda_k r''_i \frac{l r''_i r_k}{N r''_i + r_k} \lambda'_j \frac{S r''_i r_k}{S r''_i + S r_k + r''_i r_k} + \lambda_j r''_i \frac{l r''_i r_j}{N r''_i + r_j} \lambda'_k \frac{S r''_i r_j}{S r''_i + S r_j + r''_i r_j} \\
 & + \frac{r''_i}{N} \lambda'_k \frac{S r''_i}{S + r''_i} \lambda_j \frac{N r''_i r_k}{N r''_i + N r_k + r''_i r_k} + \frac{r''_i}{N} \lambda'_j \frac{S r''_i}{S + r''_i} \lambda_k \frac{N r''_i r_j}{N r''_i + N r_j + r''_i r_j} + \\
 & \left. + \frac{r''_i}{N} \lambda'_k \frac{S r''_i}{S + r''_i} \lambda'_j \frac{S r''_i r_k}{S r''_i + S r_k + r''_i r_k} + \frac{r''_i}{N} \lambda'_j \frac{S r''_i}{S + r''_i} \lambda'_k \frac{S r''_i r_j}{N r''_i + N r_j + r''_i r_j} \right|
 \end{aligned}$$

B e C são semelhantes a A mas para os componentes j e k respectivamente.

$$r'' = - \frac{A \quad r''_i \quad r_j \quad r_k}{\lambda'' \quad r''_i r_j + r''_i r_k + r_j r_k} + - \frac{B \quad r_i \quad r''_j \quad r_k}{\lambda'' \quad r_i r''_j + r_i r_k + r''_j r_k}$$

$$+ - \frac{C \quad r_i \quad r_j \quad r''_k}{\lambda'' \quad r_i r_j + r_i r''_k + r_j r''_k}$$

$$U'' = \lambda'' \cdot r''$$

II.3 - Ações de reparo e manutenção iniciadas em tempo normal não podem ser continuadas em tempo adverso

a) Cortes de segunda ordem (componentes i e j, um em saída forçada e outro em manutenção)

$$\lambda'' = A + B + C + D, \text{ onde :}$$

$$A = \lambda''_i \lambda_j r''_i \quad B = \lambda''_i \frac{r''_i}{N} \lambda'_j S$$

$$C = \lambda''_j \lambda_i r''_j \quad D = \lambda''_j \frac{r''_j}{N} \lambda'_i S$$

$$r'' = \frac{A}{\lambda''} \frac{r''_i r_j}{r''_i + r_j} + \frac{B}{\lambda''} \left(\frac{r''_i r_j}{r''_i + r_j} + S \right) + \frac{C}{\lambda''} \frac{r''_j r_i}{r''_j + r_i} + \frac{D}{\lambda''} \left(\frac{r''_j r_i}{r''_j + r_i} + S \right)$$

$$U'' = \lambda'' \cdot r''$$

b) Cortes de terceira ordem (componentes i, j e k, um em manutenção e dois em saída forçada).

$$\lambda'' = A + B + C + D + E + F, \text{ onde :}$$

$$A = \lambda''_i \left| \lambda_k r''_i \lambda_j \frac{r''_i r_k}{r''_i + r_k} + \lambda_j r''_i \lambda_k \frac{r''_i r_j}{r''_i + r_j} + \right.$$

$$\left. + \frac{r''_i}{N} \lambda'_k S \lambda_j \frac{r''_i r_k}{r''_i + r_k} + \frac{r''_i}{N} \lambda'_j S \lambda_k \frac{r''_i r_j}{r''_i + r_j} \right|$$

$$B = \lambda_i'' \left| \lambda_k r_i'' - \frac{1}{N} \frac{r_i'' r_k}{r_i'' + r_k} \lambda_j' S + \lambda_j r_i'' - \frac{1}{N} \frac{r_i'' r_j}{r_i'' + r_j} \lambda_k' S + \right.$$

$$\left. + \frac{r_i''}{N} \lambda_k' S \lambda_j' S + \frac{r_i''}{N} \lambda_j' S \lambda_k' S \right|$$

C e E são semelhantes a A, mas para os componentes j e k respectivamente

D e F são semelhantes a B, mas para os componentes j e k respectivamente

$$r'' = \frac{A}{\lambda''} \frac{r_i'' r_j r_k}{r_i'' r_j + r_i'' r_k + r_j r_k} + \frac{B}{\lambda''} \left(\frac{r_i'' r_j r_k}{r_i'' r_j + r_i'' r_k + r_j r_k} + S \right) +$$

$$+ \frac{C}{\lambda''} \frac{r_i r_j'' r_k}{r_i r_j'' + r_i r_k + r_j'' r_k} + \frac{D}{\lambda''} \left(\frac{r_i r_j'' r_k}{r_i r_j'' + r_i r_k + r_j'' r_k} + S \right) +$$

$$+ \frac{E}{\lambda''} \frac{r_i r_j r_k''}{r_i r_j + r_i r_k'' + r_j r_k''} + \frac{F}{\lambda''} \left(\frac{r_i r_j r_k''}{r_i r_j + r_i r_k'' + r_j r_k''} + S \right)$$

$$U'' = \lambda'' \cdot r''$$

2.4.2.2 - Interrupções produzidas por saídas temporárias

Também vão considerar-se separadamente as contribuições das saídas forçadas e das saídas forçadas sobrepostas a saídas para manutenção.

I - Contribuição das saídas forçadas

I.1- Saída permanente de um componente sobreposta a uma saída temporária. Ações de reparo podem ser realizadas durante o tempo adverso.

a) Cortes de primeira ordem (componente i em saída temporária).

$$\lambda_t = \frac{N}{N+S} \lambda_{it} + \frac{S}{N+S} \lambda'_{it}$$

$$r_t = R_i$$

$$U_t = \lambda_t \cdot r_t$$

b) Cortes de segunda ordem (componentes i e j, um em saída permanente e outro em saída temporária)

$$\lambda_t = A + B, \text{ onde}$$

$$A = \frac{N}{N+S} \left| \lambda_{ti} \lambda_j \frac{N R_i}{N+R_i} + \lambda_{ti} \frac{R_i}{N} \lambda'_j \frac{S R_i}{S+R_i} \right| +$$

$$+ \frac{S}{N+S} \left| \lambda'_{ti} \lambda'_j \frac{S R_i}{S+R_i} + \lambda'_{ti} \lambda_j \frac{N R_i}{N+R_i} \right|$$

$$B = \frac{N}{N+S} \left| \lambda_{tj} \lambda_i \frac{N R_j}{N+R_j} + \lambda_{tj} \frac{R_j}{N} \lambda'_i \frac{S R_j}{S+R_j} \right|$$

$$+ \frac{S}{N+S} \left| \lambda'_{tj} \lambda'_i \frac{S R_j}{S+R_j} + \lambda'_{tj} \lambda_i \frac{N R_j}{N+R_j} \right|$$

$$r_t = \frac{AR_i + BR_j}{\lambda_t}$$

$$U_t = \lambda_t \cdot r_t$$

c) Equações similares pode ser escritas para cortes de terceira ordem

I.2 - Saída permanente de um componente sobreposta a uma saída temporária. Ações de reparo não podem ser realizadas durante tempo adverso.

a) Cortes de primeira ordem (componente i em saída temporária)

$$\lambda_t = \frac{N}{N+S} \lambda_{it} + \frac{S}{N+S} \lambda'_{it}$$

$$r_t = R_i$$

$$U_t = \lambda_t \cdot r_t$$

b) Cortes de segunda ordem (componentes i e j, um em saída temporária e outro em saída permanente)

$$r_t = A + B, \text{ onde :}$$

$$A = \frac{N}{N+S} \left| \lambda_{ti} \lambda_j \frac{N R_i}{N+R_i} + \lambda_{ti} \frac{R_i}{N} \lambda'_j S \right| +$$

$$+ \frac{S}{N+S} \left| \lambda'_{ti} \lambda'_j S + \lambda'_{ti} \lambda_j \frac{N R_i}{N+R_i} \right|$$

$$B = \frac{N}{N+S} \left| \lambda_{tj} \lambda_i \frac{N R_j}{N+R_j} + \lambda_{tj} \frac{R_j}{N} \lambda'_i S \right| +$$

$$+ \frac{S}{N+S} \left| \lambda'_{tj} \lambda'_i S + \lambda'_{tj} \lambda_i \frac{N R_j}{N+R_j} \right|$$

$$r_t = \frac{A R_i + B R_j}{\lambda_t}$$

$$U_t = \lambda_t \cdot r_t$$

c) Equações similares podem ser escritas para cortes de terceira ordem

II - Contribuição das saídas forçadas sobrepostas a saídas para manutenção

II.1 - Uma saída temporária sobreposta a uma saída por manutenção. Considera-se que o tempo não pode mudar durante o período de manutenção

a) Cortes de segunda ordem (componentes i e j , um em saída temporária e outro em manutenção)

$$\lambda_t'' = A + B, \text{ onde :}$$

$$A = \lambda_i'' \lambda_{tj} r_i'' \quad B = \lambda_j'' \lambda_{ti} r_j''$$

$$r_t'' = \frac{A}{\lambda_t''} \frac{r_i'' R_j}{r_i'' + R_j} + \frac{B}{\lambda_t''} \frac{r_j'' R_i}{r_j'' + R_i}$$

$$U_t'' = \lambda_t'' \cdot r_t''$$

b) Equações similares podem ser escritas para cortes de terceira ordem.

II.2 - Uma saída temporária sobreposta a uma saída por manutenção. O tempo pode mudar durante o período

de manutenção, Ações de manutenção são continuadas durante tempo adverso.

a) - Cortes de segunda ordem (componentes i e j, um em saída temporária e outro em manutenção)

$$\lambda_t'' = A + B, \text{ onde :}$$

$$A = \lambda_i'' \lambda_{tj} r_i'' + \lambda_i'' \frac{r_i''}{N} \lambda_{tj}' \frac{r_i'' S}{r_i'' + S}$$

$$B = \lambda_j'' \lambda_{ti} r_j'' + \lambda_j'' \frac{r_j''}{N} \lambda_{ti}' \frac{r_j'' S}{r_j'' + S}$$

$$r_t'' = \frac{A}{\lambda_t''} \frac{r_i'' R_j}{r_i'' + R_j} + \frac{B}{\lambda_t''} \frac{r_j'' R_i}{r_j'' + R_i}$$

$$U_t'' = \lambda_t'' \cdot r_t''$$

b) Equações similares podem ser escritas para cortes de terceira ordem

II.3 - Uma saída temporária sobreposta a uma saída por ma nutenção. O tempo pode mudar durante o período de manutenção. Ações de manutenção não podem ser con tinuadas durante o tempo adverso.

a) Cortes de segunda ordem (componentes i e j, um em saída temporária e outro em manutenção)

$$\lambda_t'' = A + B + C + D, \text{ onde :}$$

$$A = \lambda_i'' \lambda_{tj} r_i'' \qquad B = \lambda_i'' \frac{r_i''}{N} \lambda_{tj} S$$

$$C = \lambda_j'' \lambda_{ti} r_j'' \qquad D = \lambda_j'' \frac{r_j''}{N} \lambda_{ti} S$$

$$r_t'' = \frac{A}{\lambda_t''} \frac{r_i'' R_j}{r_i'' + R_j} + \frac{B}{\lambda_t''} \left(\frac{r_i'' R_j}{r_i'' + R_j} + S \right) +$$

$$+ \frac{C}{\lambda_t''} \frac{r_j'' R_i}{r_j'' + R_i} + \frac{D}{\lambda_t''} \left(\frac{r_j'' R_i}{r_j'' + R_i} + S \right)$$

$$U_t'' = \lambda_t'' \cdot r_t''$$

b) Equações similares podem ser escritas para cortes de terceira ordem

2.4.2.3 - Interrupções produzidas por componentes ativamente falhados

I - Falha ativa de um componente sobreposta a uma saída permanente



I.1 - Ações de reparo podem ser realizadas durante o tempo adverso.

a) Cortes de primeira ordem (componente i ativamente falhado)

$$\lambda_a = \frac{N}{N+S} \lambda_{ia} + \frac{S}{N+S} \lambda'_{ia}$$

$$r_a = S_i$$

$$U_a = \lambda_a \cdot r_a$$

b) Cortes de segunda ordem (componente i ativamente falhado e componente j em saída forçada)

$$\lambda_a = \frac{N}{N+S} \left| \lambda_j \lambda_{ia} \frac{N r_j}{N+r_j} + \lambda_j \frac{r_j}{N} \lambda'_{ia} \frac{S r_j}{S+r_j} \right| +$$

$$+ \frac{S}{N+S} \left| \lambda'_j \lambda'_{ia} \frac{S r_j}{S+r_j} + \lambda'_j \lambda_{ia} \frac{N r_j}{N+r_j} \right|$$

$$r_a = \frac{r_j S_i}{r_j + S_i}$$

$$U_a = \lambda_a \cdot r_a$$

c) Equações similares podem ser escritas para cortes de terceira ordem

I.2 - Ações de reparo não podem ser realizadas durante tempo adverso

a) Cortes de primeira ordem (componente i ativamente falhado)

$$\lambda_a = \frac{N}{N+S} \lambda_{ia} + \frac{S}{N+S} \lambda'_{ia}$$

$$r_a = S_i$$

$$U_a = \lambda_a \cdot r_a$$

b) Cortes de segunda ordem (componente i ativamente falhado e componente j em saída forçada)

$$\lambda_a = A + B + C + D \text{ . onde :}$$

$$A = \frac{N}{N+S} \left| \begin{array}{c} \lambda_j \lambda_{ia} \\ \frac{N r_j}{N+r_j} \end{array} \right| \quad B = \frac{N}{N+S} \left| \begin{array}{c} \lambda_j \frac{r_j}{N} \\ \lambda'_{ia} S \end{array} \right|$$

$$C = \frac{S}{N+S} \left| \begin{array}{c} \lambda'_j \lambda'_{ia} S \end{array} \right| \quad D = \frac{S}{N+S} \left| \begin{array}{c} \lambda'_j \lambda_{ia} \\ \frac{N r_j}{N+r_j} \end{array} \right|$$

$$r_a = \frac{A+D}{\lambda_a} \cdot \frac{S_i r_j}{S_i+r_j} + \frac{B+C}{\lambda_a} \left(\frac{S_i r_j}{S_i+r_j} + S \right)$$

$$U_a = \lambda_a \cdot r_a$$

c) Equações Similares podem ser escritas para cortes de terceira ordem.

II- Falha ativa sobreposta a uma saída para manutenção

II.1 - Considera-se que o tempo não pode mudar durante o período de manutenção

a) Cortes de segunda ordem (componente i ativamente falhado e componente j em manutenção)

$$\lambda''_a = \lambda''_j \lambda_{ia} r''_j$$

$$r''_a = \frac{S_i r''_j}{S_i+r''_j}$$

$$U''_a = \lambda''_a \cdot r''_a$$

b) Equações similares podem ser escritas para cortes de terceira ordem

II.2.- O tempo pode mudar durante o período de manutenção
Ações de manutenção são continuadas durante o tem
po adverso.

a) Cortes de segunda ordem (componente i ativamente fa
lhado e componente j em manutenção)

$$\lambda_a'' = \lambda_j'' \lambda_{ia} r_j'' + \lambda_j'' \frac{r_j''}{N} \lambda_{ia}' \frac{r_j'' S}{r_j'' + S}$$

$$r_a'' = \frac{S_i r_j''}{S_i + r_j''}$$

$$U_a'' = \lambda_a'' \cdot r_a''$$

II.3 - O tempo pode mudar durante o período de manutenção
Ações de manutenção não podem ser continuadas du
rante tempo adverso.

a) Cortes de segunda ordem (componente i ativamente fa
lhado e componente j em manutenção)

$$\lambda_a = A + B, \text{ onde :}$$

$$A = \lambda_j'' \lambda_{ia} r_j''$$

$$B = \lambda_j'' \frac{r_j}{N} \lambda_{ia}' S$$

$$r_a'' = \frac{A}{\lambda_a''} \frac{S_i r_j''}{S_i + r_j''} + \frac{B}{\lambda_a''} \left(\frac{S_i r_j''}{S_i + r_j''} + S \right)$$

$$U_a'' = \lambda_a'' \cdot r_a''$$

b) Equações similares podem ser escritas para cortes de terceira ordem

2.4.2.4 - Interrupções produzidas por componentes ativamente falhados sobrepostos a uma condição de disjuntor emperrado.

As equações são iguais às da secção 2.4.2.3 .

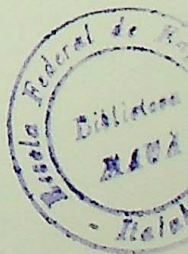
Tendo sō uma modificação : troca-se λ_{ia} por $\lambda_{ia} P_k$ e λ'_{ia} por $\lambda'_{ia} P_k$, onde P_k ē a probabilidade de emperramento do disjuntor k, o qual quando emperra depois de uma falha ativa no componente causa uma interrupção no ponto de carga.

2.4.3 - INDICES TOTAIS PARA CADA PONTO DE CARGA

$$\lambda_{pc} = \sum_{\forall k} \lambda_k \quad U_{pc} = \sum_{\forall k} U_k \quad r_{pc} = \frac{U_{pc}}{\lambda_{pc}}$$

$$\lambda_{tpc} = \sum_{\forall k} \lambda_{tk} \quad U_{tpc} = \sum_{\forall k} U_{tk} \quad r_{tpc} = \frac{U_{tpc}}{\lambda_{tpc}}$$

$$\lambda_{apc} = \sum_{\forall k} \lambda_{ak} \quad U_{apc} = \sum_{\forall k} U_{ak} \quad r_{apc} = \frac{U_{apc}}{\lambda_{apc}}$$



$$\begin{aligned} \lambda''_{pc} &= \sum_{\forall k} \lambda''_k & U''_{pc} &= \sum_{\forall k} u''_k & r''_{pc} &= \frac{U''_{pc}}{\lambda''_{pc}} \\ \lambda_{tpc} &= \sum_{\forall k} \lambda_{tk} & U''_{tpc} &= \sum_{\forall k} U''_{tk} & r''_{tpc} &= \frac{U_{tpc}}{\lambda''_{tpc}} \\ \lambda''_{apc} &= \sum_{\forall k} \lambda''_{ak} & U''_{apc} &= \sum_{\forall k} U''_{ak} & r''_{apc} &= \frac{U''_{apc}}{\lambda''_{apc}} \\ \lambda &= \lambda_k + \lambda_{tk} + \lambda_{ak} & U &= U_k + U_{tk} + U_{ak} & r &= \frac{U}{\lambda} \\ \lambda'' &= \lambda''_k + \lambda''_{tk} + \lambda''_{ak} & U'' &= U''_k + U''_{tk} + U''_{ak} & r'' &= \frac{U''}{\lambda''} \\ \lambda_S &= \lambda + \lambda'' & U_S &= U + U'' & r_S &= \frac{U_S}{\lambda_S} \end{aligned}$$

2.4.4 - INDICES GLOBAIS PARA O SISTEMA TOTAL

Considerando n cortes independentes

$$\lambda_{st} = \sum_{ci=1}^n \lambda_{ci}$$

$$U_{St} = \sum_{ci=1}^n U_{ci}$$

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

$$FEC = \frac{\sum_{ci=1}^n C_{ci} \lambda_{ci}}{\sum_{ci=1}^n C_{ci}}$$

ou $FEC = \frac{\sum P_{ci} \lambda_{ci}}{\sum P_{ci}}$

$$\sum_{ci=1}^n C_{ci}$$

$$\sum P_{ci}$$

$$\text{DEC} = \frac{\sum_{ci=1}^n C_{ci} \lambda_{ci} r_{ci}}{\sum C_{ci} \lambda_{ci}} \quad \text{ou} \quad \text{DEC} = \frac{\sum P_{ci} \lambda_{ci} r_{ci}}{\sum P_{ci} \lambda_{ci}}$$

CAPITULO III

ESTUDOS COMPARATIVOS NUM SISTEMA SIMPLES. ANALISE DE SENSIBILIDADE

CAPITULO III

ESTUDOS COMPARATIVOS NUM SISTEMA SIMPLES. ANÁLISE

DE SENSIBILIDADE

3.1 - INTRODUÇÃO

Os resultados fornecidos por estudos de confiabilidade de sistemas de potência em geral e de sistemas de distribuição em particular, podem constituir, quando bem interpretados, uma ajuda inestimável para a comparação de diferentes alternativas de projeto de sistemas de potência.

CAPITULO III

ESTUDOS COMPARATIVOS NUM SISTEMA

SIMPLES. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Este capítulo trata da análise de confiabilidade de sistemas de potência calculando índices de confiabilidade em pontos de carga ou outros pontos notáveis do sistema e índices de confiabilidade globais de sistemas.

A influência relativa das características dos componentes ou de outros fatores importantes é tipicamente ilustrada através de exemplos de análise de confiabilidade e análise de estudos de sensibilidade convencionais.

Alguns estudos de sensibilidade foram apresentados no passado por vários autores, sendo, no entanto, a sua análise bastante restrita por se limitarem à análise de sistemas muito simples. As referências indicadas na bibliografia

CAPÍTULO III

ESTUDOS COMPARATIVOS NUM SISTEMA SIMPLES: ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

3.1 - INTRODUÇÃO

Os resultados fornecidos por estudos de confiabilidade em sistemas de potência em geral e de sistema de distribuição em particular, podem constituir, quando bem interpretados, uma ajuda inestimável para a comparação de esquemas alternativos de sistemas, para a fixação de políticas de operação e para o conhecimento da influência de cada um dos componentes, ou outros fatores importantes, no comportamento do sistema como um todo.

As duas primeiras metas são usualmente atingidas calculando índices de confiabilidade em pontos de carga ou outros pontos notáveis do sistema e índices de confiabilidade globais do sistema.

A influência relativa das características dos componentes ou de outros fatores importantes so ficará elucidativamente ilustrada através da realização e análise de estudos de sensibilidade convenientes.

Alguns estudos de sensibilidade foram apresentados no passado por vários autores, sendo, no entanto, o seu âmbito bastante restrito por se limitarem a análise de sistemas muito simples. Na referência⁽¹³⁾ indicada na bibliogr

grafia, por exemplo, é feita uma análise da influência da solicitação ambiental, principalmente em sistemas formados por duas ou três linhas em paralelo ou em sistemas muito simples de três ou quatro linhas, considerando os barramentos 100% confiáveis. Esses estudos pretendem mostrar principalmente qual é a influência que a duração do tempo adverso e a variação de percentagem de falhas acontecidas durante o tempo adverso, tem na taxa total de saída do sistema e no tempo médio de duração dessas saídas.

Neste capítulo descrever-se-ão resultados de estudos realizados num sistema de distribuição simples. A finalidade é mostrar como as técnicas descritas no capítulo anterior podem ser utilizadas em sistemas práticos, quando se levam em consideração todos os parâmetros que influenciam a confiabilidade do sistema, tais como sejam, a influência da ordem dos conjuntos mínimos de corte, e a influência da solicitação ambiental e das ações de manutenção.

Considere-se então o sistema de distribuição da figura 3.1, sobre o qual se irão basear todos os estudos de sensibilidade que se apresentam a seguir.

Os dados de confiabilidade dos componentes do sistema da figura 3.1 são os que se mostram na tabela 3.1.

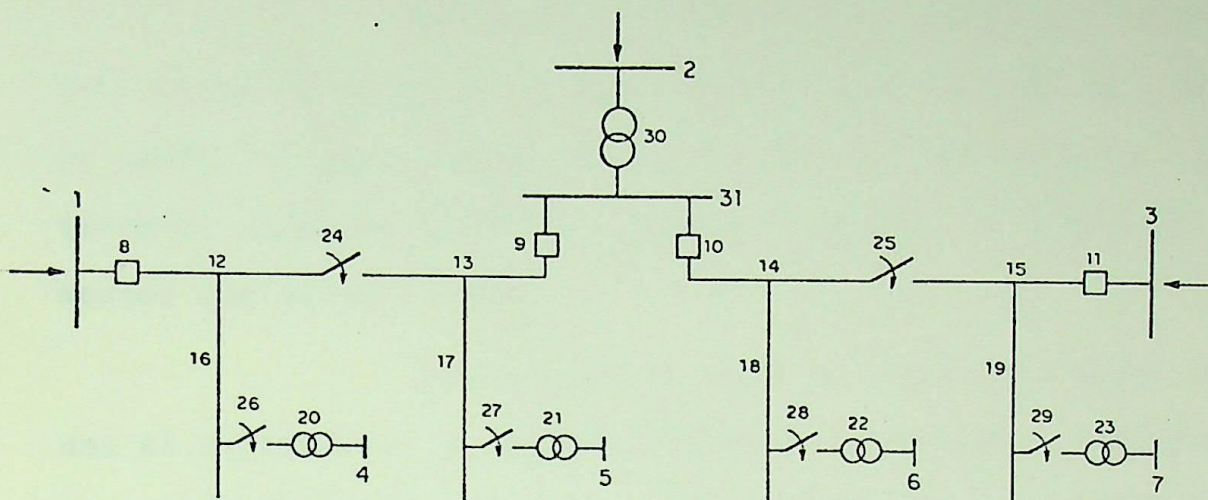


FIGURA 3.1 - Sistema de distribuição. utilizado nos estudos de sensibilidade

Componente	taxa de falha		tempo de reparo hr	tempo de chaveamento hr	Probabilidade de Emperramento	Manutenção	
	total f/ano	ativa f/ano				taxa s/ano	tempo hr
1,2,3,4,5 6,7,31	0.01	0.01	2.0	2.0	-	0.15	1.5
12,13,14,15, 16,17,18,19	0.03/ km	0.03/ km	5.0	1.5	-	0.25	2.5
8,9,10,11	0.22	0.16	6.0	1.0	0.01	0.4	3.0
20,21,22,23	0.025	-	4.0	1.0	-	0.25	2.5
24,25,26,27 28,29	0.02	0.02	1.1	1.0	-	0.25	1.0
30	0.05	0.05	10.0	2.0	-	0.3	4.0

Tabela 3.1 - Dados de confiabilidade dos componentes do sistema mostrado na figura 3.1

3.2 - INFLUÊNCIA DA ORDEM DOS CONJUNTOS DE CORTE

No capítulo anterior foi visto que existem varios tipos de falha que levam à formação de conjuntos mínimos de corte, os quais podem ser de primeira ordem, segunda ordem, terceira ordem ou de ordem superior consoante o número de elementos que os constituem.

Utilizando os dados de confiabilidade mostrados na tabela 3.1 e o esquema funcional do sistema, deduziram-se para cada ponto de carga do sistema da figura 3.1 todos os tipos de falha até terceira ordem (até três saídas sobrepostas), considerando quando necessário a possibilidade de emperramento de disjuntores.

Nesta análise foram encontrados 88 conjuntos mínimos de corte até terceira ordem para cada um dos pontos de carga denominados por 4 e 7, e 166 conjuntos mínimos de corte até terceira ordem, para cada um dos pontos de carga 5 e 6, o que leva a um total de 508 conjuntos mínimos de corte.

Ante a impossibilidade de especificar em detalhe cada um destes cortes, apresenta-se na tabela 3.2 um resumo do tipo e ordem dos conjuntos mínimos de corte, por ponto de carga.

Com base nos esquemas de confiabilidade resultantes calcularam-se também os índices de confiabilidade para cada tipo de falha e os índices totais por ponto de carga que passaremos a analisar.

Como ilustração, considerem-se os conjuntos

mínimos de corte de primeira e segunda ordem associados ao ponto de carga no barramento 5. Na tabela 3.3 faz-se a listagem completa destes cortes bem como dos índices de confiabilidade correspondentes, considerando solicitação ambiental uniforme ou solicitação ambiental dupla. Com estas indicações calcularam-se os índices totais de confiabilidade (λ_t , r_t e U_t) no barramento 5.

Estes índices totais foram depois recalculados levando em consideração também os conjuntos de terceira ordem, o que permitiu calcular o erro envolvido nos cálculos quando estes cortes de terceira ordem são desprezados. Estes valores de erro estão indicados no fim da tabela 3.3.

barramento número	nº de caminhos	CONJUNTOS DE CORTE DE 1ª, 2ª e 3ª ORDEM												T O T A L
		falhas forçadas				falhas ativas				falhas ativas com disjuntor emperrado				
		1ª ordem	2ª ordem	3ª ordem	TOTAL	1ª ordem	2ª ordem	3ª ordem	TOTAL	1ª ordem	2ª ordem	3ª ordem	TOTAL	
4 - 7	3	5	8	24	37	6	6	8	20	7	8	16	31	88
5 - 6	3	5	8	48	61	6	12	32	50	7	16	32	55	166

TABELA 3.2 - Resumo dos tipos de falha

Conjuntos de corte (tipos de falha)	Solicitação ambiental uniforme						Solicitação ambiental dupla					
	λ falhas/ano		r horas	U horas/ano		λ falhas/ano		r horas	U horas/ano			
5	0.100	E-01	2.00	0.200	E-01	0.100	F-01	2.00	0.200	E-01		
13	0.150	E00	5.00	0.750	E00	0.150	E00	5.00	0.750	E00		
17	0.600	E-01	5.00	0.300	E00	0.600	F-01	5.00	0.300	E00		
21	0.250	E-01	4.00	0.100	E00	0.250	F-01	4.00	0.100	E00		
27	0.200	E-01	1.10	0.220	E-01	0.200	F-01	1.10	0.220	E-01		
-	0.255	E00	4.498	0.119	E01	0.265	E00	4.498	0.119	E01		
1,9	0.303	E-05	1.27	0.114	E-04	0.908	F-05	1.27	0.115	F-04		
11,31	0.559	E-06	0.869	0.486	E-06	0.563	E-06	0.869	0.489	E-04		
18,9	0.127	E-08	2.52	0.319	E-04	0.127	F-03	2.52	0.319	E-03		
19,31	0.903	E-05	1.27	0.114	F-04	0.908	F-05	1.27	0.115	F-03		
19,12	0.777	E-04	2.31	0.179	F-03	0.750	F-04	2.40	0.180	E-03		
19,24	0.126	E-04	0.866	0.109	E-04	0.126	E-04	0.866	0.109	F-04		
12,31	0.576	E-05	1.21	0.695	E-05	0.377	E-05	1.26	0.474	E-05		
24,31	0.870	E-05	0.651	0.566	E-06	0.875	E-06	0.631	0.570	E-06		
	0.242	E-03	2.225	0.540	E-03	0.238	E-03	2.268	0.540	E-03		
18	0.160	E00	1.00	0.160	E00	0.160	E00	1.00	0.160	E00		
19	0.160	E00	1.00	0.160	E00	0.160	E00	1.00	0.160	E00		
12	0.150	E00	1.50	0.225	E00	0.150	E00	1.50	0.225	E00		
16	0.600	E-01	1.50	0.900	E-01	0.600	F-01	1.50	0.900	E-01		
24	0.200	E-01	1.00	0.200	E-01	0.200	F-01	1.00	0.200	F-01		
26	0.200	E-01	1.00	0.200	E-01	0.200	F-01	1.00	0.200	E-01		
	0.570	E00	1.184	0.675	E00	0.570	E00	1.184	0.675	E00		
2, 1	0.280	E-06	0.869	0.243	E-06	0.281	E-06	0.869	0.245	E-06		
2, 8	0.288	E-05	1.280	0.399	E-05	0.288	E-05	1.360	0.391	F-05		
2, 12	0.157	E-05	1.280	0.202	E-05	0.190	E-05	1.310	0.249	F-05		
2, 24	0.310	E-06	0.670	0.208	E-06	0.312	F-06	0.670	0.209	F-06		
10, 1	0.447	E-05	0.605	0.271	E-03	0.450	F-05	0.605	0.273	E-05		
10, 8	0.460	F-04	0.806	0.371	E-04	0.461	E-04	0.806	0.372	F-04		
10, 12	0.251	E-04	0.779	0.196	F-04	0.304	E-04	0.788	0.240	F-04		
10, 24	0.497	E-05	0.502	0.245	E-04	0.499	E-05	0.502	0.251	E-05		
30, 1	0.140	E-05	0.869	0.121	E-05	0.141	F-05	0.869	0.122	F-05		
30, 8	0.144	F-04	1.360	0.195	E-04	0.144	F-04	1.360	0.195	F-04		
30, 12	0.785	E-05	1.280	0.101	E-04	0.950	F-05	1.310	0.124	E-04		
30, 24	0.155	E-05	0.670	0.104	F-05	0.156	F-05	0.670	0.105	E-05		
	0.110	E-03	0.904	0.100	F-03	0.118	E-03	0.909	0.107	E-03		
1, (8)	0.100	E-03	2.00	0.200	E-03	0.100	E-03	2.00	0.200	E-05		
1, (9)	0.100	E-03	2.00	0.200	E-03	0.100	F-03	2.00	0.200	E-03		
1, (25)	0.000	E00	0.00	0.000	E00	0.000	E00	0.00	0.000	E00		
10, (9)	0.160	E-02	1.00	0.160	E-02	0.160	E-02	1.00	0.160	E-02		
10, (26)	0.000	E00	0.00	0.000	E00	0.000	E00	0.00	0.000	E00		
30, (9)	0.500	E-03	2.00	0.100	E-02	0.500	E-03	2.00	0.100	F-02		
31, (9)	0.100	E-02	2.00	0.200	E-03	0.100	E-02	2.00	0.200	E-03		
	0.240	E-02	1.333	0.320	E-02	0.240	E-02	1.333	0.320	E-02		
TOTAL PARA 1 ^a E 2 ^a ORDEM	0.83775	E00	2.233	0.18708	E01	0.83824	E00	2.234	0.18724	E01		
TOTAL PARA 1 ^a , 2 ^a e 3 ^a ORDEM	0.83775209	E00	2.233	0.18708002	E01	0.83824015	E00	2.234	0.18724004	E01		
ERRO	0.000112	%	0%	0.000088	%	0.000176	%	0%	0.000209	%		

TABELA 3.3 - Índices de confiabilidade associadas ao barramento 5

Procedendo de igual modo para todos os barramentos pode-se obter, para cada um deles, resultados semelhantes aos da tabela 3.3. Esses resultados encontram-se resumidos na tabela 3.4 apresentada a seguir.

Ponto de Carga		taxa de falha falhas/ano	duração da saída horas	tempo de saída anual hr/ano
4-7	a	0.8374 E+00	2.233 3	0.1870 E+01
	b	0.3197 E-03	1.917 4	0.6130 E-03
	c	0.3822 E-07	1.8650	0.7128 E-07
	TOTAL	0.8377 E+00	2.2330	0.1870 E+01
5-6	a	0.8374 E+00	2.2309	0.1869 E+01
	b	0.3520 E-03	1.3207	0.6409 E-03
	c	0.9382 E-07	1.7523	0.1644 E-06
	TOTAL	0.8377 E+00	2.233	0.1870 E+01

TABELA 3.4 - Índices de confiabilidades totais para cada ponto de carga. Solicitação ambiental uniforme.

Na tabela anterior :

- a) Totais considerando conjuntos de 1^a ordem
- b) Totais para conjuntos de 2^a ordem
- c) Totais para conjuntos de 3^a ordem

Dos resultados mostrados nas duas tabelas an

teriores pode-se claramente inferir que os conjuntos de corte de ordem inferior (primeira e segunda ordem) são notoriamente dominantes face aos conjuntos de corte de ordem superior (terceira ordem), uma vez que os conjuntos de terceira ordem têm uma contribuição muito pequena na composição dos valores dos índices totais.

Como uma ilustração adicional deste fato, tome-se o exemplo simples mostrado na figura 3.2. Os resultados apresentados foram obtidos considerando-se iguais as taxas de falha de todas as linhas e ficando o tempo médio de reparo de todas elas em 7,5 horas.

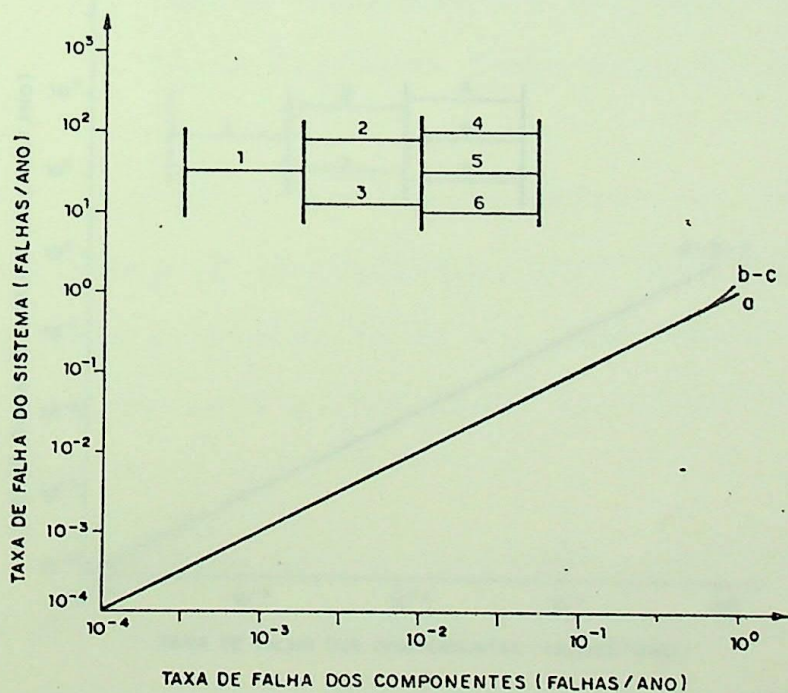


FIGURA 3.2 - Efeito dominante dos conjuntos de corte de ordem inferior, tempo médio de reparo=7,5h

Nas figuras 3,3 e 3,4, este tempo médio de reparo foi sucessivamente fixado em 2,5 horas e 15 horas respectivamente.

Nas figuras 3.2, 3.3 e 3.4 tem-se :

- a - Considera s̄o a linha 1 ; conjunto de 1^a ordem
- b - Considera as linhas de 1,2 e 3; conjuntos de 1^a e 2^a ordem
- c - Considera as linhas 1,2,3,4,5 e 6; conjuntos de 1^a, 2^a e 3^a ordem.

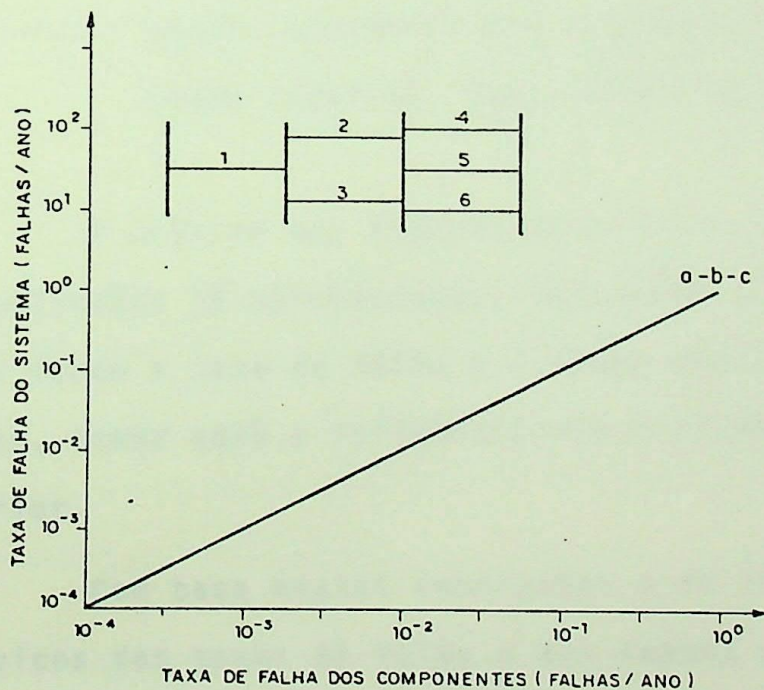
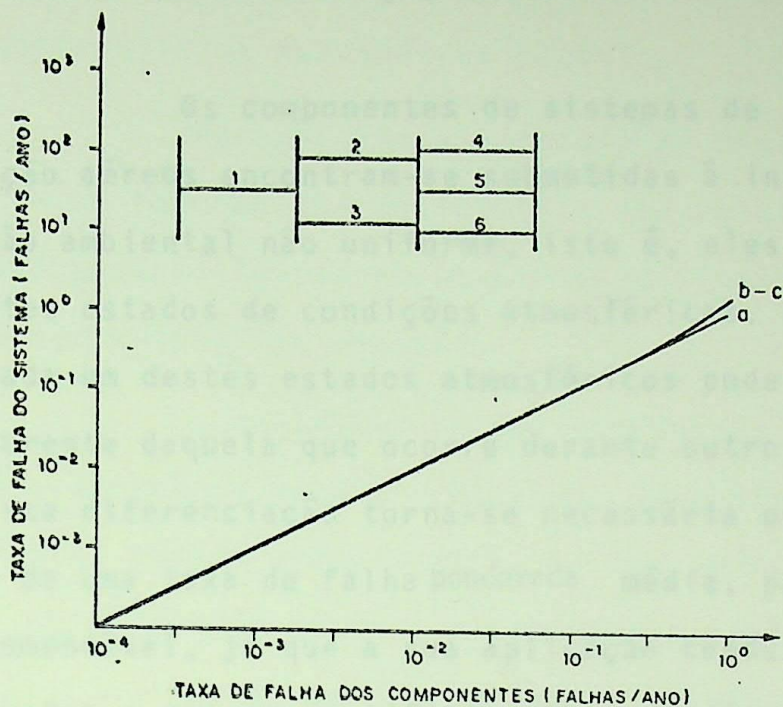


FIGURA 3.3 - Efeito dominante dos conjuntos de corte de ordem inferior. Tempo médio de reparo=2,5h



3.4

FIGURA 3.4 - Efeito dominante dos conjuntos de corte de ordem inferior. Tempo médio de reparo=15hs

A análise das figuras anteriores confirma facilmente as conclusões já apresentadas, mostrando além disso que quanto menores forem a taxa de falha e o tempo médio de reparo dos componentes, menor será a influência dos conjuntos de corte de ordem superior.

Com base nestas conclusões e em face dos valores médios típicos das taxas de falha e dos tempos de reparo, de manobra ou de substituição de equipamentos de sistemas de distribuição, decidiu-se considerar, em todos os estudos futuros, somente a contribuição dos conjuntos de corte de primeira e segunda ordens.

3.3 - INFLUÊNCIA DA SOLICITAÇÃO AMBIENTAL

Os componentes de sistemas de transmissão e distribuição aéreos encontram-se submetidas à influência de uma solicitação ambiental não uniforme, isto é, eles estão expostos a diferentes estados de condições atmosféricas. A taxa de falha durante cada um destes estados atmosféricos pode ser completamente diferente daquela que ocorre durante outro estado atmosférico. Esta diferenciação torna-se necessária pois mesmo a consideração de uma taxa de falha ponderada média, por componente, não é recomendável, já que a sua aplicação conduziria a resultados incorretos o que se justifica principalmente pelas razões seguintes :

- *Existência de uma maior concentração de falhas durante estados atmosféricos adversos, os quais são de geralmente curta duração.*
- *Por tal motivo a utilização de um valor médio ponderado pode ser completamente diferente dos valores componentes e portanto ser de pouca representatividade na prática principalmente quando da existência de vários componentes em paralelo.*

Como durante estados de alta solicitação ambiental (estados atmosféricos adversos) as taxas de falha são elevadas, origina-se uma alta taxa de falha do sistema. Entretanto a média ponderada pode-se tornar muito baixa, próxima da taxa de falha sob estado atmosférico normal, devido à duração relativa dos estados atmosféricos normais e adversos. Portanto a

sobreposição de falhas forçadas durante alta solicitação ambiental ficaria diluída nos índices globais.

Reconhecida a variação do comportamento dos componentes em face de uma solicitação ambiental variável, torna-se então necessário representar essa solicitação ambiental por um modelo matemático adequado.

A definição de tal modelo, se se pretender levar em consideração a natureza contínua do processo pode transformar-se numa tarefa ardua e difícil. Por outro lado, se a consideração de um número elevado de estados de solicitação ambiental simplifica o problema de concepção do modelo procurado, pois a representação por uma cadeia de Markov conveniente não se afigura difícil, também se deve reconhecer que pelo menos no presente, a aplicação de tal modelo encontrará sérios entraves na inexistência de uma definição clara para tais estados e de dados estatísticos apropriados.

Por estes motivos é usual adotar-se como modelo suficientemente aproximado para a solicitação ambiental um modelo de dois estados usualmente designados por *Tempo Normal* e *Tempo adverso*.

Com esta simplificação o comportamento da solicitação ambiental pode descrever-se por um processo estocástico como se indica na figura 3.5.

A ocorrência aleatória de períodos de tempo normal e adverso pode ser caracterizada pela duração média destes períodos, tal como se mostra na figura 3.6.

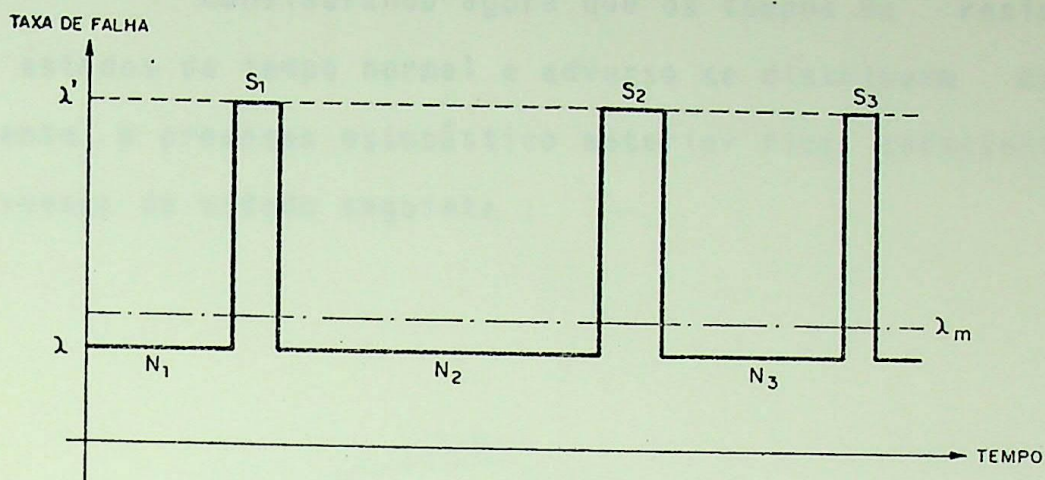


FIGURA 3.5 - Processo estocástico descritivo de uma so licitação ambiental dupla.

onde :

λ - taxa de falha em tempo normal

λ' - taxa de falha em tempo adverso

λ_m - taxa de falha média ponderada

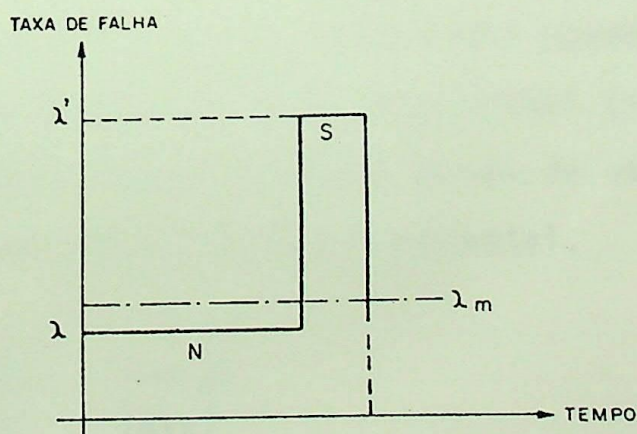


FIGURA 3.6 - Um ciclo médio característico do processo estocástico representado na figura anterior

Considerando agora que os tempos de residên
cia nos estados de tempo normal e adverso se distribuem expo
nencialmente, o processo estocástico anterior fica caracteriza
do pelo espaço de estado seguinte : ---

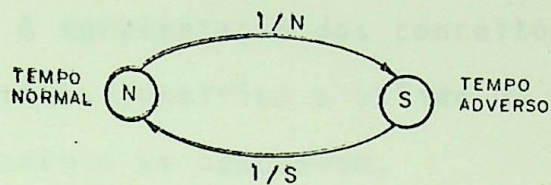


FIGURA 3.7 - Espaço de estado característico do proces
so estocástico de uma solicitação ambien
tal dupla

A taxa de falha anual média total, λ_m , para um componente é definida como o valor médio ponderado das taxas de falha desse componente durante tempo normal (λ) e tempo adver
so (λ'), onde os pesos são as probabilidades de ocorrência de ca
da um desses estados de solicitação ambiental.

$$\lambda_m = \left(\frac{N}{N+S} \right) \lambda + \left(\frac{S}{N+S} \right) \lambda'$$

Se a taxa de falha anual média do componente, λ_m , e a sua fração de falha em tempo adverso, p , são conheci
das, as taxas de falha em tempo normal (λ) e em tempo adverso

(λ') podem ser calculadas pelas equações seguintes:

$$\lambda = \lambda_m \frac{N+S}{N} (1-p) \text{ em falhas/ano de tempo normal}$$

$$\lambda' = \lambda_m \frac{N+S}{S} p \text{ em falhas/ano de tempo adverso}$$

A apresentação dos conceitos fundamentais anteriormente referidos justifica e valida os estudos de sensibilidade que seguidamente se descrevem.

Retome-se de novo a figura 3.1 e os dados de confiabilidade da Tabela 3.1, considerando, como é normalmente o caso em sistemas de distribuição, que as linhas são os únicos componentes afetados pela existência de tempo adverso, o que provoca um aumento significativo das taxas de falha correspondentes

Nas tabelas seguintes mostra-se como a variação da percentagem de falhas durante tempo adverso, p , se faz sentir nos índices de confiabilidade do sistema, tendo-se considerado o barramento 4 como ponto típico de análise.

Resultados semelhantes aos que se apresentam nos quadros da tabela 3.5 podem ser obtidos para todos os outros pontos de carga do sistema.

Estes resultados demonstram claramente que os valores dos índices λ , r e U , nos vários pontos notáveis do sistema analisado, são praticamente invariantes com a variação da percentagem de falhas dos componentes em tempo adverso.

P	λ_4	r_4	U_4
0	0.83820 E00	0.22338 E01	0.18724 E01
25	0.83686 E00	0.22322 E01	0.18680 E01
50	0.83844 E00	0.22341 E01	0.18732 E01
75	0.83612 E00	0.22313 E01	0.18675 E01
100	0.83771 E00	0.22332 E01	0.18708 E01

$$\lambda_{av} = 0.03 \text{ f/ano.km}$$

$$N = 200$$

$$S = 5$$

reparo e manutenção são continuados
durante tempo adverso

P	λ_4	r_4	U_4
0	0.83821 E00	0.38033 E01	0.31879 E01
25	0.83687 E00	0.38402 E01	0.32137 E01
50	0.83847 E00	0.38648 E01	0.32405 E01
75	0.83616 E00	0.39060 E01	0.32660 E01
100	0.83776 E00	0.39305 E01	0.32928 E01

$$\lambda_{av} = 0,03 \text{ f/ano .km}$$

$$N = 200$$

$$S = 5$$

reparo e manutenção não são realizados
durante tempo adverso

P	λ_4	r_4	U_4
0	0.83772 E00	0.30893 E01	0.25879 E01
25	0.83793 E00	0.31143 E01	0.26089 E01
50	0.83973 E00	0.31394 E01	0.26300 E01
75	0.83774 E00	0.31644 E01	0.26510 E01
100	0.83775 E00	0.31895 E01	0.26720 E01

$$\lambda_{av} = 0.03 \text{ f/ano.Km}$$

$$N = 400$$

$$S = 4$$

reparo e manutenção não são realizados durante o tempo adverso

P	λ_4	r_4	U_4
0	0.83771 E00	0.22332 E01	0.18708 E01
25	0.83771 E00	0.22332 E01	0.18708 E01
50	0.83771 E00	0.22332 E01	0.18708 E01
75	0.83771 E00	0.22332 E01	0.18708 E01
100	0.83771 E00	0.22332 E01	0.19708 E01

$$\lambda_{av} = 0.03 \text{ f/ano.km}$$

$$N = 100$$

$$S = 4$$

reparo e manutenção são contínuos durante tempo adverso

P	λ_4	r_4	U_4
0	0.83850 E00	0.22342 E01	0.18734 E01
25	0.83756 E00	0.22331 E01	0.18703 E01
50	0.83761 E00	0.22331 E01	0.18705 E01
75	0.83766 E00	0.22332 E01	0.18706 E01
100	0.83771 E00	0.22332 E01	0.18708 E01

$$\lambda_{av} = 0.03 \text{ f/ano Km}$$

$$N = 400$$

$$S = 4$$

reparo e manutenção são continuados durante o tempo adverso

TABELA 3.5 - Influência da percentagem de falhas em Tempo adverso

Este comportamento dos índices mencionados anteriormente é causado pela existência de vários conjuntos de corte de primeira ordem, qualquer que seja o ponto de carga analisado. Como os índices destes conjuntos de corte são os dominantes e as taxas de falha utilizadas são os próprios valores médios ponderados dos componentes envolvidos, resulta a insensibilidade apresentada em relação à percentagem de falhas em tempo adverso.

O tipo de configuração da maior parte dos sistemas de distribuição aéreos - sistemas radiais, em anel ou pouco malhados, - autoriza a generalização das conclusões anteriores, ou seja, que, em geral, em sistemas de distribuição aéreos,

mantida uma taxa média anual de falha, os índices de confiabilidade λ , r e U são praticamente independentes da percentagem de falhas dos componentes, ocorridas durante tempo adverso.

Um outro estudo de sensibilidade importante, envolvendo os efeitos da solicitação ambiental, é o que permite analisar a influência da duração média dos períodos de tempo normal e de tempo adverso.

Continuando a tomar o barramento 4 do sistema da figura 3.1 como ponto típico de análise, foram feitos vários estudos cujos resultados se encontram resumidos nas tabelas 3.6 e 3.7.

As taxas de falha das diversas linhas foram fixadas em 0,062 falhas/ano.Km em tempo normal e em 0,084/falhas ano.Km em tempo adverso.

Na tabela 3.6 a duração média de tempo normal foi fixada em 200 horas enquanto se permitiu que a duração média de tempo adverso variasse entre 0 e 5 horas.

Os resultados mostram claramente que a taxa de falha total, $\lambda_t = \lambda + \lambda''$, aumenta com o aumento da duração média dos períodos de tempo adverso, sendo que no caso específico, e tomando como referência o valor correspondente a $S=0$ horas, o aumento máximo verificado ($S=5$ horas) atingiu significativos 66% .

Verifica-se ainda que esse aumento é na sua maioria devido às falhas forçadas das diversas linhas (componente λ) enquanto que a componente devida a manutenção (λ'') embora aumentando, o faz de maneira muito menos significativa, o que

S →	0	1	2	3	4	5
λ	0.50411 E00	0.57223 E00	0.63967 E00	0.70645 E00	0.77257 E00	0.83805 E00
r	0.15610 E01	0.17620 E01	0.19189 E01	0.20447 E00	0.21479 E01	0.22340 E01
U	0.78691 E00	0.10083 E01	0.12275 E01	0.14445 E01	0.16594 E01	0.18722 E01
λ''	0.14189 E-03	0.14528 E-03	0.14724 E-03	0.14852 E-03	0.14943 E-03	0.15010 E-03
r''	0.15040 E00	0.15096 E01	0.15131 E01	0.15153 E01	0.15170 E01	0.15182 E01
U''	0.21340 E-03	0.21932 E-03	0.22278 E-03	0.22506 E-03	0.22668 E-03	0.22788 E-03
λ_t	0.50426 E00	0.57237 E00	0.63982 E00	0.70659 E00	0.77272 E00	0.83820 E00
r_t	0.18610 E01	0.17260 E01	0.19188 E01	0.20446 E01	0.21447 E01	0.22338 E01
U_t	0.78712 E00	0.10085 E01	0.12277 E01	0.14447 E01	0.16596 E01	0.18724 E01

TABELA 3.6 - Efeitos da variação da duração média dos períodos de tempo adverso

seria de esperar, pois a taxa de saída para manutenção das li
nhas é independente das solicitações ambientais consideradas.

Os resultados apresentados mostram também que a duração média das falhas, r_t , também aumenta com o aumento da duração média dos períodos de tempo adverso. Deve-se no entanto chamar-se a atenção para o fato de que esta conclusão, ao con
trário da anterior, não possui caráter de generalidade. Antes ela depende dos valores relativos das taxas de falha e dos tem
pos médios de duração das falhas dos componentes que são e não são afetados pelos efeitos da solicitação ambiental.

No sistema analisado, o tempo médio de dura
ção das falhas devidas as linhas (componentes afetados pela du
pla solicitação ambiental) é superior ao tempo médio das falhas de transformadores, chaves e outros componentes (componentes não afetados pela dupla solicitação ambiental). Assim sendo, à medi
da que o número de falhas devidas as linhas aumenta, aumenta tamb
ém o tempo médio de reparo total por ponto.

Conclusões semelhantes às acabadas de apresentar
tar podem ser facilmente tiradas pela observação dos resultados apresentados na tabela 3.7. Tais resultados foram obtidos man
tendo a duração média do tempo adverso em 5 horas e variando a duração média de tempo normal entre 100 e 500 horas.



N→	100	200	300	400	500
λ_f	0.11561 E01	0.83805 E00	0.72856 E00	0.67314 E00	0.63967 E00
r_f	0.25134 E01	0.22340 E01	0.20813 E01	0.19851 E01	0.19189 E01
U_f	0.29057 E01	0.18722 E01	0.15163 E01	0.13362 E01	0.12275 E01
λ''	0.15832E-03	0.15010 -03	0.14736E-03	0.14599E-03	0.14157E-03
r''	0.15309 E01	0.15182 E01	0.15137 E01	0.15113 E01	0.15099 E01
U''	0.24237E-03	0.22788E-03	0.22306E-03	0.22064E-03	0.21919E-03
λ_t	0.11562 E01	0.83820 E00	0.72871 E00	0.67329 E00	0.63982 E00
r_t	0.25133 E01	0.22338 E01	0.20812 E01	0.19850 E01	0.19188 E01
U_t	0.29060 E01	0.18724 E01	0.15166 E01	0.13365 E01	0.12277 E01

TABELA 3.7 - Variação da duração média do período de tempo normal N.

3.4 - INFLUÊNCIA DA MANUTENÇÃO

Os componentes dos sistemas de potência são periodicamente retirados de serviço com a finalidade de serem submetidos a ações de manutenção preventiva, atividade que se justifica, pois com ela pretende-se prevenir os componentes e os sistemas contra a ocorrência de falhas futuras previsíveis e evitáveis.

Existem muitos fatores que podem influenciar a frequência das ações de manutenção em sistemas, de uma maneira

ra geral, e em sistemas de distribuição, em particular. Na figura 3.8 enumeram-se os principais.

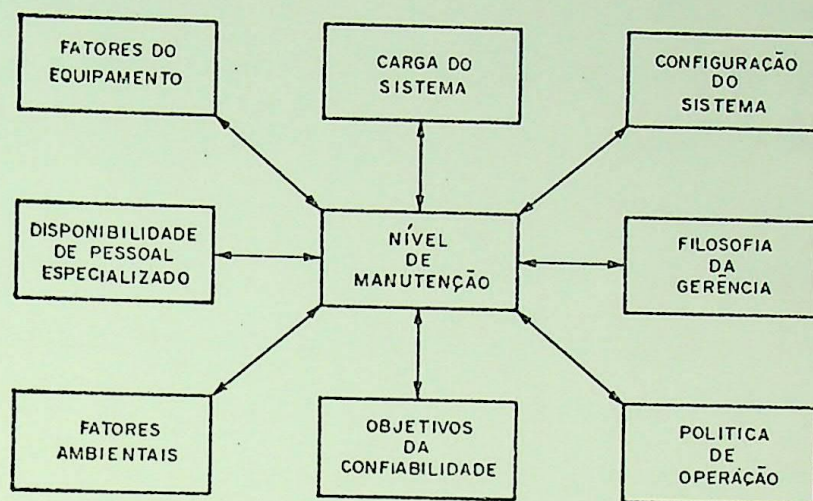


FIGURA 3.8 - Fatores determinantes na definição de políticas de manutenção preventiva.

Porque se a figura importante, expõem-se seguidamente algumas considerações sobre a influência de alguns destes fatores⁽¹⁴⁾.

- A carga do sistema tem um efeito significativo na determinação de uma política de manutenção. Ações de manutenção não são geralmente iniciadas, a não ser em caso de extrema necessidade, se a remoção do componente causar sobrecargas em outros componentes ou interrupções de serviço em pontos importantes do sistema. No entanto em alguns casos inevitáveis, a manutenção preventiva de um ou mais componentes pode resultar na in

interrupção programada de serviço de alguns consumidores.

- Fatores inerentes aos equipamentos, tais como tipo dos componentes, capacidades respectivas, tempo e modo de exposição às falhas podem influenciar grandemente as políticas de manutenção num sistema. Componentes tais como linhas de transmissão em certas áreas podem requerer um grande número de ações de manutenção quando comparadas com linhas em outras partes do sistema. Aumentos na frequência do funcionamento efetivo de certos componentes, tais como disjuntores, podem levar à falha desses componentes se o nível de manutenção não for compatível com o nível de ação.
- A configuração do sistema é outro fator importante na determinação das políticas de manutenção preventiva. Na configuração de um sistema série, qualquer remoção de serviço de um componente para manutenção, causará interrupção de serviço aos consumidores. Por outro lado quando os consumidores podem ser alimentados por uma fonte alternativa fechando uma ligação normalmente aberta, ou quando existem componentes redundantes no sistema, ações de manutenção podem ser efetuadas sem interrupções.
- Algumas ações de manutenção têm de ser realizadas em oficinas especializadas enquanto outras podem ser efetuadas no local em que o componente está posicionado. Ações de manutenção local em sistemas de transmissão

e distribuição podem não ser permitidas se existe ou está prevista a ocorrência de condições atmosféricas adversas.

- Os objetivos de confiabilidade do sistema podem também influir na definição de uma política de manutenção adequada. As equações que calculam os índices de confiabilidade, que foram apresentadas no capítulo anterior, mostram claramente que uma contribuição importante para esses índices pode ser decorrente da ocorrência de falhas forçadas de certos equipamentos quando outros se encontram retirados de serviço, sofrendo manutenção preventiva. A ocorrência deste tipo de falha do sistema está diretamente relacionada com os valores das taxas de saída para manutenção dos equipamentos e dos tempos médios de duração dessas ações de manutenção.

Por outro lado se a taxa de saída para manutenção de certos equipamentos for reduzida com intuito de diminuir a probabilidade de ocorrência das falhas descritas acima, isso poderia ter como consequência um aumento na taxa de falha forçada desses equipamentos, efeito este que pode contrabalançar e até superar os benefícios que tal atitude poderia trazer. Em tal caso, a melhor política de manutenção resultará certamente da determinação de uma solução de compromisso entre as taxas de falha forçada e de manutenção desses equipamentos.

Todos os fatores anteriormente mencionados de
vem ser levados em consideração se se pretende definir e imple
mentar políticas de manutenção consistentes.

Pode ser argumentado que as vantagens obtidas
por manutenção preventiva dependem da diferença entre o tempo
que leva para realizar a manutenção e o tempo gasto para repa
rar os componentes. Este argumento pode ser válido em sistema
constituídos por um só componente. Porém, tal não é geralmente
verdade em sistemas possuidores de grande número de componentes
onde a falha de um deles pode interagir com outros.

Quer seja sob o ponto de vista do sistema
quer seja sob o ponto de vista dos componentes, saídas de serviç
o destes últimos por falha forçada provocam, usualmente, a
ocorrência de situações mais críticas e severas do que saídas
para manutenção preventiva. Esta afirmação é facilmente justi
ficada se se constatar que :

- 1 - Muitos componentes podem ser retirados de serviço
sem interromper a alimentação aos consumidores, en
quanto que falhas forçadas nesses mesmos component
es podem causar interrupções de serviço.
- 2 - Falhas ativas em muitos componentes podem ser mini
mizadas através da realização de manutenção prevent
iva que evitem as condições que as causam. Por exempl
o, no caso de linhas de transmissão e distribui
ção, falhas ativas causadas pela queda de ramos de
árvores próximas, podem ser evitadas efetuando ins
peções e cortes regulares desses ramos. Similarmen

te, no caso de disjuntores a óleo, falhas causadas por deteriorização do dielétrico podem ser minimizadas trocando o óleo em intervalos regulares.

- 3 - Muitas falhas forçadas podem causar danos permanentes nos equipamentos. O risco de tais danos pode ser consideravelmente reduzido se for seguido um programa de manutenção adequado.
- 4 - Ações de manutenção preventiva devem constituir uma atividade planejada, de tal modo que o tempo médio requerido para a sua execução pode ser muito menor que o tempo médio requerido para reparar uma falha forçada de caracter aleatório.
- 5 - Acontecimentos tais como o emperramento de um disjuntor, uma chave normalmente aberta que não fecha quando chamada a operar, e outros, podem afetar seriamente a confiabilidade dos sistemas. Tais acontecimentos podem causar interrupção de alimentação a um grande número de consumidores. Ações de manutenção preventiva podem diminuir consideravelmente a probabilidade de ocorrência de tais falhas.

No presente trabalho as saídas programadas de serviço para manutenção são tratadas de uma maneira muito semelhante às saídas forçadas de serviço. Entretanto, e como foi mencionado no capítulo anterior, consideram-se várias restrições adicionais a saber :

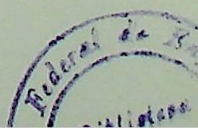
- Um elemento ou componente do sistema não será retirado

- do para manutenção se isso causar falha do sistema.
- Ações de manutenção não serão iniciadas durante tempo adverso.
- Além disso, ações de manutenção poderão ou não ser iniciadas se for provável a ocorrência de condições atmosféricas desfavoráveis.

Analise-se agora alguns resultados de estudos de sensibilidade envolvendo alguns dos parâmetros característicos das ações de manutenção. Com esta finalidade considere-se novamente o sistema teste da figura 3.1 e os dados apresentados na tabela 3.1 modificados agora somente no que diz respeito as taxas de saída para manutenção dos diversos barramentos e linhas cujos valores passaram a ser respectivamente de 0 para os barramentos e 1 saída/ano para as linhas. O tempo médio de permanência em manutenção destas últimas foi considerado igual a 2.5 horas. Além disso, em todos os estudos que envolveram a consideração de uma solicitação ambiental dupla, utilizaram-se para as durações médias de tempo normal e tempo adverso, respectivamente os valores $N=200$ horas e $S=5$ horas.

Estes foram os dados utilizados no estudo que passará, daqui por diante, a ser denominado de caso base.

Considere-se primeiramente o caso de solicitação ambiental uniforme. Nas tabelas 3.8 e 3.9 os valores da taxa de saída para manutenção, λ , e do tempo médio de manutenção, r , dos vários componentes foram variados até 500% do seu valor no caso base.



$\% \lambda'_i$	λ'	r'	U'	λ_t	r_t	U_t
0	-	-	-	0.83755 E00	0.22334 E01	0.18706 E01
100	0.18864 E-03	0.16455 E01	0.31041 E-03	0.83774 E00	0.22332 E01	0.18709 E01
200	0.37728 E-03	0.16455 E01	0.62082 E-03	0.83793 E00	0.22331 E01	0.18712 E01
300	0.56592 E-03	0.16455 E01	0.93123 E-03	0.83812 E00	0.22330 E01	0.18715 E01
400	0.75457 E-03	0.16455 E01	0.12416 E-02	0.83830 E00	0.22328 E01	0.18718 E01
500	0.94312 E-03	0.16455 E01	0.15521 E-02	0.83849 E00	0.22327 E01	0.18721 E01

TABELA 3.8 - Influência da variação da taxa de manutenção dos componentes do sistema

$\% r''_i$	λ''	r''	U''	λ_t	r_t	U_t
0	-	-	-	0.83755 E00	0.22334 E01	0.18706 E01
100	0.18864 E-03	0.16455 E01	0.31041 E-03	0.83774 E00	0.22332 E01	0.18709 E01
200	0.37728 E-03	0.24366 E01	0.91929 E-03	0.83793 E00	0.22335 E01	0.18715 E01
300	0.56592 E-03	0.29159 E01	0.16502 E-02	0.83812 E00	0.22338 E01	0.18722 E01
400	0.75457 E-03	0.32392 E01	0.24442 E-02	0.83830 E00	0.22343 E01	0.18730 E01
500	0.94312 E-03	0.34725 E01	0.32753 E-02	0.83849 E00	0.22348 E01	0.18738 E01

TABELA 3.9 - Influência da variação do tempo de manutenção dos componentes do sistema

onde:

λ'' - taxa de saída para manutenção total para o ponto de carga no barramento 4

r'' - tempo médio de saída para manutenção para o ponto de carga no barramento 4

U'' - tempo anual de saída para manutenção do ponto de carga no barramento 4.

λ_t - taxa de saída total do ponto de carga no barramento
4

r_t - tempo médio de saída do ponto de carga no barramento
4

U_t - tempo anual de saída do ponto de carga no barramento
4

Tanto num caso como no outro a influência da frequência com que os vários componentes são retirados para manutenção e o tempo que permanecem em manutenção, quase não influenciam os valores dos índices de confiabilidade do ponto de carga analisado. Esta constatação que, numa análise superficial pode parecer incoerente, explica-se facilmente se se tiver em atenção que para obedecer à regra inicialmente imposta que impedia as ações de manutenção de iniciarem falhas no sistema, a influência da manutenção só foi considerada nos conjuntos mínimos de corte de 2^a ordem. Assim, sendo, muito embora a taxa de interrupção de serviço devido aquelas falhas que envolvem uma saída para manutenção tenha atingido uma variação máxima, em relação ao caso base, muito próxima de 400%, na realidade essa variação não se faz praticamente sentir no índice global λ_t porque a taxa de falha forçada dos conjuntos de corte de primeira ordem é absolutamente dominante.

As duas tabelas mencionadas acima também permitem constatar que variações idênticas de λ_i'' e r_i'' produzem exatamente a mesma variação no índice λ'' . Isto justifica-se facilmente pois a fórmula utilizada para calcular a influência da manutenção.

$$\lambda_s'' = \lambda_i'' \lambda_j r_i'' + \lambda_j'' \lambda_i r_j''$$

é igualmente sensível as variações percentuais iguais das variáveis λ_i'' e r_i'' .

Alguns comentários adicionais tornam-se, nesta altura, indispensáveis.

No caso analisado a taxa de falha devida às falhas que envolvem uma ação de manutenção é da mesma ordem de grandeza da taxa de falha forçada dos conjuntos de corte de 2ª ordem. Isto significa que se não existisse conjuntos de corte de primeira ordem a influência das ações de manutenção poderia ser significativa.

Por outro lado se forem consideradas ações de manutenção nos equipamentos que constituem os conjuntos de corte de primeira ordem a influência dessas ações de manutenção pode tornar-se significativa como mostram as tabelas 3.10 e 3.11.

$\% \lambda_i''$	λ''	r''	U''	λ_t	r_t	U_t
0				0.83755 E00	0.22334 E01	0.18706 E01
100	0.25002 E01	0.23499 E01	0.58753 E01	0.33377 E01	0.23207 E01	0.77459 E01
200	0.50004 E01	0.23499 E01	0.11751 E02	0.58379 E01	0.23332 E01	0.13621 E02
300	0.75006 E01	0.23499 E01	0.17626 E02	0.83381 E01	0.23382 E01	0.19496 E02
400	0.10001 E02	0.23499 E01	0.23501 E02	0.10838 E02	0.23409 E01	0.25372 E02
500	0.12501 E02	0.23499 E01	0.29377 E02	0.13338 E02	0.23426 E01	0.31247 E02

TABELA 3.10 - Variação da taxa de manutenção. Inclui-se manutenção nos conjuntos de corte de 1ª ordem.

$\%r_i$	λ''	r''	U''	λ_t	r_t	U_t
0	-	-	-	0.83755 E00	0.22334 E01	0.18706 E01
100	0.25002 E01	0.23499 E01	0.58753 E01	0.33377 E01	0.23207 E01	0.77459 E01
200	0.25004 E01	0.46997 E01	0.11751 E02	0.33379 E01	0.40808 E01	0.13621 E02
300	0.25006 E01	0.70491 E01	0.17627 E02	0.33381 E01	0.58408 E01	0.19497 E02
400	0.25008 E01	0.93981 E01	0.23502 E02	0.33383 E01	0.76006 E01	0.23373 E02
500	0.25009 E01	0.11747 E02	0.29378 E02	0.33385 E01	0.93602 E01	0.31249 E02

TABELA 3.11 - *Variação do tempo de manutenção. Inclue-se manutenção nos conjuntos de corte de 1^a ordem*

Os valores apresentados nestas tabelas foram calculados considerando que a manutenção nos diversos componentes que constituem os conjuntos de corte de primeira ordem faz-se de maneira independente e não simultânea.

Considerando ações de manutenção coordenadas os valores obtidos para os diversos índices de confiabilidade são os que se mostram nas tabelas 3.12 e 3.13.

$\% \lambda_i''$	λ''	r''	U''	λ_t	r_t	U_t
0	-	-	-	0.83755 E00	0.22334 E01	0.18706 E01
100	0.10002 E01	0.24998 E01	0.25003 E01	0.18377 E01	0.23784 E01	0.43709 E01
200	0.20004 E01	0.24998 E01	0.50006 E01	0.28380 E01	0.24212 E01	0.68712 E01
300	0.30006 E01	0.24998 E01	0.75009 E01	0.38381 E01	0.24417 E01	0.93715 E01
400	0.40007 E01	0.24998 E01	0.10001 E02	0.48382 E01	0.24537 E01	0.11872 E02
500	0.50009 E01	0.24998 E01	0.12501 E02	0.58384 E01	0.24615 E01	0.14872 E02

TABELA 3.12 - *Influência da variação da taxa de manutenção dos componentes. Inclue manutenção coordenada nos conjuntos de corte de 1^a ordem.*

Zr_i''	λ''	r''	U''		λ_t	r_t	U_t
0	-	-	-		0.83755 E00	0.22334 E01	0.18706 E01
100	0.10002 E01	0.24998 E01	0.25003 E01		0.18377 E01	0.23784 E01	0.43709 E01
200	0.10004 E01	0.49990 E01	0.50009 E01		0.18379 E01	0.37387 E01	0.68715 E01
300	0.10006 E01	0.74974 E01	0.75016 E01		0.18381 E01	0.50987 E01	0.93722 E01
400	0.10007 E01	0.99949 E01	0.10002 E02		0.18382 E01	0.64586 E01	0.11873 E02
500	0.10009 E01	0.12491 E02	0.12503 E02		0.18384 E01	0.78183 E01	0.14374 E02

TABELA 3.13 - Influência da variação do tempo de manutenção dos componentes. Inclue manutenção coordenada nos conjuntos de corte de 1.^a Ordem

Como se pode verificar, a consideração de ações coordenadas de manutenção contribuem significativamente para reduzir o índice λ_t de interrupções no ponto de carga em estudo.

Deve finalmente mencionar-se o fato de que todos os resultados anteriormente apresentados foram obtidos considerando-se que a taxa de falha forçada dos vários equipamentos permanece inalterada em face da variação da frequência e da duração das ações de manutenção. Os efeitos de uma possível interdependência entre essas taxas de falha (forçada e manutenção) são podem ser analisados se existir uma relação bem determinada entre elas. Por tal motivo tais efeitos não foram considerados nestes estudos.

A influência das ações de manutenção quando se considera uma solicitação ambiental dupla está direta e amplamente relacionada com a política de operação existente. Pretende-se, por isso, com o estudo seguinte, analisar a influência

cia conjunta dos dois fatores anteriores em face das políticas ou modos de operação seguintes:

- 0 - Solicitação ambiental uniforme (1 estado de tempo)
- 1 - Ações de reparo podem ser iniciadas durante tempo normal ou tempo adverso; ações de manutenção iniciadas em tempo normal são continuadas durante o tempo adverso.
- 2 - Ações de reparo podem ser iniciadas durante tempo normal ou tempo adverso. Ações de manutenção não são iniciadas se está previsto tempo adverso.
- 3 - Ações de reparo não são iniciadas durante tempo adverso. Ações de reparo e manutenção começadas durante tempo normal são continuadas durante tempo adverso.
- 4 - Ações de reparo não são iniciadas durante tempo adverso. Ações de reparo e manutenção começadas durante tempo normal são interrompidas durante tempo adverso.
- 5 - Ações de reparo não são iniciadas durante tempo adverso; Ações de manutenção não são iniciadas se está prevista a ocorrência de tempo adversa.

Os resultados apresentados nas tabelas 3.14 e 3.15 permitem tirar as seguintes conclusões :

- 1 - A taxa de falha forçada, λ_f , fica praticamente invariável face as várias políticas de operação. Tal

fato deve-se à presença e a influência dominante dos conjuntos de corte de 1ª ordem. Se so existissse conjuntos de corte de 2ª ordem a influência das várias políticas de operação seria mais marcante.

- 2 - O tempo médio de reparo das falhas forçadas so sofre alteração significativa nos modos de operação, 3,4 e 5, o que se explica pelo fato de que nesses modos de operação não é permitida iniciar ações de reparo durante a existência de tempo adverso.
- 3 - A taxa de falha devida às falhas que envolvem uma saída para manutenção, permanece também praticamente invariável com o modo de operação, principalmente quando se considera manutenção naqueles componentes que constituem conjuntos de corte de primeira ordem.
- 4 - O tempo médio de reparo das falhas referidas em 3) acima so sofre alteração significativa - 33% no caso da tabela 3.14 e 213% no caso da tabela 3.15-no modo de operação 4, que é o único que não permite a continuação de ações de manutenção durante períodos de tempo adverso.

$m \rightarrow$	0	1	2	3	4	5
λ_f	0.83755 E00	0.83805 E00	0.83805 E00	0.83807 E00	0.83817 E00	0.83807 E00
r_f	0.22334 E01	0.22340 E01	0.22340 E01	0.32445 E01	0.32446 E01	0.32446 E01
U_f	0.18706 E01	0.18722 E01	0.18722 E01	0.27192 E01	0.27192 E01	0.27192 E01
λ	0.18864 E-03	0.18013 E-03	0.17234 E-03	0.18013 E-03	0.19339 E-03	0.17234 E-03
r''	0.16455 E01	0.16327 E01	0.16238 E01	0.16327 E01	0.21898 E01	0.16238 E01
U''	0.31041 E-03	0.29409 E-03	0.27985 E-03	0.29409 E-03	0.42349 E-03	0.27985 E-03
λ_t	0.83774 E00	0.83823 E00	0.83822 E00	0.83825 E00	0.83826 E00	0.83824 E00
r_t	0.22332 E01	0.22338 E01	0.22338 E01	0.32443 E01	0.32444 E01	0.32443 E01
U_t	0.18709 E01	0.18725 E01	0.18724 E01	0.27125 E01	0.27196 E01	0.27195 E01

TABELA 3.14 - Influência das ações de manutenção sob várias condições de operação do sistema. Ações de manutenção não iniciam falhas no sistema.

$m \rightarrow$	0	1	2	3	4	5
λ_f	0.83755 E00	0.83805 E00	0.83805 E00	0.83807 E00	0.83807 E00	0.83807 E00
r_f	0.22334 E01	0.22340 E01	0.22340 E01	0.32446 E01	0.32446 E01	0.32446 E01
U_f	0.18706 E01	0.18722 E01	0.18722 E01	0.27192 E01	0.27192 E01	0.27192 E01
λ''	0.25002 E01	0.25002 E01	0.25002 E01	0.25002 E01	0.25002 E01	0.25002 E01
r''	0.23499 E01	0.23499 E01	0.23499 E01	0.23499 E01	0.73469 E01	0.23499 E01
U''	0.58753 E01	0.58753 E01	0.58753 E01	0.58753 E01	0.18375 E02	0.58753 E01
λ_t	0.33377 E01	0.33382 E01	0.33382 E01	0.33383 E01	0.33383 E01	0.33382 E01
r_t	0.23207 E01	0.23208 E01	0.23208 E01	0.25746 E01	0.63190 E01	0.25746 E01
U_t	0.77459 E01	0.77475 E01	0.77474 E01	0.85945 E01	0.21095 E01	0.85945 E01

TABELA 3.15 - Influência das ações de manutenção sob várias condições de operação do sistema, incluindo os conjuntos de corte de primeira ordem.

CAPITULO IV

ANALISE DA CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUICAO TI

PICOS

CAPÍTULO IV

ANÁLISE DA CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO TÍPICOS

4.1 - INTRODUÇÃO

Nos capítulos anteriores foram descritas técnicas para o cálculo de índices de confiabilidade em sistemas de distribuição (transmissão), tendo-se também apresentado os resultados de vários estudos de sensibilidade, efetuados com a finalidade primeira de determinar como os principais parâmetros envolvidos afetariam aqueles índices num sistema típico de distribuição.

No presente capítulo pretende-se aplicar aquelas técnicas na análise de esquemas típicos de sistemas de distribuição, comparando quando necessário diferentes alternativas para um mesmo sistema.

De fato tais estudos de comparação devem ser feitos com base na análise dos méritos relativos derivados de estudos técnico-econômicos. No entanto a impossibilidade da realização de estudos econômicos-financeiros significativos, fez com que todas as conclusões que se apresentam seguidamente fossem baseadas única e exclusivamente nas características técnicas dos esquemas analisados.



4.2 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL

Em geral os sistemas de distribuição têm um arranjo simples. Muitas vezes tais sistemas apresentam uma configuração radial e a maior parte dos componentes envolvidos na alimentação de um consumidor estão conectados em série. Um caso típico é o que se apresenta na figura 4.1 que representa um sistema constituído por um alimentador principal dividido por algumas chaves seccionadoras operando normalmente fechadas, e alimentado permanentemente através de um disjuntor pelo barramento 1 ou alternativamente através de um chave seccionadora, NA, normalmente aberta, pelo barramento 36.

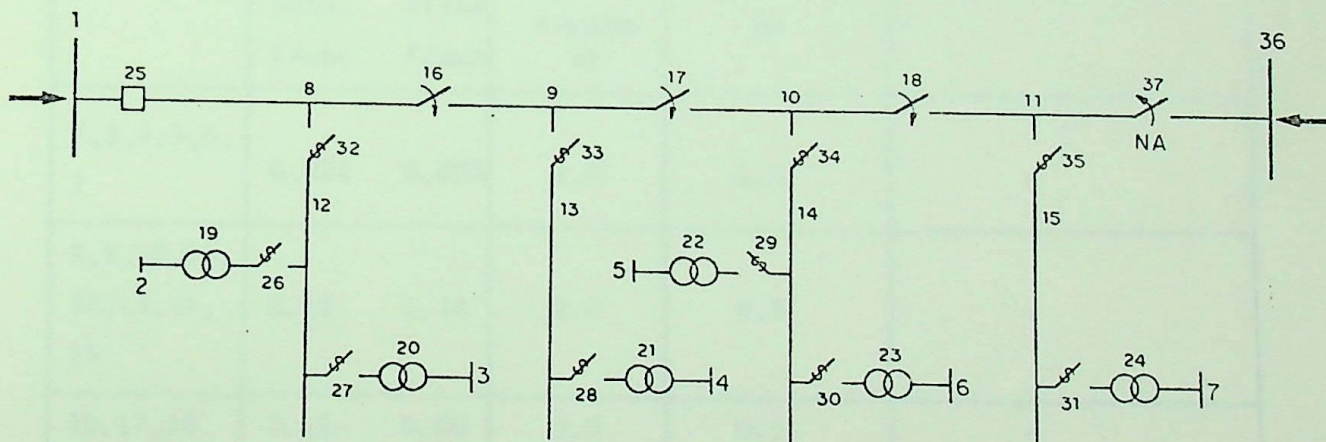


FIGURA 4.1 - Sistema típico de distribuição radial

Para as ligações entre o alimentador, os ramais principais e os transformadores foram consideradas três alternativas, que se pretendem comparar :

- a) Chave fusível entre o alimentador e os ramais e cha
ve fusível entre os ramais e os transformadores
- b) Chave fusível entre o alimentador e os ramais e os
transformadores diretamente ligados ao ramal corres
pondente.
- c) Os ramais ligados diretamente ao alimentador e cha
ves fusíveis entre os transformadores e o ramal cor
respondente.

Tendo como dados de confiabilidade aqueles mostrados na tabela 4.1, pode-se fazer uma análise comparativa destas três alternativas.

componente	taxa de falha		tempo de reparo hr	tempo de chaveamento hr	probabilidade de emperramento
	total f/ano	ativa f/ano			
2,3,4,5,6,7	0.024	0.024	2.0	0.5	-
8,9,10,11,12,13,14,15	0.18	0.18	2.0	0.5	-
16,17,18	0.12	0.06	3.0	0.5	-
19,20,21,22,23,24	0.2	-	3.0	0.5	-
25	0.02	0.01	3.0	0.5	0.02
26,27,28,29,30,31,32,33,34,35	0.05	0.05	2.0	0.5	-
36,37,1	-	-	-	-	-

TABELA 4.1 - Índices de confiabilidade dos componentes dos sistema da figura 4.1.

Na tabela 4.2 apresenta-se um resumo dos resultados da confiabilidade para cada ponto de carga e do FEC e DEC do sistema total para cada uma das alternativas de ligação descritas anteriormente.

Ponto de carga	Indice	Caso a	Caso b	Caso c
2-3	λ	0.15340 E01	0.16580 E01	0.18040 E01
	r	0.12047 E01	0.11068 E01	0.10576 E01
	U	0.18480 E01	0.18350 E01	0.19080 E01
4	λ	0.15440 E01	0.14940 E01	0.18640 E01
	r	0.11030 E01	0.10730 E01	0.95923 E01
	U	0.17030 E01	0.16030 E01	0.17880 E01
5-6	λ	0.16540 E01	0.17780 E01	0.19240 E01
	r	0.97219 E00	0.89708 E00	0.86694 E00
	U	0.16080 E01	0.15950 E00	0.16680 E01
7	λ	0.16640 E01	0.16140 E01	0.19840 E01
	r	0.87921 E00	0.84449 E00	0.78024 E00
	U	0.14630 E01	0.13630 E01	0.15480 E01
Sistema total	FEC	1.59	1.66	1.88
	DEC	1.05	0.98	0.93

TABELA 4.2 - Índices de confiabilidade para as três alternativas do sistema em estudo.

Na qual :

FEC é dado em interrupções/ano.Kw instalados e o DEC em horas.

Se a chave NA, normalmente aberta for removido, o sistema fica sem a fonte alternativa de alimentação, circunstâncias que acarretará necessariamente modificações mais ou menos marcantes nos totais de confiabilidade para cada ponto de carga e para o sistema como um todo.

É interessante notar, que esta constatação qualitativa baseada no sentimento que se tem de um sistema pode na maioria dos casos ser efetuada. No entanto, tal constatação não quantifica os efeitos produzidos pelos mais diversos fatores no comportamento do sistema. Tal análise quantitativa pode no entanto ser convenientemente feita através da obtenção e análise dos índices de confiabilidade descritos anteriormente.

No caso do sistema da figura 4.1, considerado agora radial simples (sem alimentação pelo barramento 36), esses índices são os que se apresentam na tabela 4.3.

Pode-se observar que em todos os pontos de carga a frequência anual de interrupções (λ) fica sem modificação, enquanto o tempo médio de falha (r) aumenta, já que se uma fálha acontecer em alguma parte do alimentador todos os consumidores situados entre a falha e o terminal do alimentador, agora sem alimentação, terão de esperar que o elemento falhado seja reparado ou substituído por outro. Conseqüentemente o tempo médio anual de interrupção (U) também aumenta. Obviamente, compreende-se que o FEC permanece igual nas duas alternativas, enquanto o DEC aumenta da primeira para a segunda alternativa.

Ponto de carga	Indice	caso a	caso b	caso c
2-3	λ	0.15340 E01	0.16580 E01	0.18040 E01
	r	0.12438 E01	0.11429 E01	0.10909 E01
	U	0.19080 E01	0.18350 E01	0.19680 E01
4	λ	0.15440 E01	0.14940 E01	0.18640 E01
	r	0.16082 E01	0.15950 E01	0.13777 E01
	U	0.24830 E01	0.23830 E01	0.25680 E01
5-6	λ	0.16540 E01	0.17780 E01	0.19240 E01
	r	0.18791 E01	0.17407 E01	0.16466 E01
	U	0.31080 E01	0.30350 E01	0.31680 E01
7	λ	0.16640 E01	0.16140 E01	0.19840 E01
	r	0.22133 E01	0.22199 E01	0.18992 E01
	U	0.36830 E01	0.35830 E01	0.37680 E01
Sistema	FEC	1.59	1.66	1.88
total	DEC	1.69	1.60	1.47

TABELA 4.3 - Índices de confiabilidade para o sistema sem a fonte de alimentação alternativa.

Estas conclusões confirmam, através de análises quantitativas concretas e representativas, o fato, sobejamente conhecido e referido de que o sistema com alimentação alternativa é mais confiável que o sistema radial simples. Nas duas tabelas anteriores pode-se observar também no que diz respeito aos vários tipos de ligações em estudo, o caso a é o que apresenta menor frequência de interrupções e portanto o menor FEC de sistema.

No entanto, o tempo médio de duração das falhas é também maior no caso a que nos outros dois casos, o que faz com que esta alternativa também apresente o maior índice DEC.

No caso c acontece exatamente o contrário. O sistema correspondente apresenta a maior frequência de interrupções para cada ponto de carga (maior FEC) mas agora com menor duração média que nos outros casos (menor DEC).

4.3 - UM SISTEMA EM ANEL

Uma forma especial de um sistema radial é apresentado na figura 4.2. Enquanto o sistema funciona sob condições normais a chave NA fica aberta, e portanto, o sistema opera como uma rede de configuração radial, mas quando acontece uma falha em alguma seção do alimentador, a dita seção é isolada, pelas chaves seccionadoras situadas nos extremos dela e então a chave NA é fechada; assim, a alimentação será fornecida como em um sistema em anel, para os consumidores situados no lado da falha que ficaria sem serviço num sistema radial simples.

No estudo realizado com o sistema da figura 4.2, foram considerados três esquemas alternativos:

- a) O sistema tal como mostrado na figura (anel)
- b) O sistema com a chave NA removida (radial)
- c) O sistema com todas as chaves seccionadoras no alimentador principal fechadas e fixas e a chave NA removida (radial).

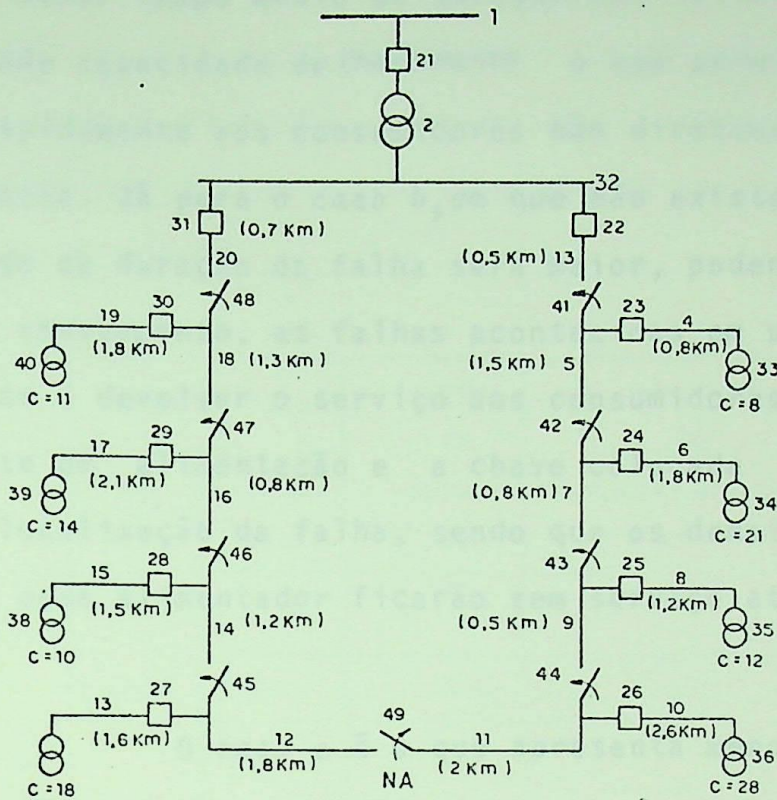


FIGURA 4.2 - Sistema em Anel

c = número de consumidores no ponto de carga

Da comparação destas alternativas podem-se apresentar os efeitos de um arranjo em anel e das chaves que dividem os alimentadores em secções. Os dados de falha dos componentes são os que se mostram na tabela 4.4.

Considerando os três casos mencionados é possível obter os resultados que se resumem na tabela 4.5.

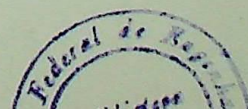
Na tabela 4.5 pode-se observar que a frequência de falha (λ) para cada ponto de carga é igual para todos os casos. Portanto o FEC permanecerá o mesmo em todas as alternativas; porém a possibilidade ou impossibilidade de chaveamento aumenta ou diminui a duração média das falhas. O caso *a* é o que

apresenta menor tempo médio de duração das falhas (r), devido a sua grande capacidade de chaveamento o que permite religar o serviço rapidamente aos consumidores não diretamente afetados por uma falha. Já para o caso b , em que não existe a chave NA, o tempo médio de duração da falha será maior, podendo-se ainda isolar por chaveamento, as falhas acontecidas em uma seção do alimentador e devolver o serviço aos consumidores situados entre a fonte de alimentação e a chave colocada imediatamente antes da localização da falha, sendo que os demais consumidores ligados a esse alimentador ficarão sem serviço até a falha ser separada.

O caso c é o que apresenta menor flexibilidade já que não existe possibilidade de chaveamento nos alimentadores principais e qualquer falha em qualquer um dos alimentadores afetará por igual todos os consumidores a ele ligados, que devem esperar até que a falha seja reparada para o serviço ser restabelecido.

Pode-se portanto concluir que o sistema mais confiável é aquele que apresenta maior flexibilidade, ou seja, o sistema estudado sob a designação de caso a .

Antes de passar a analisar o sistema que se apresenta seguidamente, convém mencionar que a variação entre os índices de confiabilidade, calculados para os diversos pontos relevantes de um sistema ou para o sistema como um todo, que em algumas das alternativas estudadas anteriormente se mostrou pouco significativa, depende de um conjunto de fatores importantes, como sejam as taxas de falha reais dos diversos equipamen



tos, a política de operação adotada, o comprimento das várias linhas e outros. Tal dependência pode tornar mais ou menos significativa aquela variação, o que aconselha que a escolha técnica de uma alternativa deva ser extensivamente estudada em cada caso que se apresente.

	taxa de falha		tempo de reparo hr	tempo de chaveamento hr	probabilidade de emperramento
	total f/ano	ativa f/ano			
1,32	-	-	-	-	-
2	0.001	0.001	4.0	0.5	-
3,4,5,6,7,8 9,10,11,12, 13,14,15,16 17,18,19,20	0:2/Km	0.2/km	1.5	0.5	-
21, 22,23,24 25,26,27,28 29,30,31	0.02	0.02	2.0	0.5	0.06
33,34,35,36 37,38,39,40	0.05	0.05	3.0	0.5	-
41,42,43,44 45,46,47,48	0.02	0.02	1.1	0.5	-
49	0.02	0.02	1.1	0.5	-

TABELA 4.4 - Dados de confiabilidade do sistema em anel

Ponto de carga	Índice	caso a	caso b	caso c
33	λ	0.15701 E01	0.15701 E01	0.15701 E01
	r	0.91304 E00	0.99660 E01	0.14192 E01
	U	0.19335 E01	0.15647 E01	0.22224 E01
35	λ	0.17581 E01	0.17581 E01	0.17581 E01
	r	0.90300 E00	0.11489 E01	0.14347 E01
	U	0.15875 E01	0.20139 E01	0.25224 E01
35	λ	0.16453 E01	0.18453 E01	0.16453 E01
	r	0.82122 E00	0.11820 E01	0.14258 E01
	U	0.13511 E01	0.19447 E01	0.23460 E01
36	λ	0.19085 E01	0.19025 E01	0.19085 E01
	r	0.10808 E01	0.14449 E01	0.14449 E01
	U	0.20627 E01	0.27545 E01	0.27575 E01
37	λ	0.22165 E01	0.22165 E01	0.22165 E01
	r	0.89184 E00	0.12685 E01	0.12685 E01
	U	0.19767 E00	0.28115 E01	0.28115 E01
38	λ	0.21977 E01	0.21877 E01	0.21977 E01
	r	0.83149 E00	0.11016 E01	0.12670 E01
	U	0.18273 E01	0.24209 E01	0.27857 E01
39	λ	0.19157 E01	0.19157 E01	0.19157 E01
	r	0.90116 E00	0.11263 E01	0.14424 E01
	U	0.17263 E01	0.21584 E01	0.27647 E01
40	λ	0.22541 E01	0.22541 E01	0.22541 E01
	r	0.25868 E00	0.93463 E00	0.12744 E01
	U	0.19355 E01	0.21067 E01	0.28739 E01
Sistema	FEC	0.1935	1.935	1.935
Total	DEC	0.923	1.201	1.376

TABELA 4.5 - Índices de confiabilidade para o sistema na figura 4.2

4.4 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA DA CIDADE DE PARAISÓPOLIS

Até o momento as técnicas descritas neste trabalho e os estudos comparativos e de sensibilidade foram feitos considerando sistemas hipotéticos, ainda que possam ser considerados como casos típicos. Com o intuito de dar ao presente trabalho e ao programa desenvolvido e implementado uma maior vinculação prática, apresentam-se seguidamente alguns cálculos obtidos com um sistema real, cujo esquema e demais aspectos importantes foram cedidos pelo escritório da CEMIG, em Itajubá.

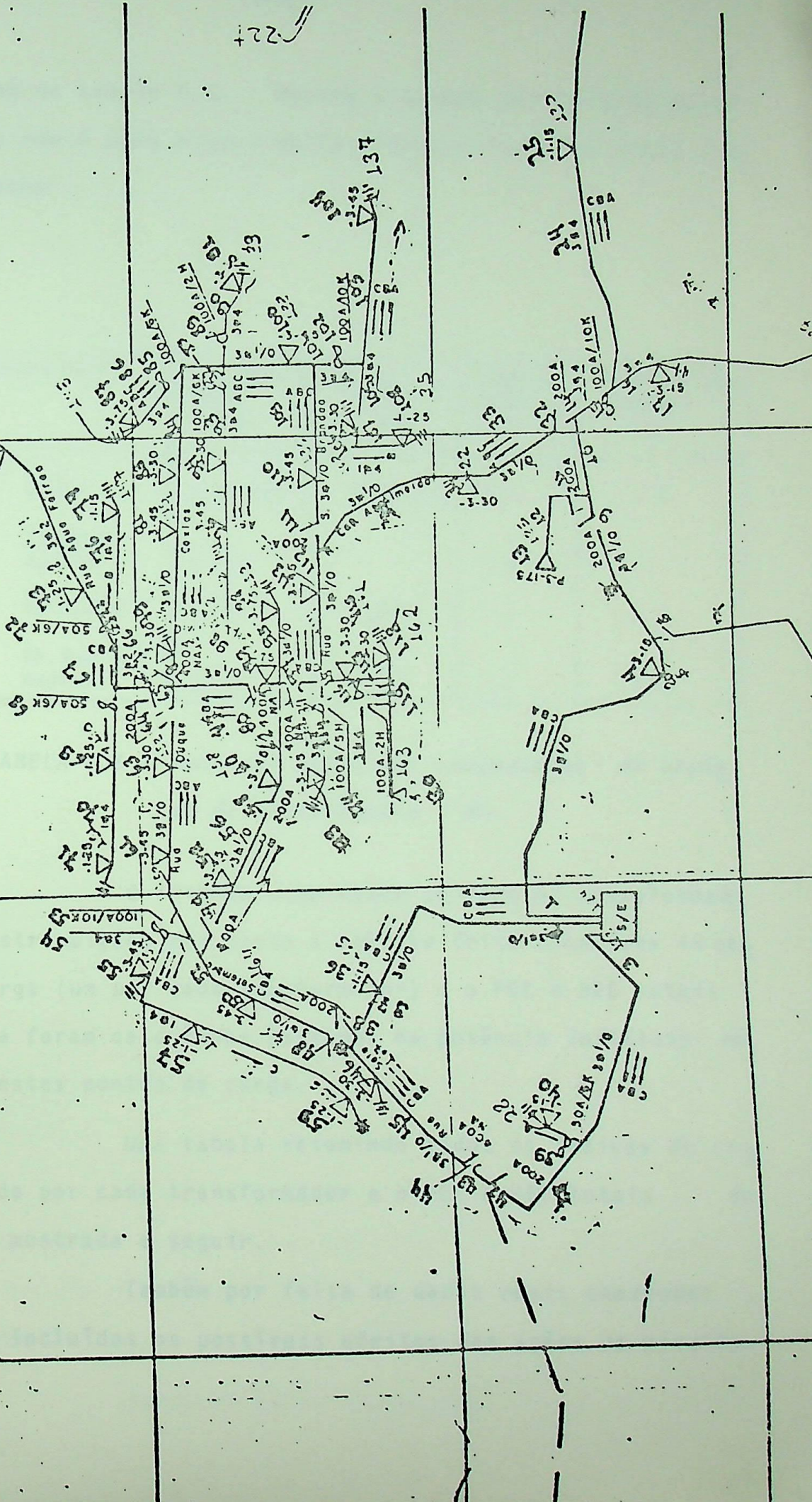
O sistema escolhido foi o sistema de distribuição primária da cidade de Paraisópolis, em Minas Gerais.

Como pode-se apreciar na figura 4.3 o sistema é basicamente radial e ligeiramente malhado no centro da cidade e é na sua quase totalidade alimentado pelo alimentador designado pelo número (1) podendo-se em caso de falha fechar o disjuntor (44) que permanece normalmente aberto, dando caminho ao fornecimento de energia por meio do alimentador (3) que normalmente fornece alimentação a linha Paraisópolis-Gonçalves-Sapucai Mirim.

Existem mais duas chaves normalmente abertas (80) e (97) que podem fechar um anel para o fornecimento de energia a consumidores não diretamente afetados por uma falha mas cujo serviço tenha sido indiretamente interrompido por ela.

Os dados de falha dos componentes são os que

LD. CONSOLAŞ



se mostram na tabela 4.6. Devido à grande dificuldade em obter dados reais para alguns deles, foram utilizados dados típicos de falha.

Componentes	Taxa de Falha		Tempo de Reparo hr.	Tempo de Cha- veamento hr.
	Total f/ano	Ativa f/ano		
Linhas	0.012/km	0.012/km	4.0	1.5
Transfor- madores	0.012	-	5.0	-
Ch.Fusível	0.002	0.002	1.1	1.0
Ch.Seccio- nadora	0.013	0.013	7.0	1.0

TABELA 4.6 - Dados de falha dos componentes do sistema de Paraisópolis - MG

O sistema compreende ao todo 48 transformadores de distribuição, por tanto a análise feita considera 48 pontos de carga (um por cada transformador) e o FEC e DEC totais do sistema foram calculados baseados na potência instalada em cada um destes pontos de carga.

Uma tabela resumindo todos os índices de confiabilidade por cada transformador e o FEC e DEC totais do sistema é mostrada a seguir.

Também por falta de dados reais coerentes, não foram incluídos os possíveis efeitos das ações de manutenção.

Embora não apareça indicado no esquema da figura 4.3 cada um dos transformadores está ligado ao ramal correspondente por meio de uma chave fusível.

Na tabela 4.7 pode-se observar que cada ponto de carga é interrompido aproximadamente uma vez por ano, sendo que a duração média destas interrupções varia em torno de uma hora e meia; portanto cada ponto de carga será interrompido aproximadamente durante 1.5 a 2 horas/ano.

Para todos os pontos de carga a taxa de falha devido a falhas ativas (0,84 f/ano para o nº 4) é maior que a taxa de falha devido a falhas forçadas (0,210 f/ano para o nº 4) o qual nos indica que na maioria das falhas o serviço pode ser rapidamente restabelecido aos consumidores não diretamente afetados por elas, já que a duração média dessas falhas ativas (= 1.37 hora para o nº 4) é significativamente menor do que para falhas forçadas (= 4 horas para o nº 4). Isto deve-se ao fato de que as falhas ativas estão associadas com ações de chaveamento e as falhas forçadas com ações de reparo e substituições de equipamentos.

Finalmente tem-se que a frequência total de interrupções por kw de potência instalada (FEC) será de 3.95 interrupções/kw.ano e a duração média destas interrupções (DEC) será de 1.5 horas.

Torna-se muito importante realçar para fina-

Ponto de Carga	λ	r	U
4	0.10410 E01	0.18867 E01	0.19640 E01
8	0.95100 E00	0.19003 E00	0.18072 E01
13	0.95100 E01	0.15591 E01	0.14827 E01
17	0.13130 E01	0.16740 E01	0.21979 E01
19	0.13130 E01	0.16740 E01	0.21979 E01
21	0.13130 E01	0.16740 E01	0.21979 E01
23	0.13130 E01	0.16740 E01	0.21979 E01
25	0.11620 E01	0.18315 E01	0.21232 E01
27	0.11620 E01	0.18315 E01	0.21232 E01
29	0.11620 E01	0.18315 E01	0.21232 E01
30	0.09350 E01	0.13872 E01	0.13664 E01
31	0.11620 E01	0.18315 E01	0.21232 E01
34	0.09510 E01	0.12434 E01	0.11997 E01
36	0.09610 E01	0.13735 E00	0.13199 E01
40	0.09300 E00	0.22144 E01	0.65990 E00
46	0.09610 E01	0.12921 E01	0.12417 E01
50	0.09610 E01	0.14419 E01	0.13857 E01
52	0.09610 E01	0.12609 E01	0.12117 E01
55	0.10300 E01	0.15960 E01	0.16439 E01
57	0.10300 E01	0.15960 E01	0.16439 E01
59	0.10300 E01	0.15960 E01	0.16439 E01
60	0.09610 E01	0.12484 E01	0.11997 E01
61	0.09610 E01	0.14419 E01	0.13857 E01
62	0.09490 E01	0.12007 E01	0.11395 E01
63	0.09610 E01	0.14419 E01	0.13857 E01
69	0.10010 E01	0.14554 E01	0.14569 E01
71	0.10010 E01	0.14554 E01	0.14569 E01
73	0.09610 E01	0.15959 E01	0.15337 E01
75	0.09610 E01	0.15959 E01	0.15337 E01
77	0.09870 E01	0.14254 E01	0.14069 E01
79	0.09510 E01	0.14403 E01	0.13697 E01
81	0.09510 E01	0.14403 E01	0.13697 E01
82	0.09610 E01	0.12484 E01	0.11997 E01
83	0.09510 E01	0.14403 E01	0.13697 E01
87	0.09630 E01	0.13961 E01	0.13444 E01
88	0.09610 E01	0.12874 E01	0.12372 E01
91	0.09630 E01	0.13961 E01	0.13444 E01
94	0.10020 E01	0.14979 E01	0.15084 E01
98	0.10070 E01	0.14979 E01	0.15084 E01
99	0.09680 E01	0.13475 E01	0.13044 E01
100	0.09510 E01	0.13693 E01	0.13022 E01
104	0.10170 E01	0.14856 E01	0.15109 E01
106	0.10170 E01	0.14488 E01	0.14734 E01
108	0.10170 E01	0.14488 E01	0.14734 E01
110	0.09510 E01	0.13851 E01	0.13172 E01
113	0.09510 E01	0.14008 E01	0.13322 E01
115	0.09510 E01	0.13062 E01	0.12422 E01
118	0.09850 E01	0.13872 E01	0.13664 E01
FEC	3.95 int/ ano. kw inst.		
DEC	1.5 horas.		

TABELA 4.7 - Resultados de confiabilidade do sistema na figura 4.5

lizar, que se estes índices forem considerados inaceitáveis para o tipo consumidor servido, qualquer modificação no sistema' destinada ao seu melhoramento pode agora ser quantitativamente analisada com a metodologia descrita e implementada durante o presente trabalho. Isso é tanto mais importante quando se verifica que as portarias 046 e 047 do DNAEE definem os índices' FEC e DEC e impõem valores limites para as várias classes de consumidores, não referem nenhum método capaz de avaliar o comportamento futuro de um dado sistema ou de possíveis soluções' alternativas eventualmente formuladas para a modificação ou expansão desses sistemas.

CAPITULO V

CONCLUSOES



CAPÍTULO V

CONCLUSÕES

Como já foi anteriormente referido, o principal objetivo do trabalho que levou à elaboração da presente dissertação, foi o de estudar, descrever e implementar computacionalmente as técnicas e metodologias de análise mais modernas, capazes de quantificar, em índices numéricos convenientes, a confiabilidade em sistemas de distribuição.

Como também já foi mencionado no decorrer dos capítulos anteriores, os métodos de cálculo implementados, baseiam-se, para o seu desenvolvimento, na teoria das probabilidades, o que se justifica plenamente pelo comportamento aleatório, constatado na prática, dos componentes dos sistemas estudados.

Naturalmente, portanto, essas metodologias de análise e os correspondentes métodos de cálculo, pressupõem a existência e a manipulação de certos dados estatísticos de falha dos componentes envolvidos, existência essa que se acredita duvidosa, talvez até na maioria das empresas de energia elétrica do País. Por outro lado acredita-se também que tal fato não deve ser interpretado, como frequentemente o é, como um fator de desestímulo para a aplicação dos métodos descritos, cuja formulação deve antes ser encarada como a base para que se possam aprimorar o conhecimento e a coleta de dados realmente significativos.

No início do trabalho decidiu-se implementar

computacionalmente a técnica descrita nas referências (20) (34), que acabou por ser preterida, por ser menos simples e eficiente quando comparada com aquela descrita nas referências (7) (16) (17), que acabou por ser a metodologia que serviu de base para a realização dos estudos desenvolvidos neste trabalho, cujos resultados mais específicos foram apresentados no decorrer dos capítulos apropriados.

No entanto, entende-se ser de toda a conveniência realçar agora as conclusões que se afiguram como mais relevantes :

- Em face aos valores médios típicos das taxas de falha e dos tempos de reparo, de manobra ou de substituição de equipamentos de sistemas de distribuição, a contribuição dos conjuntos de corte de ordem igual ou superior à terceira é desprezável quando comparada com a contribuição dos conjuntos de corte de primeira e segunda ordem que são indiscutivelmente os dominantes.
- Devido ao tipo de configuração da maior parte dos sistemas de distribuição (com bastantes conjuntos de corte de primeira ordem), quando mantida uma taxa média anual de falha, os índices de confiabilidade λ , r e U são praticamente independentes da percentagem de falhas dos componentes ocorridas durante tempo adverso.
- Um aumento na duração média dos períodos de tempo adverso produz um aumento na taxa de falha total do sistema, enquanto um aumento na duração dos períodos de tempo normal causa uma diminuição desta taxa de fa

lha. Porém a influência da solicitação ambiental sobre a duração média das falhas depende dos valores relativos das taxas de falha das componentes que são e não são afetados pelos efeitos da solicitação ambiental.

- Em sistemas com bastantes conjuntos de primeira ordem, e se se impedem às ações de manutenção de iniciarem falhas no sistema, a influência da frequência com que os vários componentes são retirados para manutenção e o tempo que permanecem em manutenção, quase não influenciam os valores dos índices de confiabilidade do ponto de carga analisado. A influência das ações de manutenção torna-se bem mais significativa se forem consideradas ações de manutenção nos equipamentos que constituem os conjuntos de corte de primeira ordem. Se se consideram ações de manutenção coordenada a frequência de interrupções no ponto de carga analisado diminui consideravelmente.
- Na maioria dos sistemas de distribuição a taxa de falha devida a falhas ativas é maior do que a taxa de falha devida a falhas forçadas, porém a duração média das falhas ativas (tempo de chaveamento) é bem menor que a duração média das falhas forçadas (tempo de reparo ou substituição de equipamentos)
- As metodologias descritas e implementadas confirmam, *agora quantitativamente*, os méritos relativos dos diversos esquemas mais utilizados em sistemas de distri

buição. Esta possibilidade de prever e analisar quantitativamente o comportamento futuro dos sistemas permitirá, também, em última análise, o cálculo do custo incremental de confiabilidade referente a possíveis propostas alternativas de expansão.

- Como já foi repetidamente mencionado, os índices utilizados neste trabalho calculam a confiabilidade dos sistemas por um critério de perda de continuidade de serviço, e que já se constitui numa contribuição inestimável. Acredita-se, no entanto, que se deve procurar um aprimoramento do cálculo de confiabilidade, complementando aqueles índices com outros, capazes de quantificar a confiabilidade também por um critério de perda de qualidade de serviço, tema que se pode constituir em objetivo interessante para futuros trabalhos.

Para finalizar, acha-se conveniente mencionar também que o trabalho realizado pode ser importante, entre outras possibilidades, para :

- O cálculo e análise de índices já definidos por lei, como o FEC e o DEC exigidos pelo DNAEE para sistemas de distribuição e sub-transmissão, ou que eventualmente se venham futuramente a definir.
- Para a definição e implementação de políticas de manutenção adequadas num determinado sistema de distribuição.

- Em estudos de planejamento, na análise comparativa de possíveis esquemas ou soluções alternativas.



BIBLIOGRAFIA

- [1] HUNES, T. A. F., "Telephony in Distribution of Concentrated
on a... ..", 1977, pp. 11, 1977
- [2] ERNST, J., "Telephony in Distribution of Concentrated
1977, pp. 11, 1977
- [3] GIBB, J. M., "Telephony in Distribution of Concentrated
1977, pp. 11, 1977
- [4] TULL, J. B., "A probability method for determining the
1977, pp. 11, 1977
- [5] GIBB, J. M., MONTGOMERY, C. E., PATTON, A. E., "Power System Reliability
1977, pp. 11, 1977
- [6] MILLINGTON, K., HOLLINGER, K. F., "Transmission System Reliability
1977, pp. 11, 1977
- [7] MILLINGTON, K. and GROVER, M. E., "Transmission System Reliability
1977, pp. 11, 1977

BIBLIOGRAFIA

- |1| NUNES, R.A.F, "Determinação Quantitativa da Confiabilidade em sistemas elétricos de potência- suas razões e importância- uma interpretação", Revista EFEI-pesquisa- Vol IV, Nº2, pp.9.12, 1978
- |2| ENDRENYI, J, "Reliability Modeling in Electric-Power Systems". LIVRO -Research Division, Ontario Hydro, Toronto , Wiley - Interscience Publication, 1978
- |3| AIEE Committe Report, "Aplication of Probability Methods to generating Capacity Problems". AIEE Transactions on Power and Systems, VOL.79 , pp 1165-1682, 1960
- |4| Todd, Z.G, "A probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculations", IEEE, Transactions on PAS, vol.83, 1964, pp.695-701
- |5| GAVER, D.P., MONTMEAT, F.E, PATTON, A.D, "Power System Reliability. I - Measures of Reliability and Methods of Calculation", IEEE, Transactions on PAS, vol.83, 1964, pp 727-737
- |6| BILLINTON, R, BOLLINGER, K.E, "Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes", IEEE Transactions on Power Aparatus and Systems, VOL.PAS-87, Nº2, February, 1968, pp 538-547
- |7| BILINTON, R and GROVER; M.S., "Quantitative Evaluation of Permanent Outages in Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Aparatus and Systems, VOL.PAS 94, Nº3, May/June 1975, pp.733-741

- |8| BILLINTON, R and GROVER, M.S, "Reliability Assesment of Transmission and Distribution Schemes", IEEE Transactions on Power Aparatus and Systems, VOL.PAS-94, N^o 3, May/June 1975 pp.724-732
- |9| BILLINTON, R, and GROWER, M.S, "Reliability Evaluation in Distribution and Transmission Systems" proc. IEEE, VOL.122, N^o 5, pp 517-523, May 1975
- |10| ENDRENYI, J, MAENHAUR, P.C, PAYNE, L.E. "Reliability Evaluation of Transmission Systems With Switching after Faults- Aproximations and a Computer Program", IEEE, Transactions on PAS, VOL.92, 1973, pp1863-1878
- |11| GROVER, M.S. and BILLINTON, R. "Acomputerized approach to substation and switching Station Reliability Evaluation" , IEEE, transaction on PAS, VOL.93, 1974, pp 1488,1497
- |12| BILLINTON, R, "Composite System Reliability Evaluation", IEEE transactions on power aparatus and systems, VOL.PAS-88, N^o 4, April 1969, pp.276-280.
- |13| BILLINTON, R. "Power System Reliability Evaluation", Gordon and Breach, New York, 1970
- |14| GROVER, M.S, and BILLINTON, R." Quantitative Evaluation of Maintenance Policies in Distribution Systems, IEEE Winter Power Meeting, January 1975, paper n^o C 75 112-8
- |15| CAMARGO , C.C.B, "Confiabilidade Aplicada a Sistemas de potência Elétrica", LIVRO, Eletrosul-Florianópolis, Junho 1979
- |16| OLIVEIRA, M.F., "Reliability Evaluation of Electrical Systems" Ph.D.Thesis, The Victoria University of Manchester, April 1976

- |17| NUNES, R.A.F., "Confiabilidade dos Sistemas Elétricos", Apostila, EFEI, Itajubá - MG, 1980
- |18| CAPRA, R.L, GANGEL, M.W and LYON, S.V. "Underground Distribution System Design for Reliability", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, VOL. PAS-88, pp.834-842, June 1969
- |19| JENSEN, P.A. and BELLMORE, M., "An Algorithm to Determine Reliability of a Complex System", IEEE Transactions on Reliability, VOL.R-18, Nº4, November 1969
- |20| NELSON, A.C, BATTIS, J.R and BEADLES, R.L., "A computer Program for Approximating System Reliability", VOL.R19, Nº2, MAY 1970
- |21| GROVER, M.S. and BILLINTON, R., "Distribution System Reliability Assesment, CEA Spring Meeting, Montreal, 1974
- |22| WORKING GROUP ON PERFORMANCE RECORDS FOR OPTIMIZING SYSTEM DESIGN, IEEE Transactions, PAS-95, nº 4, July/August 1976, pp.1210-1215
- |23| KOVAL, D.O and BILLINTON, R., "Evaluation of Distribution Circuit Reliability", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, VOL.PAS 98, Nº 2, pp.509-518, March/April 1979
- |24| ALLAN, R.N., DIALYNAS, E.N, HOMER, I.R., "Modelling and Evaluating the Reliability of Distribution Systems". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, VOL.PAS-98, Nº6, Nov/DEC. 1979, pp.2181-2189
- |25| NORTHCOTE-GREEN, J.E.D, VISMOR, T.D., BROOKS, C.L. and BILLINTON, R., "Integrated Distribution System Reliability Evaluation- Part I- Current Practices." CEA Transactions, VOL.19, 1980

- [26] VISMOR, T.D., BROOKS, C.L., DOSTYAL, S.J. and BILLINTON, R., "Integrated Distribution System Reliability Evaluation PART II the models, CEA Transactions, VOL.19, 1980
- [27] IEEE COMMITTEE REPORT, "Proposed Definitions of Terms for Reporting and Analyzing Outages of Electrical Transmission and Distribution Facilities and Interruptions: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, VOL.87, pp.1318 - 1323, May 1968
- [28] BILLINTON, R., "Bibliography on the applications of Probability Methods in Power Systems Reliability Evaluation". Transaction on PAS, VOL.91, 1972, pp.649-660
- [29] SINGH, C., "Markov cut-set approach for the reliability evaluation of transmission and distribution Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, VOL.PASS-100, No 6, June 1981, pp 2719-2725.
- [30] POTTON, A.D., "Short Term Reliability Calculation", IEEE Transactions on power apparatus and systems, VOL.PAS-89, No 4, April 1970, pp.509-513
- [31] ALLAN, R.N., BILLINTON, R., DE OLIVEIRA, M.F., "Reliability Evaluation of electrical systems with switching actions". PROC.IEE, VOL 123, No 4, April 1976, pp 325-330
- [32] MATTSSON, B, NUDER, J., "Simplified use of failure Statistics for optimizing System and equipment design". Paper presented at CIGRE- Session, 1972
- [33] LALANDER, S., GUSTAFSSON, L., MATTSSON, B., "Seventeen Years experience of service reliability in the Swedish 400 KV

Transmission System". International Conference on large electric Systems at high tension - CIGRE. VOL.2 - 1970

- [34] MUKHEDKAR, D., BRETAULT, P., and Sevestre, G., "Aspects Modernes de la fiabilité" (Modern aspects of reliability Theory), LIVRO, University of Montreal, Press, Montreal, Que. 1974.
- [35] BILLINTON, R., DURUGANTY, P.R.S, Carvalho, M.F., "An approximate Method for Probabilistic Assessment of Transient Stability"., IEEE Transactions on Reliability, VOL.R-28, N^o3, August 1979, pp.255-258

ANEXO I

ANEXO I

DEFINIÇÕES DE TERMOS PROPOSTOS PARA ELABORAÇÃO DE RELATÓRIOS E ANÁLISE DE FALHAS DE COMPONENTES DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

As definições apresentadas neste anexo foram preparadas pelo Joint Working Group on Performance Records for Optimizing System Design of the Subcommittees on Application of Probability Methods and System Engineering Committee.

O propósito das definições é o de tentar uniformizar a linguagem entre engenheiros de algum modo relacionados com análise, previsão e elaboração de relatórios de falhas de componentes de sistemas de transmissão e distribuição e interrupções a consumidores. Estas definições não devem ser interpretadas como instruções específicas para elaboração de relatórios de falhas e interrupções, porém acredita-se que a utilização de uma linguagem padronizada poderia facilitar o intercâmbio de conhecimentos entre engenheiros e técnicos interessados no assunto.

1.1 - TERMOS GERAIS

A - COMPONENTE

Um componente é uma peça de equipamento, uma linha, uma secção de linha ou um grupo de itens os quais são vistos como uma entidade para propósitos de relatório, análise e previsão de falhas.

B - SISTEMA

Um sistema é um grupo de componentes ligados entre si de modo a providenciar um fluxo de potência e energia de um conjunto de pontos do grupo de componentes para outro conjunto de pontos.

I.2 - TERMOS RELACIONADOS COM FALHAS

A - FALHA

Uma falha descreve o estado de um componente quando este não se encontra disponível para cumprir a sua função específica devido à ocorrência de algum acontecimento diretamente associado com o componente. Uma falha de um componente pode, ou não, causar uma interrupção de serviço a consumidores dependendo da configuração do sistema.

B - TIPOS DE FALHAS

a) Falha forçada

Uma falha forçada é aquela que resulta de condições de emergência diretamente associadas com um componente, e que exige que esse componente seja removido de serviço imediatamente, automaticamente ou tão logo que as operações de chaveamento convenientes possam ser realizadas. Uma falha forçada também pode ser causada por operação imprópria do equipamento ou por erro humano.

b) *Saída ou falha programada*

Uma saída programada de serviço é aquela que resulta quando um componente é deliberadamente retirado de serviço, ao fim de um intervalo de tempo selecionado, usualmente por motivos diretamente relacionados com aspectos de construção, manutenção preventiva, ou reparo. O teste básico para determinar se uma saída de serviço pode ser classificada como forçada ou programada é a seguinte : se for possível adiar a saída, quando tal é desejável, a saída é programada; se não, a saída é forçada. Adiar uma saída pode ser desejável por exemplo, para prevenir sobrecargas em outros equipamentos ou interrupções de serviço a consumidores.

C - TIPOS DE FALHAS FORÇADAS

a) *Falha forçada transitória*

Uma falha forçada transitória é aquela cujas causas são imediatamente auto eliminadas de tal modo que o componente pode ser recolocado em serviço ou automaticamente ou tão logo que os seccionadores ou disjuntores convenientes possam ser religados ou os fusíveis substituídos.

b) *Falha forçada permanente*

Uma falha forçada permanente é aquela cujas causas não são imediatamente auto-eliminadas. O restabelecimento do serviço só pode ser feito eliminan

do essas causas por correção das situações adversas existentes e/ou por reparo ou substituição dos componentes afetados.

D - CONDIÇÕES AMBIENTAIS

a) *Tempo adverso*

Designa-se por tempo adverso aquelas condições ambientais que causam uma taxa de falha força da anormalmente elevada nos componentes que se encontram expostos durante os períodos em que tais condições persistem. Para um dado sistema as condições de tempo adverso podem ser definidas por um conjunto de valores apropriados e de combinações de condições fornecidas pelo Serviço Meteorológico como sejam : temperatura, velocidades de vento, precipitações pluviométricas, tempestades, furacões e outros.

b) *Tempo Normal*

Designa-se por tempo normal o conjunto de todas aquelas condições ambientais que não podem ser consideradas adversas.

E - TAXA DE FALHA

Para uma classificação de falha e tipo de componente bem estabelecidos, define-se taxa de falha como o número médio de falhas, por unidade de tempo, por componente. Existem alguns métodos descritos na literatura especializada⁽⁷⁾ que permitem estimar as taxas de falha a partir das estatísticas de falha colhidas no campo.

a) *Taxa de falha forçada permanente em tempo adverso*

Se as falhas forçadas permanentes são separadas nas categorias de em tempo normal e em tempo adverso, torna-se necessário adicionar mais alguma informação adicional. Para um determinado tipo de componente a taxa de falha forçada permanente em tempo adverso é definida como o número médio de falhas por unidade de tempo adverso e por componente.

b) *Taxa de falha forçada permanente em tempo normal*

Para um determinado tipo de componente esta taxa de falha é definida como o número médio de falhas por unidade de tempo normal e por componente.

F - DURAÇÃO DE UMA SAÍDA DE SERVIÇO OU FALHA

Duração de uma saída de serviço ou falha é o período decorrido desde o início da saída ou falha do componente, até que ele fique de novo disponível para realizar as suas funções.

a) *Duração de uma falha forçada permanente*

Duração de uma falha forçada permanente é o período decorrido desde o início da falha até que o componente afetado é substituído ou reparado e fica de novo disponível para realizar as suas funções.

b) *Duração de uma falha forçada transitória*

Duração de uma falha forçada transitória é o período decorrido desde o início da falha até que o componente afetado é recolocado em serviço por ações de chaveamento ou substituição de fusíveis. Assim a

duração de uma falha forçada transitória é o que se costuma realmente definir como tempo de chaveamento ou manobra, associado ao componente.

c) *Duração de uma saída programada*

Duração de uma saída programada é o período decorrido desde o início da saída programada até que a construção, manutenção preventiva ou trabalho de reparo é completado e o componente afetado fica novamente disponível para realizar as suas funções.

G - TEMPO DE CHAVEAMENTO

Tempo de chaveamento é o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que a operação de chaveamento é requerida e o instante em que ela é realmente efetuada. Operações de chaveamento incluem o religamento de disjuntores após um disparo, a abertura, ou o fechamento de seccionadores ou disjuntores e a substituição de fusíveis.

I.3 - TERMOS ASSOCIADOS A INTERRUPÇÕES

A - DEFINIÇÃO

Uma interrupção é a perda de continuidade de serviço a um ou mais consumidores (ou a alguns equipamentos) e dependendo da configuração do sistema resulta de uma ou mais saídas ou falhas de componentes.

B - CLASSIFICAÇÃO

As interrupções estão diretamente relacionadas com os tipos de saída ou falha que as originam. Assim define-se :

a) *Interrupção programada*

A interrupção programada é aquela que é causada por uma saída programada.

b) *Interrupção forçada*

Uma interrupção forçada é aquela que é causada por uma falha forçada.

Uma outra classificação avalia as interrupções pelas durações correspondentes. Assim é usual definir:

a) *Interrupção momentânea*

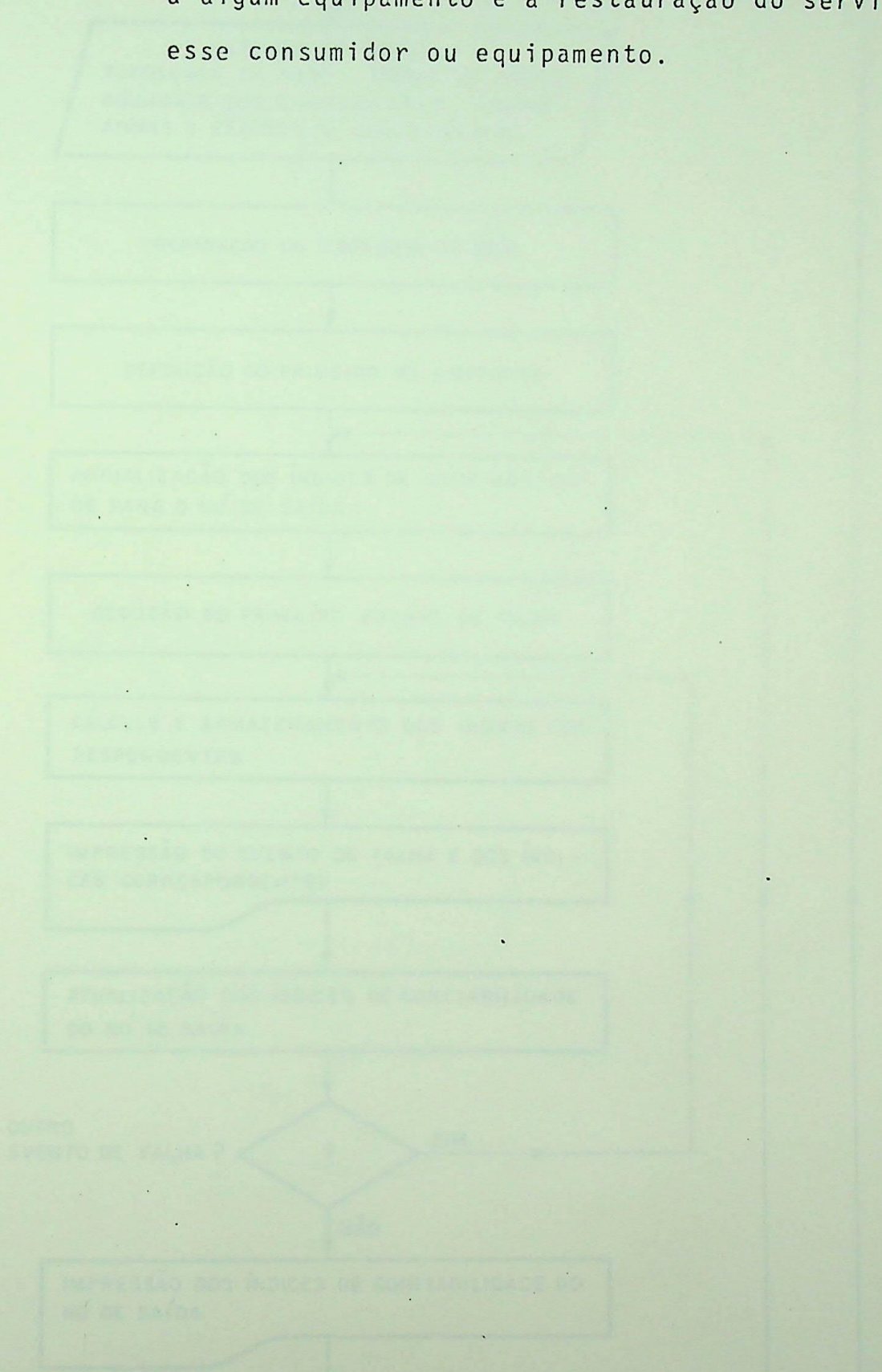
Uma interrupção momentânea tem uma duração limitada ao período requerido para restaurar o serviço por operações de chaveamento automáticas ou de controle remoto ou ainda por chaveamento manual em instalações onde exista a disponibilidade imediata de um operador. Tais operações de chaveamento são típicamente realizadas em poucos minutos.

b) *Interrupção persistente*

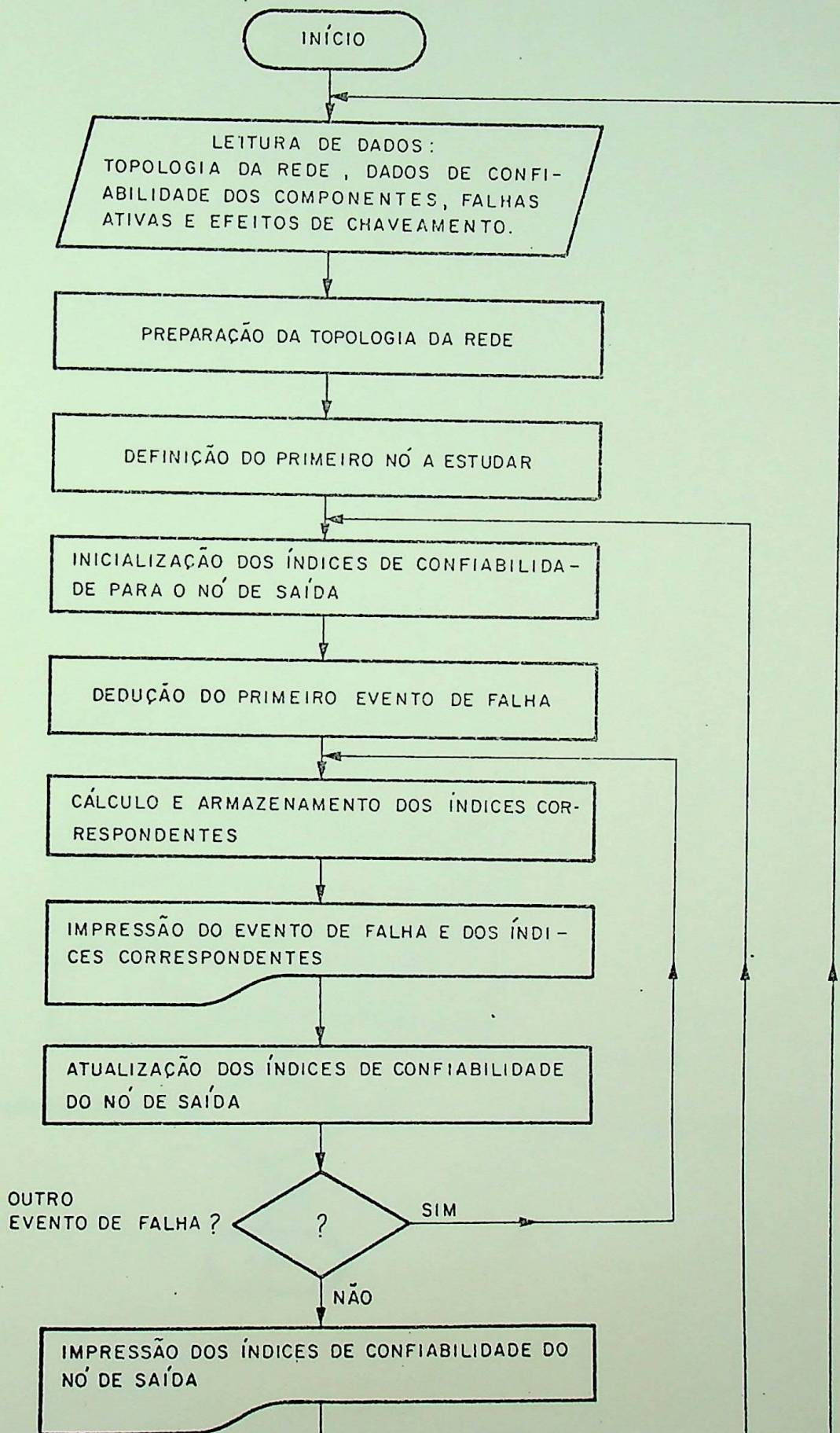
Uma interrupção persistente é qualquer interrupção não classificada como interrupção momentânea.

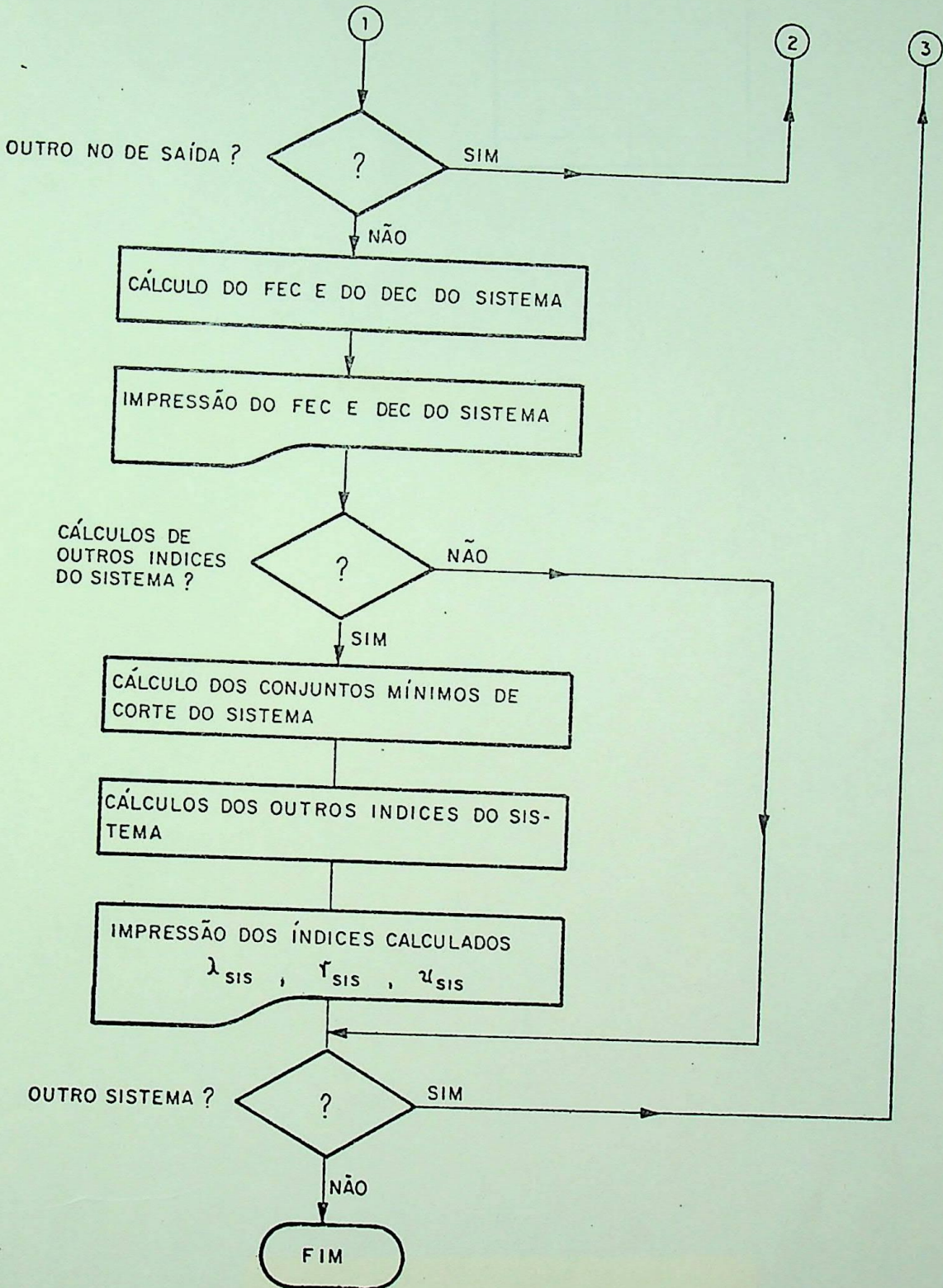
C - DURAÇÃO DE UMA INTERRUPÇÃO

Duração de uma interrupção é o período decorrido entre o início da interrupção ao consumidor, ou a algum equipamento e a restauração do serviço a esse consumidor ou equipamento.



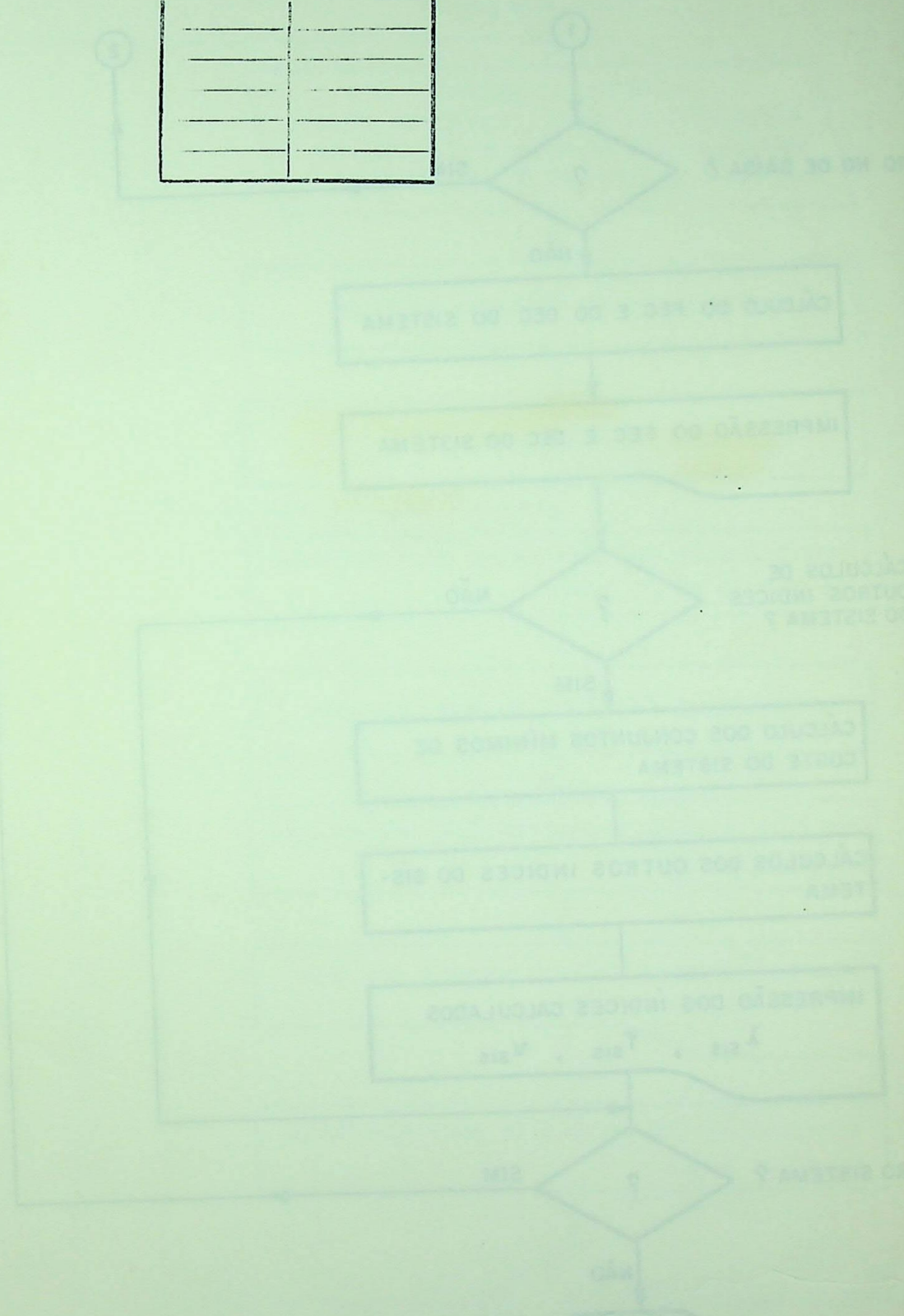
FLUXUOGRAMA DO PROGRAMA





Data 20/11/1981
Proc. _____
Ped. _____
Liv. CPG - 663
NR: 10000

I V M O	
BIM - EFEI	
DATA	Publica



EFEI - BIBLIOTECA MAUÁ
8200319

NÃO DANIFIQUE ESTA ETIQUETA