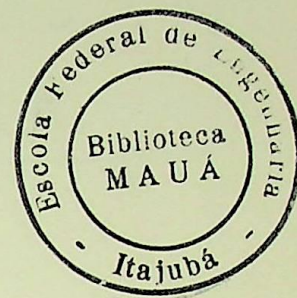


TESE

495



CÉSAR AUGUSTO BLEYER BRESOLA



METODOLOGIA DE FREQUÊNCIA E

DURAÇÃO: ANÁLISE DE UM MODELO

APROXIMADO

ORIENTADOR: RENATO DE AQUINO FARIA NUNES

TRABALHO DE DISSERTAÇÃO APRESENTADO À
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ
COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA OBTENÇÃO
DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ITAJUBÁ JULHO/1987

CLASSIFICADO
INFORMACÃO
GPH 03-07

AGRADECIMENTOS

À minha esposa Leda e aos meus
filhos Fernanda e Augusto.

Agradeço ao Professor
Luis Inácio, colaboração e
boa orientação.

Um agradecimento especial à Central Elétrica de
São Paulo S.A. - SEMPUR, ao Departamento de Fluxo
de Energia Elétrica, que com sua ajuda não seria possível realizar
este trabalho.

Agradeço ainda aos administradores que trabalharam com
mim, em particular ao amigo Eng.º Ricardo
de Almeida Filho.

CLASS. 621.315 2.621.316(043.2)
CUTT. B842.m
TOME 495

A G R A D E C I M E N T O S

Agradeço ao Professor Renato de Aquino Farias Nunes pelo incentivo, colaboração e apoio que me deu para execução desta dissertação.

Um agradecimento especial à Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE, ao Departamento de Planejamento Elétrico, que sem sua ajuda não seria possível realizar este trabalho.

Agradeço ainda aos engenheiros que trabalharam comigo, que me incentivaram, em particular ao amigo Eng^o Eduardo Henrique Ellery Filho.

INDICE

CAPÍTULO	Página
1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivo da Dissertação	2
1.2 Estrutura da Dissertação	4
1.3 Histórico da Confiabilidade	5
1.4 Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência	5
2 - MÉTODO DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO PARA SISTEMAS DE GERAÇÃO.	
2.1 Introdução	8
2.2 Modelo do Sistema Gerador	9
2.3 Técnicas de Arredondamentos	12
2.4 Arredondamento da Tabela	13
2.5 Arredondamento da Unidade Geradora	25
2.6 Remoção de um Gerador da Tabela de Capacidades	33
3 - ANÁLISE DA CARGA NO MÉTODO DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO.	
3.1 Introdução	37
3.2 Modelo Carga-Fator de Exposição	37
3.3 Modelo Carga-Frequência	41
3.4 Capacidade de Reserva	42
3.5 Cálculo da Energia não Suprida	46

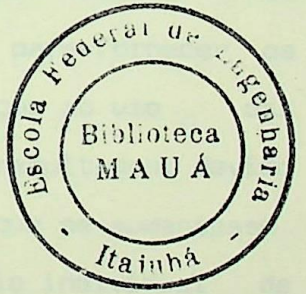
4 - MODELO DA TRANSMISSÃO: INCLUSÃO DE UM MODELO SIMPLES DE TRANSMISSÃO.	
4.1 Introdução	48
4.2 Duas Barras são Ligadas por uma Única Linha de Transmissão	48
4.3 Duas Barras são ligadas por mais de uma Linha de Transmissão	50
4.4 Fluxo de Carga D. C.	58
5 - ANÁLISE DE RESULTADOS.	
5.1 Introdução	62
5.2 Variação da Taxa de Falha e Tempo Médio de Reparo de Linhas de Transmissão	62
5.3 Resultados Práticos	63
6 - CONCLUSÕES	
6.1 Conclusões Finais	86
REFERÊNCIAS E APÊNDICES	
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	90
APÊNDICE 1 Sistema 22 Máquinas	95
APÊNDICE 2 Sistema 26 Máquinas	97
APÊNDICE 3 Manual do Programa	98

1.1 Objetivo da Investigação

O crescimento cada vez maior dos sistemas digitais e os custos envolvidos no planeamento, construção e operação destes sistemas, faz com que a necessidade de se possuírem novas metodologias de planeamento, de ferramentas de análise e de métodos de avaliação dos sistemas, se torne cada vez mais urgente. O uso de métodos de avaliação de sistemas de computadores é uma das ferramentas de apoio de auxílio nos estudos de planeamento, fornecendo índices precisos e objetivos para a análise, possibilitando assim a utilização de um instrumento poderoso de comparação entre alternativas, nos estudos nos campos de avaliação. O método probabilístico empregado nesta dissertação é o método de avaliação de sistemas (14,15,20,21).

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO



1.1 Objetivo da Dissertação

O crescimento cada vez maior dos sistemas elétricos e os custos envolvidos no planejamento, construção e operação destes sistemas, faz aparecer a necessidade de se pesquisar novas metodologias de planejamento, diferentes das puramente determinísticas utilizadas atualmente. O uso de métodos de confiabilidade em sistemas de potência apresenta-se como uma ferramenta capaz de auxiliar nos estudos de planejamento, fornecendo índices probabilísticos para o sistema, possibilitando assim a utilização de um instrumento poderoso de comparação entre alternativas, que ajudará nas tomadas de decisões. O método probabilístico empregado nesta dissertação é o método da frequência e Duração (14,19,20,31).

Devido ao fato de se estudar grandes sistemas geradores, com máquinas de potências das mais variadas, procurou-se desenvolver técnicas que reduzissem a quantidade de estados de capacidade avariada e disponível do sistema gerador. Com o uso de um intervalo ou valor de arredondamento, obtêm-se tabelas de capacidades que são bem reduzidas em comparação à tabela real, facilitando sobremaneira a análise de confiabilidade do sistema. Estas técnicas chamadas de técnicas de arredondamento, produzem tabelas de capacidades que são combinadas com a carga e a transmissão para fornecer os índices de confiabilidade. Havia uma expectativa com relação ao uso das técnicas de arredondamento, de que o erro introduzido nos resultados, devido ao arredondamento, variasse de maneira crescente a medida que se aumentasse o valor do arredondamento. A técnica de arredondar o modelo individual de cada gerador antes de se formar a tabela de capacidades foi desenvolvida e exaustivamente testada neste trabalho. Procurou-se comparar resultados e utilizar sistemas comuns na literatura de confiabilidade de sistemas de potência (2,9,20) no sentido de validar os resultados. Nesta dissertação se calcula os índices de confiabilidade do sistema gerador, propondo-se também um modelo para incorporar, em alguns casos os efeitos da transmissão, fornecendo os índices do sistema global geração - transmissão - carga.

1.2 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é formada de seis capítulos, distribuídos da maneira descrita a seguir:

No primeiro capítulo são abordados o histórico da confiabilidade, desde os primeiros estudos envolvendo confiabilidade de sistemas, às metodologias probabilísticas utilizadas atualmente. O objetivo e a composição da dissertação são expostas neste capítulo.

O capítulo dois trata da utilização do método da Frequência e Duração para sistemas geradores. O modelo do sistema gerador é abordado com detalhes e são desenvolvidas as duas técnicas de arredondamento. Estas técnicas, Arredondamento da Tabela e Arredondamento da Unidade Geradora, possibilitam a redução do número de estados da tabela de capacidades do sistema gerador. São apresentadas as fórmulas de como se remover uma unidade geradora da tabela de capacidades do sistema, arredondada ou não.

O capítulo três aborda a análise da carga no método da Frequência e Duração. O modelo do sistema gerador desenvolvido no capítulo dois ao ser combinado com a carga vai fornecer os índices de confiabilidade do sistema. Duas representações do modelo de carga são expostas neste capítulo. Uma representa a carga como um modelo carga-fator de exposição, estado de carga individual e a outra representa-a como um modelo carga-frequência, estado de carga cumulativo. O resultado da combinação sistema gerador carga resulta na tabela de capacidade de reserva, mais conhecida como tabela de margem. Esta tabela de margem é que vai fornecer os índices de confiabilidade do sistema: Probabilidade, Frequência, Duração e Energia não Suprida pelo Sistema (ENS).

A transmissão foi modelada, no capítulo quatro, através de um

modelo simples de transmissão, utilizando-se um modelo radial. Desta maneira se permite avaliar o desempenho de um sistema que possui centrais geradoras de grande porte, interligadas ao resto do sistema por linhas de transmissão radiais e de grande capacidade. O modelo permite que se considere as perdas ativas do sistema de transmissão. Como foi visto no capítulo dois, no cálculo do modelo probabilístico do sistema gerador tem-se uma tabela de capacidades que fornece a capacidade disponível ou avariada, respectivas probabilidades de ocorrência, frequência, período e taxas de saída para estados hierarquicamente superiores e inferiores. A transmissão vai "transportar" esta tabela até o ponto da carga, levando em consideração todas as configurações possíveis da transmissão, com as correspondentes probabilidades de ocorrência e taxas de transição respectivas.

Os resultados apresentados no capítulo cinco, foram obtidos, utilizando-se o programa computacional CONFBRE desenvolvido nesta dissertação. Analisa-se a influência de variações na taxa de falha e no tempo médio de reparo de linhas de transmissão. Os resultados práticos foram obtidos utilizando-se os sistemas descritos nos apêndices 1 e 2. Os valores obtidos com a aplicação das técnicas de arredondamento desenvolvidas no capítulo dois e a maneira de se escolher o valor do arredondamento que melhor se adapta ao tipo de carga do sistema são mostrados e comentados. São feitas comparações entre programas que utilizam Frequência e Duração. É apresentada uma utilização prática do programa aplicado a um estudo de alternativas de suprimento ao Estado do Mato Grosso.

No capítulo seis são apresentadas as conclusões sobre todo o trabalho.

Os apêndices 1 e 2 descrevem os dois sistemas teste utilizados. O sistema descrito no apêndice 1 é largamente utilizado na literatura de confiabilidade. O apêndice 3 contém o manual do programa computacional

desenvolvido nesta dissertação. Este manual contém as instruções de utilização do programa explicando o programa principal, os dados de entrada, as subrotinas e a saída do programa. Este programa computacional pode ser usado como Sistema Gerador-Carga, com transmissão 100% confiável e Sistema Gerador-Transmissão-Carga com ou sem perdas.

1.3 Histórico da Confiabilidade

Um considerável número de trabalhos têm sido publicado na área de métodos probabilísticos. Basicamente a partir da segunda guerra mundial a teoria da Confiabilidade teve um desenvolvimento acelerado. Isto deveu-se ao aumento dos programas espaciais e de mísseis onde as pesquisas e estudos de sistemas confiáveis era necessário.

Por volta de 1933, aparecem as primeiras publicações sobre aplicações de métodos probabilísticos na área de geração. Nesta fase foi em 1947 que o maior número de artigos foi publicado. Os artigos de (12,22, 23,32) propuseram muitos dos conceitos básicos sobre os quais os métodos atuais são baseados. Em 1948 foi organizado o primeiro Sub-Comitê da AIEE sobre Aplicação de Métodos Probabilísticos. Este Sub-Comitê publicou em 1949, 1954 e 1957 artigos contendo muitas definições sobre taxas de saída forçada de equipamentos. O grupo de artigos publicados em 1947 produziu os métodos que com algumas modificações são agora conhecidos como Método da Probabilidade da Perda de Carga e Método da Frequência e Duração. Estes dois métodos foram descritos de uma maneira bastante detalhada e explicativa em 1960 pelo Sub-Comitê do AIEE organizado em 1948. Os efeitos de interligações e a determinação e alocação da capacidade beneficiada com a interligação foram discutidos em dois artigos publicados em 1950 (38) e 1953 (13).

Até 1954 muitos estudos de probabilidades eram feitos manualmente ou usando calculadoras de mesa. O uso de computadores digitais e os

benefícios introduzidos na substituição dos cálculos manuais foram mos trados em dois artigos em 1954 (39) e 1955 (21). Até 1960, diversos artigos aparecem contribuindo para o desenvolvimento e consolidação das técnicas usadas no estudo da confiabilidade de sistemas de geração.

Diferentemente da qualidade de publicações relativas a área de confiabilidade do sistema gerador a parte relativa a confiabilidade do sistema de transmissão, passou a ter artigos publicados com mais frequência só a partir de 1964 (37, 18). Em 1968 foi publicado um artigo (24) ilustrando a aplicação para um sistema composto, geração e transmissão. Os conceitos básicos dos cálculos de confiabilidade de um sistema composto são descritos num artigo (5) publicado em 1969.

Devido a importância de suas aplicações está havendo um aumento considerável de estudos e pesquisas na área da confiabilidade de sistemas de potência, o que contribui para fazer com que engenheiros e pesquisadores passem a utilizá-la em seus projetos, relatórios e estudos. No Brasil, a partir do início da década de 80, a maioria das concessionárias de energia elétrica, começaram a pesquisar e utilizar metodologias probabilísticas (15, 25, 33, 34). Foi organizado sob coordenação da ELETROBRÁS um grupo de estudos de Confiabilidade (16), o qual muito tem contribuído na área de Confiabilidade de Sistemas de Potência. Também no exterior, no início dos anos 80 (1, 6), aparecem resultados de comparação de algoritmos computacionais relativos a confiabilidade de sistemas de potência.

1.4 Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência

Com relação ao sistema gerador, as técnicas usadas hoje em dia estão divididas em dois grupos distintos: Métodos Analíticos e Técnicas de Simulação de Monte Carlo.

Os métodos analíticos são mais aplicados pela "Escola" Norte-Ame-

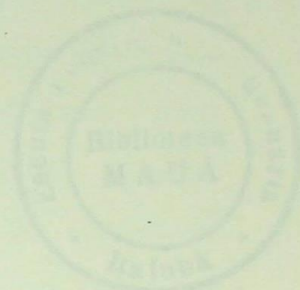
ricana, Inglesa e Canadense, sendo os mais conhecidos o método da probabilidade da perda de carga, o método da probabilidade da perda da energia e o método da frequência e duração. Nesta "Escola" se formula e resolve o problema analiticamente.

Os métodos de Simulação Monte Carlo são aplicados pela "Escola" Européia. A vantagem principal destes métodos é a simplicidade de programá-los, pois permitem a formulação de hipóteses de uma maneira mais fácil que os métodos analíticos. Como desvantagem têm-se o número exagerado de simulações, e isto, em termos de tempo computacional é o principal inconveniente do método.

Quanto a transmissão e distribuição, houve um acentuado esforço no sentido de se criar métodos que possibilitassem cálculos de confiabilidade nestes sistemas (15, 33, 34). Os sistemas interligados podem usufruir de benefícios diversos quando são aplicados métodos probabilísticos onde são consideradas as diferenças comuns aos dois sistemas tais como características das cargas e taxas de falha das unidades geradoras. Os métodos da probabilidade da perda de carga e da frequência e duração são facilmente aplicados à análise de sistemas interligados.

A aplicação de metodologias probabilísticas na área de operação é relativamente recente. A primeira publicação de importância de artigos na área de operação aparece em 1963 (4). Esta publicação introduziu os conceitos os quais serviram de base para outros artigos publicados mais tarde (7, 8). Em 1970, aparece um novo método na área de operação de sistemas de potência, o método da Função de Segurança (28). Este método foi modificado e expandido mais tarde (3, 26, 29, 30). A aceitação na operação destas técnicas probabilísticas é ainda muito restrita. A tendência contudo é para uma aceitação cada vez maior das mesmas, pois a área de planejamento está utilizando técnicas e métodos probabilísticos e por coerência a operação seguirá o mesmo caminho, pois não tem sentido se planejar utilizando métodos agora considerados superiores e operar

este sistema empregando critérios com falhas e deficiências já abandonados na área do planejamento.

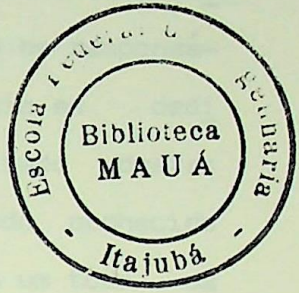


CAPÍTULO 2

MÉTODO DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO PARA SISTEMAS DE CITAÇÃO

2.1 Introdução

A análise de confiabilidade de sistemas de transmissão de energia elétrica é um assunto de grande importância para os planejadores de sistemas de energia elétrica. Este trabalho tem como objetivo apresentar os métodos de análise de confiabilidade de sistemas de transmissão de energia elétrica, com ênfase na análise de confiabilidade de sistemas de transmissão de energia elétrica. Este trabalho é baseado nos trabalhos de [14, 19, 20, 21] e [22].



CAPÍTULO 2

MÉTODO DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO PARA SISTEMAS DE GERAÇÃO

Este capítulo apresenta o método de frequência e duração para sistemas de geração. Este método é baseado no método de frequência e duração para sistemas de transmissão. Este método é baseado no método de frequência e duração para sistemas de transmissão.

Este método é baseado no método de frequência e duração para sistemas de transmissão. Este método é baseado no método de frequência e duração para sistemas de transmissão. Este método é baseado no método de frequência e duração para sistemas de transmissão.

Este capítulo apresenta o método de frequência e duração para sistemas de geração. Este método é baseado no método de frequência e duração para sistemas de transmissão. Este método é baseado no método de frequência e duração para sistemas de transmissão.

2.1 Introdução

A análise da confiabilidade de sistemas de potência tem suscitado nos últimos anos um interesse cada vez mais acentuado. Isto se deve ao aumento do número de consumidores e das cargas. A qualidade e a continuidade do serviço de suprimento de energia vem fazendo com que os responsáveis pelo bom funcionamento dos sistemas elétricos de potência se dediquem e pesquisem mais na área de confiabilidade. Como resultado destas pesquisas, surgiu por volta de 1968 (14, 19, 20, 31) um método conhecido como Método de Frequência e Duração, que procurava reunir em um todo os cálculos de confiabilidade, tanto da geração como da transmissão.

Muitas concessionárias de energia elétrica, principalmente no exterior, que utilizam métodos probabilísticos no planejamento de sistemas de geração, usam o LOLP, que é o método da Probabilidade da Perda de Carga (10, 27). A razão principal se deve ao fato do LOLP ter índices limites definidos e de poder incorporar a disponibilidade de energia primária. Mas o LOLP é um índice só de geração. Aconselha quanto à reserva estática existente no sistema, mas não indica onde esta reserva deve estar de modo a satisfazer a exigência do sistema de transmissão.

Atualmente, quase ninguém utiliza com a mesma finalidade o método da Frequência e Duração. Contudo, este método fornece índices os quais têm um maior significado físico e são compatíveis com os índices usados em sistemas de transmissão, pois o índice LOLP, como já comentado anteriormente é mais de geração. Quando se calcular a confiabilidade conjunta da geração e da transmissão certamente o índice que se irá utilizar será um índice de frequência e duração.

Serão desenvolvidas, neste capítulo, duas técnicas de arredondamento. Estas técnicas, Arredondamento da Tabela e Arredondamento do Modelo das Unidades Geradoras, possibilitam a redução da tabela de capacidades do sistema gerador. Também serão apresentadas as fórmulas que permi-

tem remover uma unidade geradora de uma tabela de capacidades do sistema, já combinada.

É objetivo deste trabalho mostrar que o método de Frequência e Duração, apesar de ainda não muito usado em estudos de planejamento da capacidade estática de geração, é prático, eficiente e relativamente simples de ser aplicado.

2.2 Modelo do Sistema Gerador

O modelo do sistema gerador é baseado na teoria dos processos estocásticos de Markov (Cadeias de Markov) e pressupõe-se que cada máquina é estatisticamente independente das demais e que os tempos de residência nos diversos estados se distribuem exponencialmente.

Seja para cada unidade geradora:

- C (MW) = capacidade da máquina.
 m (DIAS) = tempo médio de funcionamento.
 r (DIAS) = tempo médio de reparo.
 t (DIAS) = período (tempo médio entre duas falhas).

Com o definido acima podemos obter:

$$A = \frac{m}{m+r} \quad \text{Probabilidade de funcionamento (Disponibilidade)}$$

$$\lambda = \frac{1}{m} \quad \text{Taxa de falha.}$$

$$\mu = \frac{1}{r} \quad \text{Taxa de reparo.}$$

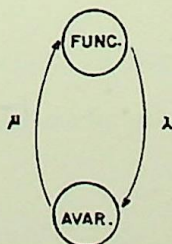


FIGURA 1

A figura 1 descreve um modelo de dois estados para um componente reparável. Neste modelo λ e μ representam as taxas de saída (ou entrada) de cada estado. A frequência com que um estado é encontrado é dada por:

$$f(\text{funcionar}) = A \cdot \lambda \text{ ou } f(\text{funcionar}) = \bar{A} \cdot \mu.$$

Definindo-se λ_{+i} e λ_{-i} como taxas de saída para níveis de capacidades maiores ou menores temos:

λ_{+i} = taxa de saída de um dado estado i para outro de maior capacidade disponível (hierarquicamente superior).

λ_{-i} = taxa de saída de um dado estado i para outro de menor capacidade disponível (hierarquicamente inferior).

Quando trabalhamos com grandes sistemas, aparecem estados de capacidades iguais, como resultado das diversas combinações feitas com todas as unidades. Sejam dois estados de capacidades iguais i e j tal que $C_i = C_j$. E seja o estado C_k resultado da combinação de estados iguais, então:

$$C_k = C_i = C_j \quad A_k = A_i + A_j$$

$$\text{e } f_k = f_i + f_j$$

A frequência neste caso, é a soma das frequências pois não existem transições diretas entre os estados i e j . Como a frequência com que um estado é encontrado é igual ao produto da probabilidade de permanecer neste estado pela taxa de saída deste estado, temos:

$$A_k \lambda_{+k} = A_i \lambda_{+i} + A_j \lambda_{+j} \quad \therefore \quad \lambda_{+k} = \frac{A_i \lambda_{+i} + A_j \lambda_{+j}}{A_k} \quad (2.1)$$

$$A_k \lambda_{-k} = A_i \lambda_{-i} + A_j \lambda_{-j} \quad \therefore \quad \lambda_{-k} = \frac{A_i \lambda_{-i} + A_j \lambda_{-j}}{A_k} \quad (2.2)$$

Com todas as expressões mostradas, podemos construir uma tabela listando a capacidade geradora disponível ou avariada, com respectivas probabilidades, taxas de saída e frequência. Esta tabela é conhecida como Tabela de Capacidades. Como na maioria das vezes o interesse maior é pela Tabela de Capacidade Cumulativa, podemos através das fórmulas abaixo chegar a esta tabela.

$$A'_n = A'_{n+1} + A_n \quad (2.3)$$

Onde A'_n = probabilidade cumulativa do estado n.

A'_{n+1} = Probabilidade cumulativa do estado "n+1", que tem maior capacidade avariada que o estado n.

A_n = probabilidade do estado n.

A probabilidade cumulativa representa a probabilidade de ocorrência de todos os estados com capacidade avariada igual ou superior à capacidade indicada.

A frequência de um dado estado considerado individualmente n é dada por:

$$f_n = A_n (\lambda_{+n} + \lambda_{-n}) \quad (2.4)$$

A frequência cumulativa é:

$$f'_n = f'_{n+1} + A_n (\lambda_{+n} - \lambda_{-n}) \quad (2.5)$$

f'_{n+1} = Frequência cumulativa do estado "n+1", que tem maior capacidade avariada que o estado n.

f'_n = frequência cumulativa do estado n.

A frequência cumulativa representa a frequência de ocorrência de todos os estados com capacidade avariada igual ou superior à capacidade indicada.

2.3 Técnicas de Arredondamento

Em qualquer sistema gerador real, a utilização da tabela de capacidades completa significa um trabalho muito grande que usualmente acarreta problemas de memória e tempo de computação.

Considerando-se um sistema com N geradores, existirá em princípio um número de 2^N combinações diferentes. Na prática, sistemas com grande número de unidades geradoras, podem resultar em centenas de estados na tabela de capacidades. Existem vários processos que permitem uma redução no número de estados, embora penalizando um pouco a precisão alcançada.

O problema de um número excessivo de estados na tabela de capacidades pode ser parcialmente resolvido aplicando-se a técnica de truncar a tabela. Este truncamento significa que todos os estados cujas probabilidades sejam inferiores a um certo limite especificado são desprezados. Valores limites geralmente são usados na ordem de 10^{-8} a 10^{-10} . Contudo se o sistema possuir um número considerável de geradores com capacidades diferentes o truncamento pode não reduzir substancialmente o número de estados.

As técnicas de arredondamento que descrevemos a seguir, permitem que se reduza a dimensão das tabelas pela incorporação de uns estados noutros. A tabela de capacidades passa a possuir estados onde a capacidade avariada ou disponível é múltipla de um valor de arredondamento previamente escolhido. Naturalmente, tais técnicas introduzem um certo erro nos resultados que na maioria dos casos é maior à medida que se aumenta o espaço entre os estados arredondados. Mas os benefícios computacionais, economia de memória e tempo de computação de tais técnicas compensam em muito este erro introduzido nos resultados.

2.4 Arredondamento da Tabela

A escolha do intervalo (MW) entre os estados ou valor de arredondamento, permite calcular antecipadamente qual o número total de estados que terá a tabela. É possível aparecerem estados sem significado físico real, como por exemplo um estado com capacidade disponível maior do que a do sistema gerador, devido ao valor de arredondamento usado.

O cálculo da probabilidade e da frequência, é feito de maneira idêntica ao da tabela real. Acontece que no processo de formação da tabela, na combinação das unidades geradoras vamos ter estados de capacidade iguais às pré-determinadas pelo arredondamento e estados que são diferentes. Esta tabela é construída paulatinamente, à medida que a unidade geradora é combinada com a tabela existente. Os estados resultantes desta combinação que não são os pré-determinados pelo arredondamento são trabalhados tendo a probabilidade e as taxas de saídas divididas proporcionalmente pelos estados arredondados imediatamente adjacentes a eles.

A técnica é a seguinte:

Seja um estado j , com as características indicadas abaixo:

Capacidade Avariada : C_j .

Probabilidade: A_j (Prob. de funcionamento).

Taxa de saída para cima: λ_{+j} .

Taxa de saída para baixo: λ_{-j} .

Sendo este estado C_j diferente dos estados pré-determinados pelo arredondamento, e sendo os estados i e k , os estados permitidos adjacentes ao estado j , com as características:

Capacidade Avariada : C_i e C_k .

Probabilidade : A_i e A_k .

Taxas de saída para cima : λ_{+i} e λ_{+k} .

Taxas de saída para baixo : λ_{-i} e λ_{-k} .

Sendo $C_k > C_j > C_i$, a diferença $C_k - C_i$ designa-se por intervalo de arredondamento (VA) da tabela de capacidades.

A probabilidade e as taxas de saída do estado j vão ser divididas proporcionalmente entre i e k , ficando estes estados com novos valores de probabilidade e taxas de saída, resultantes da incorporação do estado j .

Como podemos ver das ilustrações da figura 2:

$$VA = C_k - C_i \quad (\text{MW})$$

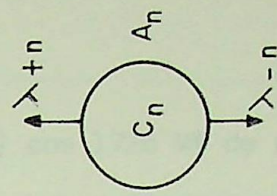
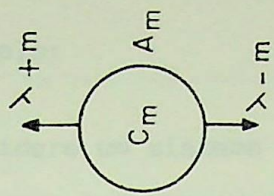
$$A_{ij} = A_j \times \frac{C_k - C_j}{VA} \quad (2.6) \quad \text{e} \quad A_{kj} = A_j \times \frac{C_j - C_i}{VA} \quad (2.7)$$

$$A_m = A_i + A_{ij} \quad (2.8) \quad \text{e} \quad A_n = A_k + A_{kj} \quad (2.9)$$

$$\lambda_{+m} = \frac{\lambda_{+i} A_i + \lambda_{+ij} A_{ij}}{A_m} \quad (2.10) \quad \text{e} \quad \lambda_{-m} = \frac{\lambda_{-i} A_i + \lambda_{-ij} A_{ij}}{A_m} \quad (2.11)$$

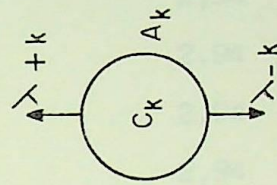
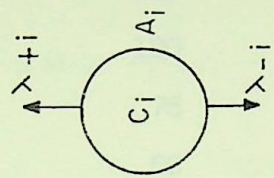
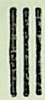
$$\lambda_{+n} = \frac{\lambda_{+k} A_k + \lambda_{+kj} A_{kj}}{A_n} \quad (2.12) \quad \text{e} \quad \lambda_{-n} = \frac{\lambda_{-k} A_k + \lambda_{-kj} A_{kj}}{A_n} \quad (2.13)$$

Ao iniciar a tabela, se o primeiro gerador a ser combinado for maior do que VA, teremos três estados 0, x, y. Os cálculos das taxas de saída destes estados são feitos a partir das fórmulas apresentadas anteriormente, somente que $\lambda_{-x} = \lambda$ do modelo do gerador. Se m for o primeiro estado da tabela, isto quer dizer que a capacidade avariada é zero, ou seja, neste estado toda a capacidade está disponível, então $\lambda_{+m} = 0$, pois não existe estado de maior capacidade disponível. Do mesmo modo se n for o último estado da tabela, este estado é o de maior capacidade avariada, portanto $\lambda_{-n} = 0$.



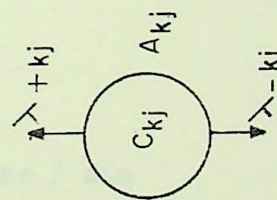
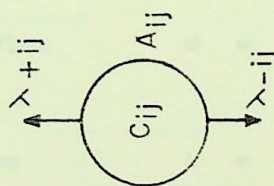
$$C_m = C_i$$

$$C_n = C_k$$

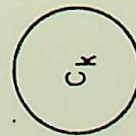
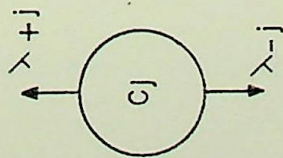


$$\lambda - j = \lambda - i; j = \lambda - k; j$$

U



$$\lambda + j = \lambda + ij = \lambda + kj$$



$$C_i = C_{ij}$$

$$C_k = C_{kj}$$

FIGURA 2

Exemplo:

Considere um sistema de 22 unidades (9,20) com 1725 MW de potência, composto das seguintes unidades:

Número de unidades idênticas	Potência da unidade (MW)	Tempo médio de reparo r (ano)	Tempo médio de funcionamento m (ano)
1	250	0,06	2,94
3	150	0,06	2,94
2	100	0,06	2,94
4	75	0,06	2,94
9	50	0,06	2,94
3	25	0,06	2,94

Para cada unidade pode-se obter:

$$\text{Probabilidade } A = \frac{m}{m+r} = 0,98$$

$$r = 21,9 \text{ dias} \quad m = 1073,1 \text{ dias}$$

$$\text{taxa de falha } \lambda = \frac{1}{m} = 0,000932 \text{ falhas / dia}$$

$$\text{taxa de reparo } \mu = \frac{1}{r} = 0,045662 \text{ reparos / dia}$$

Vamos escolher como arredondamento um VA = 40,0 MW.

Para a 1ª unidade:

Tabela 2.1

CAPACIDADE AVARIADA	PROBABILIDADE	λ_+	λ_-
0	0,98	0	0,000932
250	0,02	0,045662	0

O estado de 250 MW não é múltiplo de 40.

Então ele vai ser proporcionalmente dividido entre os estados arredondados adjacentes a ele.

Os estados serão:

$$\frac{250}{40} = 6,25 \quad \text{Estado} = 6 \times 40 = 240$$

$$\quad \quad \quad \text{Estado} = 7 \times 40 = 280$$

Fazendo da maneira explicada anteriormente, o estado de 250 MW corresponde ao estado "j" a ser eliminado da tabela. O estado de 240 MW ao estado adjacente "i" e o estado de 280 MW ao estado adjacente "k".

Sendo $m=i$ e $n=k$, conforme figura 2, e utilizando as equações vistas anteriormente:

$$A_{ij} = A_j \times \frac{C_k - C_j}{VA} = 0,02 \times \frac{30}{40} = 0,0150$$

$$A_{kj} = A_j \times \frac{C_j - C_i}{VA} = 0,02 \times \frac{10}{40} = 0,0050$$

$$\lambda_{+kj} = \lambda_{+ij} = \lambda_{+j} = 0,045662$$

$$\lambda_{-kj} = \lambda_{-ij} = \lambda_{-j} = 0$$

$$A_m = A_i + A_{ij} = 0 + 0,0150 = 0,0150$$

$$A_n = A_k + A_{kj} = 0 + 0,0050 = 0,0050$$

$$\lambda_{+m} = \frac{\lambda_{+i} A_i + \lambda_{+ij} A_{ij}}{A_m}$$

$$\lambda_{+m} = \frac{0 \times 0 + 0,045662 \times 0,0150}{0,0150} = 0,045662$$

$$\lambda_{-m} = \lambda \text{ do gerador} = 0,000932 \text{ (1º gerador > VA).}$$

$$\lambda_{+n} = \frac{\lambda_{+k} A_k + \lambda_{+kj} A_{kj}}{A_n} = \frac{0 \times 0 + 0,045662 \times 0,0050}{0,0050} = 0,045662$$

$$\lambda_{-n} = 0 \text{ (último estado da tabela).}$$

Resulta em:

Tabela 2.2

CAPACIDADE AVARIADA	PROBABILIDADE	λ_{+}	λ_{-}
0	0,98	0	0,000932
240	0,015	0,045662	0,000932
280	0,005	0,045662	0

Combinando com a 2ª unidade.

Gerador de 150 MW em serviço.

Tabela 2.3

CAPACIDADE AVARIADA	PROBABILIDADE	λ_{+}	λ_{-}
0 + 0	0,98 × 0,98	0 + 0	0,000932 + 0,000932
240 + 0	0,015 × 0,98	0,045662 + 0	0,000932 + 0,000932
280 + 0	0,005 × 0,98	0,045662 + 0	0 + 0,000932

Gerador Avariado.

Tabela 2.4

CAPACIDADE AVARIADA	PROBABILIDADE	λ_+	λ_-
0 + 150	0,98 x 0,02	0,0 + 0,045662	0,000932 + 0
240 + 150	0,015 x 0,02	0,045662 + 0,045662	0,000932 + 0
280 + 150	0,005 x 0,02	0,045662 + 0,045662	0 + 0

Resulta:

Tabela 2.5

CAPACIDADE AVARIADA	PROBABILIDADE	λ_+	λ_-
0	0,9604	0	0,001864
150	0,01960	0,045662	0,000932
240	0,01470	0,045662	0,001864
280	0,0049	0,045662	0,000932
390	0,0003	0,091324	0,000932
430	0,0001	0,091324	0

Aplicando as fórmulas já conhecidas temos:

CA = Capacidade avariada

$$CA = 150 \quad \therefore \frac{150}{40} = 3,75 \text{ resulta estados de 120 e 160.}$$

Então o estado de 150 MW corresponde a "j", o estado de 120 MW a "i" e o estado de 160 MW a "k".

$$A_{ij} = A_j \times \frac{C_k - C_j}{VA} = 0,0196 \times \frac{10}{40} = 0,0049$$

$$A_{kj} = A_j \times \frac{C_j - C_i}{VA} = 0,0196 \times \frac{30}{40} = 0,0147$$

$$A_m = A_i + A_{ij} = 0,0049 = 0,0049$$

$$A_n = A_k + A_{kj} = 0 + 0,0147 = 0,0147$$

$$\lambda_{+m} = \frac{0 \times 0 + 0,045662 \times 0,0049}{0,0049} = 0,045662$$

$$\lambda_{-m} = \frac{0 \times 0 + 0,000932 \times 0,0049}{0,0049} = 0,000932$$

$$\lambda_{+n} = \frac{0 \times 0 + 0,045662 \times 0,0147}{0,0147} = 0,045662$$

$$\lambda_{-n} = \frac{0 \times 0 + 0,000932 \times 0,0147}{0,0147} = 0,000932$$

Como 240 e 280 já estão arredondados o próximo é 390 MW.

$$CA = 390 \quad \therefore \frac{390}{40} = 9,75 \quad \text{resulta estados de 360 e 400.}$$

Novamente: 360 MW = i

390 MW = j

400 MW = k

$$A_{ij} = A_j \times \frac{C_k - C_j}{VA} = 0,0003 \times \frac{10}{40} = 0,000075$$

$$A_{kj} = A_j \times \frac{C_j - C_i}{VA} = 0,0003 \times \frac{30}{40} = 0,000225$$

$$A_m = A_i + A_{ij} = 0,000075$$

$$A_n = A_k + A_{kj} = 0,000225$$

$$\lambda_{+m} = \frac{0 \times 0 + 0,091324 \times 0,000075}{0,000075} = 0,091324$$

$$\lambda_{-m} = \frac{0 \times 0 + 0,000932 \times 0,000075}{0,000075} = 0,000932$$

$$\lambda_{+n} = \frac{0 \times 0 + 0,091324 \times 0,000225}{0,000225} = 0,091324$$

$$\lambda_{-n} = \frac{0 \times 0 + 0,000932 \times 0,000225}{0,000225} = 0,000932$$

Resulta a tabela parcial:

Tabela 2.6

CAPACIDADE AVARIADA	PROBABILIDADE	λ_{+}	λ_{-}
0	0,9604	0	0,001864
120	0,0049	0,045662	0,000932
160	0,0147	0,045662	0,000932
240	0,0147	0,045662	0,001864
280	0,0049	0,045662	0,000932
360	0,000075	0,091324	0,000932
400	0,000225	0,091324	0,000932
430	0,0001	0,091324	0

$$CA = 430 \therefore \frac{430}{40} = 10,75 \text{ resulta estados de 400 e 440.}$$

Novamente: 400 MW = i

430 MW = j

440 MW = k

$$A_{ij} = A_j \times \frac{C_k - C_j}{VA} = 0,0001 \times \frac{10}{40} = 0,000025$$

$$A_{kj} = A_j \times \frac{C_j - C_i}{VA} = 0,0001 \times \frac{30}{40} = 0,000075$$

$$A_n = A_k + A_{kj} = 0,000075$$

$$A_m = A_i + A_{ij} = 0,00025$$

$$\lambda_{+m} = \frac{0,091324 \times 0,000225 + 0,091324 \times 0,000025}{0,00025} = 0,091324$$

$$\lambda_{-m} = \frac{0,000932 \times 0,000225 + 0 \times 0,000025}{0,00025} = 0,000839$$

$$\lambda_{+n} = \frac{0 \times 0 + 0,091324 \times 0,000075}{0,000075} = 0,091324$$

$$\lambda_{-n} = \frac{0 \times 0 + 0 \times 0,000075}{0,000075} = 0$$

Resulta:

Tabela 2.7

CAPACIDADE AVARIADA	PROBABILIDADE	λ_{+}	λ_{-}
0	0,9604	0	0,001864
120	0,0049	0,045662	0,000932
160	0,0147	0,045662	0,000932
240	0,0147	0,045662	0,001864
280	0,0049	0,045662	0,000932
360	0,000075	0,091324	0,000932
400	0,000250	0,091324	0,000839
440	0,000075	0,091324	0

E assim sucessivamente combinam-se as 22 unidades até chegarmos na tabela final, cujo resultado é apresentado na tabela 2.9.

A tabela de capacidade real do sistema é apresentada na tabela 2.8, a qual também pode ser encontrada nas referências (9,20).

TABELA DE JORNALIZADOS

CAPACIDADE ASSOCIADA (CUB)	PROBABILIDADE	FREQUENCIA	FREQUENCIA CORRIGIDA	PERIODO (DIAS)	PERIODO COMPLETIVO (DIAS)	TAXAS DE SORTEIO FZCIB	TAXAS DE SORTEIO FZCIB
00	.03117070	.013141385626	.000000000000	78.075	.000	.000000	.020501
25.00	.03325535	.002501480111	.013144384020	390.520	78.075	.045662	.019089
50.00	.11856718	.007771452976	.012120501770	128.690	82.504	.045971	.014583
75.00	.05955608	.004207936656	.008999531651	237.646	111.241	.051199	.019150
100.00	.03413545	.003134364052	.00709090740	318.534	140.863	.060961	.019257
125.00	.01137180	.001334678626	.004666994623	749.245	182.916	.093848	.016006
150.00	.06675591	.003434403321	.004573581588	291.124	218.647	.054065	.019338
175.00	.00775725	.000889345243	.002952676541	1450.652	338.678	.101301	.012434
200.00	.00641446	.000970388334	.002475502285	1030.518	403.944	.096799	.018526
225.00	.00416021	.000504161316	.001816974676	1983.452	550.365	.102765	.018404
250.00	.01565749	.001198139911	.001465965277	843.782	622.144	.056291	.019353
275.00	.00153710	.000215338526	.000997237373	4643.851	1127.094	.116711	.018119
300.00	.00791174	.000433477321	.000729776277	2306.926	1370.283	.098612	.018429
325.00	.00147775	.000184768264	.000433181053	5412.243	2308.504	.106708	.018324
350.00	.00101590	.000138876092	.000382576446	7305.876	3305.615	.116073	.018133
375.00	.00034385	.000086679147	.000202681155	17643.173	4933.858	.144929	.017544
400.00	.00161473	.000123616727	.000158242753	3089.528	6319.421	.103432	.018390
425.00	.00013661	.000023019735	.000071948292	42882.133	13898.871	.153325	.017372
450.00	.00018769	.000030538871	.000053375170	32680.944	18735.303	.145323	.017536
475.00	.00008393	.000015168394	.000029365697	65829.745	34053.337	.151485	.017410
500.00	.00005570	.000009767401	.000017306573	163014.180	57774.837	.158279	.017271
525.00	.00001744	.000000861291	.000003511250	277670.510	105138.566	.189933	.018028
550.00	.00002674	.000004700188	.000006435533	212395.949	154092.866	.153797	.017261
575.00	.00005554	.000001198079	.000002764590	834697.710	369743.207	.199668	.018428
600.00	.00004451	.000003983978	.000016886630	1017213.068	592178.494	.196932	.018462
625.00	.00003221	.000001487551	.000008857451	2051088.396	1166247.232	.203870	.018341
650.00	.00002125	.000000280128	.000000442289	7569793.836	2201124.664	.208210	.018252
675.00	.00001040	.000000100865	.0000000202695	9940869.493	4933521.576	.238763	.018829
700.00	.00000033	.000000079381	.0000000114460	12676513.379	8736853.450	.221841	.018974
725.00	.00000010	.000000007263	.0000000040172	36679537.955	21658239.157	.249342	.019113
750.00	.00000005	.0000000014341	.0000000002083	69720099.424	45783063.492	.254401	.019309
775.00	.00000002	.0000000002785	.0000000000320	147396601.621	166726775.077	.263231	.019139
800.00	.00000001	.0000000003322	.0000000000322	760991449.042	306991449.042	.265654	.019000

TABELA 2.9 SISTEMA GERADOR - SEM ARREDONDAMENTO

TABELA DE CAPACIDADES

* CAPACIDADE * * AVARIADA * * (MW) *	* PROBABILIDADE *	* FREQUENCIA *	* FREQUENCIA CUMULATIVA *	* PERIODO * * (DIAS) *	* PERIODO CUMULATIVO * * (DIAS) *	* TAXAS DE SAIDA * * P/CIMA * P/BAIXO *
00	.65500440	.013435047826	.0000000000	74,432	.000	.000000* .020480*
40	.12197343	.008063725127	.01272282475	124,012	78,555	.046561* .019550*
80	.10034965	.007148709990	.009435238650	139,885	105,986	.051433* .019452*
120	.04020230	.003437113625	.006209920567	290,942	161,033	.066348* .019147*
160	.04150234	.003319994001	.004312336689	301,205	231,893	.060732* .019262*
200	.01011153	.00188257281	.002591192745	841,569	385,923	.099035* .018480*
240	.01586371	.001365570099	.001773662199	721,725	562,853	.067631* .019711*
280	.00723656	.000709405476	.001016469795	1409,631	983,797	.078894* .019132*
320	.00320973	.000396013009	.0005833974633	2525,170	1712,403	.104563* .018316*
360	.00141915	.000189153212	.000308747497	5286,720	3438,893	.114722* .018564*
400	.00096210	.000127938322	.000172284774	7816,266	5804,343	.114191* .018786*
440	.0040374	.000058825079	.000080495059	16999,552	12423,123	.127444* .018258*
480	.0015353	.000025934771	.000036412522	38558,273	27483,035	.150960* .017961*
520	.0006428	.00001144190	.000015993135	87380,583	62526,828	.160351* .017678*
560	.00002741	.000005125255	.000006221698	195112,225	146591,059	.169421* .017537*
600	.00001095	.000002014723	.000002660445	496346,205	375877,031	.183298* .017171*
640	.00003541	.000000748871	.000000990853	1335344,118	1009231,488	.202413* .016879*
680	.00000121	.000000279028	.000000357274	3596760,813	2798972,903	.213178* .016590*
720	.00000039	.000000095204	.000000119354	1050322,493	8376629,355	.227713* .016322*
760	.00000012	.000000031367	.000000036925	31890368,126	27081724,438	.242343* .015978*
800	.00000003	.000000000438	.000000000438	105949756,238	105949756,238	.257594* .015689*

TABELA 2.9 SISTEMA GERADOR - ARREDONDA TABELA

2.5 Arredondamento da Unidade Geradora

Assim como acontece na técnica anterior, podemos saber antecipadamente o número total de estados que terá a tabela de capacidades. Também poderão aparecer estados sem significado físico real, devido ao arredondamento usado. Nesta técnica o primeiro passo é a formação da tabela de capacidades, com todos os estados possíveis, múltiplos do arredondamento. Mas nesta tabela inicial a probabilidade e as taxas de saída de cada estado são nulas, pois não se utilizou nenhuma unidade geradora na formação da tabela.

Esta tabela é formada com a finalidade de se ter os estados já definidos para combiná-los com as unidades geradoras arredondadas. Deste modo, a unidade geradora já arredondada combina com o estado correspondente da tabela. Se a probabilidade do estado for nula, passa a ser a da unidade geradora, do mesmo modo com relação as taxas de saída. Se a probabilidade for diferente de zero, é feita a combinação equivalente a dois estados iguais como definido na técnica anterior.

O procedimento é o seguinte:

Com todos os estados da tabela já definidos procura-se analisar cada unidade geradora. Se a unidade geradora não for múltiplo do valor de arredondamento ela é transformada numa que seja múltiplo para se poder combinar com a tabela.

Seja uma unidade geradora j , com as seguintes características:

Capacidade : C_j .

Probabilidade : A_j .

Taxa de saída para cima: λ_{+j} .

Taxa de saída para baixo : λ_{-j} .

VA = Valor de arredondamento a ser utilizado na tabela (MW).

Esta unidade geradora se situará num dos seguintes casos abaixo.

a) Unidade geradora com capacidade inferior a VA.

$$VA = 50 \text{ MW.}$$

$$C_j = 30 \text{ MW.}$$

Temos dois estados de capacidade avariada, 0 e 50, conforme mostrado na figura 3.

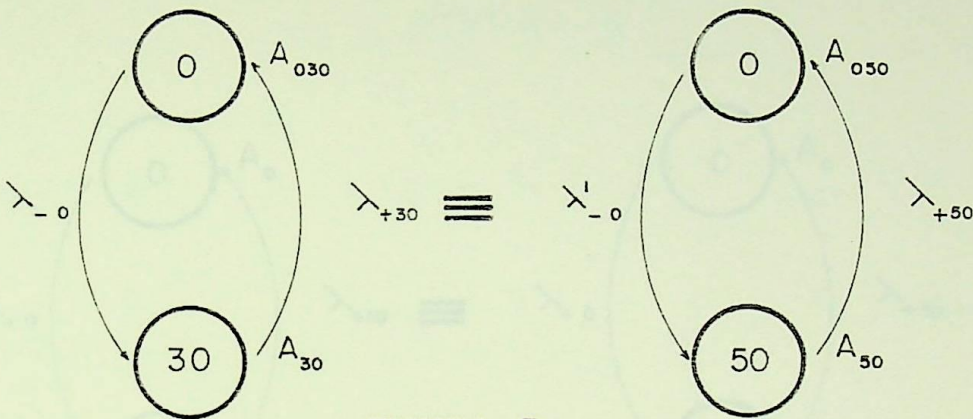


FIGURA-3

$$\lambda_{+0} = 0$$

$$\lambda_{-30} = 0$$

$$A_{050} = A_{030} + k_1 A_{30} \quad (2.14)$$

$$A_{50} = A_{30} k_2 \quad (2.15)$$

$$f_{50} = k_2 f_{30}$$

$$k_2 A_{30} \lambda_{+50} = k_2 A_{30} \lambda_{+30}$$

$$A_{50} = \frac{\lambda'_{-0}}{\lambda'_{-0} + \lambda_{+50}}$$

$$\therefore \lambda'_{-0} = \frac{A_{50} \lambda_{+50}}{1 - A_{50}}$$

$$\lambda_{+0} = 0$$

$$\lambda_{-50} = 0$$

$$k_1 = \frac{VA - C_j}{VA}$$

$$k_2 = \frac{C_j}{VA}$$

$$A_{50} \lambda_{+50} = k_2 A_{30} \lambda_{+30}$$

$$\therefore \lambda_{+50} = \lambda_{+30} \quad (2.16)$$

$$\lambda'_{-0} = \frac{k_2 A_{30} \lambda_{+30}}{1 - k_2 A_{30}} = \frac{k_2 A_{030}}{1 - k_2 A_{30}} \lambda_{-0} \quad (2.17)$$

b) Unidade geradora igual ou múltiplo de VA.

$$VA = 50 \text{ MW.}$$

$$C_j = 50 \text{ MW.}$$

Temos dois estados de capacidade avariada, 0 e 50, conforme figura 4.

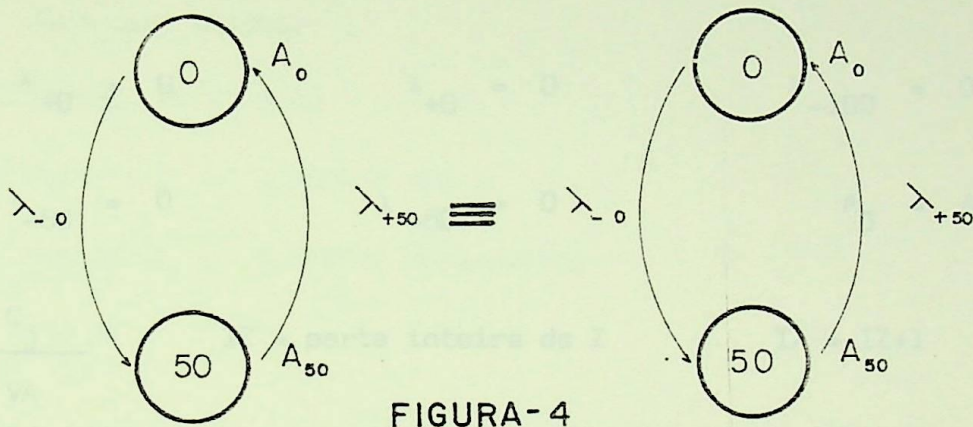


FIGURA-4

$$\lambda_{+0} = 0$$

$$\lambda_{-50} = 0$$

$$A_0 = A_0$$

$$A_{50} = A_{50}$$

c) Unidade geradora com capacidade superior a VA.

$$VA = 50 \text{ MW.}$$

$$C_j = 60 \text{ MW.}$$

Temos três estados de capacidade avariada, 0, 50 e 100, como mostrado na figura 5.

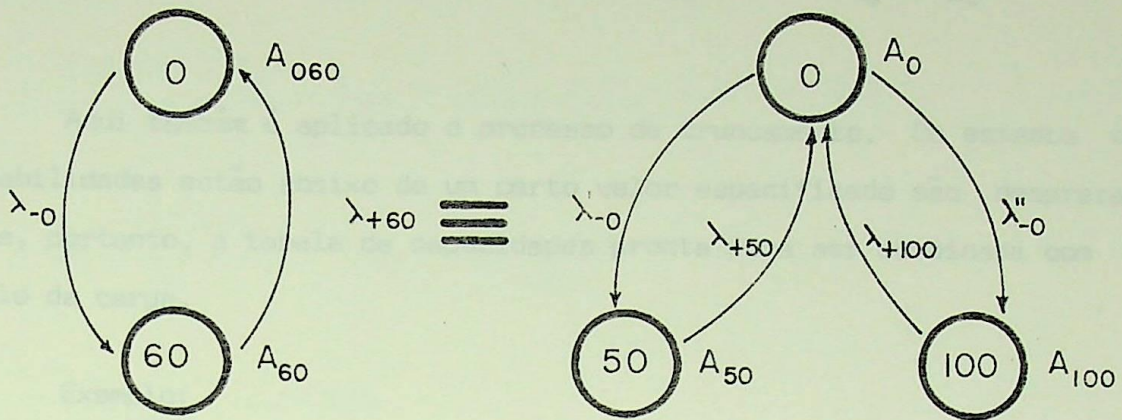


FIGURA-5

$$\lambda_{+0} = 0$$

$$\lambda_{+0} = 0$$

$$\lambda_{-100} = 0$$

$$\lambda_{-60} = 0$$

$$\lambda_{-50} = 0$$

$$A_0 = A_{060}$$

$$Z = \frac{C_j}{VA}$$

IZ = parte inteira de Z

$$IX = IZ + 1$$

$$A_{50} = k_1 A_{60} \quad (2.18)$$

$$k_1 = \frac{(IX \cdot VA) - C_j}{VA}$$

$$A_{100} = k_2 A_{60} \quad (2.19)$$

$$k_2 = \frac{(C_j - IZ \cdot VA)}{VA}$$

$$f_{50} = k_1 f_{60}$$

$$A_{50} \lambda_{+50} = k_1 A_{60} \lambda_{+60}$$

$$k_1 A_{60} \lambda_{+50} = k_1 A_{60} \lambda_{+60}$$

$$\therefore \lambda_{+50} = \lambda_{+60} \quad (2.20)$$

$$f_{100} = k_2 f_{60}$$

$$A_{100} \lambda_{+100} = k_2 A_{60} \lambda_{+60}$$

$$k_2 A_{60} \lambda_{+100} = k_2 A_{60} \lambda_{+60}$$

$$\therefore \lambda_{+100} = \lambda_{+60} \quad (2.21)$$

$$A_0 (\lambda'_{-0} + \lambda''_{-0}) = A_{060} \lambda_{-0} \quad \therefore \lambda_{-0} = (\lambda'_{-0} + \lambda''_{-0}) \quad (2.22)$$

Aqui também é aplicado o processo de truncamento. Os estados cujas probabilidades estão abaixo de um certo valor especificado são desprezados. Temos, portanto, a tabela de capacidades pronta para ser combinada com o modelo da carga.

Exemplo:

Para o mesmo sistema utilizado no exemplo anterior temos:

Para cada unidade:

Probabilidade: $A = 0,98$

Taxa de falha: $\lambda = 0,000932$ f/dia

Taxa de reparo: $\mu = 0,045662$ reparos/dia

VA = 40,0 MW

Para a primeira unidade:

Tabela 2.10

CAPACIDADE AVARIADA	PROBABILIDADE	λ_+	λ_-
0	0,98	0	0,000932
250	0,02	0,045662	0

Esta unidade se encaixa no caso "c", mostrado na técnica de arredondar a unidade geradora.

$$A_0 = 0,98$$

$$Z = \frac{C_j}{VA} = \frac{250}{40} = 6,25 \quad \therefore \quad IZ = 6$$

$$IX = IZ + 1 = 7$$

$$A_{240} = \frac{(IX \cdot VA) - C_j}{VA} \times A_{250} = \frac{280 - 250}{40} \times 0,02 = 0,015$$

$$A_{280} = \frac{C_j - (IZ \cdot VA)}{VA} \times A_{250} = \frac{250 - 240}{40} \times 0,02 = 0,005$$

$$\lambda_{+240} = \lambda_{+280} = 0,045662$$

$$\lambda_{-240} = 0 \qquad \lambda_{-280} = 0$$

Resulta em:

Tabela 2.11

CAPACIDADE AVARIADA	PROBABILIDADE	λ_+	λ_-
0	0,98	0	0,000932
240	0,015	0,045662	0
280	0,005	0,045662	0

Combinando com a segunda unidade:

Capacidade = 150 MW

Tabela 2.12

CAPACIDADE AVARIADA	PROBABILIDADE	λ_+	λ_-
0	0,98	0	0,000932
150	0,02	0,045662	0

$$A_0 = 0,98 \qquad Z = \frac{C_j}{VA} = \frac{150}{40} = 3,75 \quad \therefore IZ = 3$$

$$IX = 3+1 = 4$$

$$A_{120} = \frac{(IX.VA) - C_j}{VA} \times A_{150} = \frac{160 - 150}{40} \times 0,02 = 0,0050$$

$$A_{160} = \frac{C_j - (IZ.VA)}{VA} \times A_{150} = \frac{150 - 120}{40} \times 0,02 = 0,0150$$

$$\lambda_{+120} = \lambda_{+160} = 0,045662$$

$$\lambda_{-120} = 0 \quad \lambda_{-160} = 0$$

Esta unidade arredondada resulta em:

Tabela 2.13

CAPACIDADE AVARIADA	PROBABILIDADE	λ_+	λ_-
0	0,98	0	0,000932
120	0,0050	0,045662	0
160	0,0150	0,045662	0

A combinação desta unidade arredondada, tabela 2.13 com a tabela 2.11 resulta a tabela 2.14.

Tabela 2.14

CAPACIDADE AVARIADA (MW)	PROBABILIDADE	$\lambda +$	$\lambda -$
$0 + 0 = 0$	$0,98 \times 0,98$	$0 + 0$	$0,000932 + 0,000932$
$240 + 0 = 240$	$0,015 \times 0,98$	$0,045662 + 0$	$0 + 0,000932$
$280 + 0 = 280$	$0,005 \times 0,98$	$0,045662 + 0$	$0 + 0,000932$
$0 + 120 = 120$	$0,98 \times 0,005$	$0 + 0,045662$	$0,000932 + 0$
$240 + 120 = 360$	$0,015 \times 0,005$	$0,045662 + 0,045662$	$0 + 0$
$280 + 120 = 400$	$0,005 \times 0,005$	$0,045662 + 0,045662$	$0 + 0$
$0 + 160 = 160$	$0,98 \times 0,015$	$0 + 0,045662$	$0,000932 + 0$
$240 + 160 = 400$	$0,015 \times 0,015$	$0,045662 + 0,045662$	$0 + 0$
$280 + 160 = 440$	$0,005 \times 0,015$	$0,045662 + 0,045662$	$0 + 0$

Combinação de duas unidades geradoras com o modelo já arredondado.

Então teremos a seguinte tabela após a combinação da segunda unidade:

Tabela 2.15

CAPACIDADE AVARIADA	PROBABILIDADE	λ_+	λ_-
0	0,9604	0	0,001864
120	0,0049	0,045662	0,000932
160	0,0147	0,045662	0,000932
240	0,0147	0,045662	0,000932
280	0,0049	0,045662	0,000932
360	0,000075	0,091324	0
400	0,00025	0,091324	0
440	0,000075	0,091324	0

E assim se combinam as 22 unidades resultando a tabela final, que é mostrada na tabela 2.16.

2.6 Remoção de um Gerador da Tabela de Capacidades

Nos dois casos estudados anteriormente foi mostrado como se constrói a tabela de capacidades do sistema gerador, paulatinamente, adicionando uma a uma cada unidade geradora até termos a tabela final. Nesta seção vamos mostrar que também podemos retirar uma máquina, arredondada ou não, da tabela final de Capacidades do Sistema Gerador (11). Isto facilita sobremaneira no caso de se querer retirar uma máquina para manutenção, pois não é necessário fazer desde o início uma nova tabela de Capacidades, como se fosse um novo sistema gerador. As fórmulas que vão ser apresentadas a seguir permitem que se faça uma única varredura na tabela original e no final temos uma nova tabela de capacidades para a situação que se quer estudar. Estas fórmulas são válidas para a tabela real sem ser arredondada e para a técnica de arredondar o gerador.

TABELA DE CAPACIDADES

* CAPACIDADE *	* PROBABILIDADE *	* FREQUENCIA *	* FREQUENCIA *	* PERIODO *	* PERIODO *	* TAXAS DE SAIDA *
* AVALIADA *	* *	* *	* CUMULATIVA *	* (DIAS) *	* CUMULATIVO *	* P/CINH * P/BAIXO *
* (MW) *	* *	* *	* *	* *	* (DIAS) *	* *
.00	.65600440	.012752539349	.000000000000	78.416	.000	.000000*
40.00	.12197343	.007926293271	.012570821993	126.162	79.549	.045662*
80.00	.10084965	.006969880705	.00957998812	143.474	106.861	.050408*
120.00	.04020230	.003380896747	.006160622967	295.780	162.732	.065340*
160.00	.04150284	.003243449870	.004207659937	302.314	233.217	.059704*
200.00	.01011153	.001175918084	.002575502400	850.399	368.274	.098048*
240.00	.01586371	.00135368871	.001768525588	737.807	565.421	.066599*
260.00	.00723696	.000697504620	.001019555930	1433.682	939.163	.077882*
320.00	.00320973	.000390876922	.00052103629	2558.350	1720.567	.103552*
360.00	.00141915	.000187028303	.000307333864	5346.784	3253.790	.113711*
400.00	.00096210	.000126305948	.000171617005	7917.284	5826.928	.113170*
440.00	.00040374	.000058196612	.000030160529	17182.540	12474.968	.126434*
480.00	.00015353	.000025712290	.000036266601	38891.907	27573.427	.149953*
520.00	.00006428	.000011351025	.000015934024	88097.772	62758.786	.159341*
560.00	.00002741	.000005084796	.000006799269	196664.737	147074.633	.168410*
600.00	.00001005	.00000200550	.000002652940	499862.416	376940.365	.182292*
640.00	.00000341	.00000074328	.000000983997	1343493.375	1010717.049	.201410*
680.00	.00000121	.000000276398	.000000358115	3617976.943	2792396.748	.212173*
720.00	.00000039	.000000094730	.000000121036	10556305.619	8261992.809	.226713*
750.00	.00000012	.000000031251	.000000038816	31999031.391	25762435.427	.241336*
800.00	.00000004	.000000009705	.000000011385	102035591.576	87835644.169	.257473*
840.00	.00000001	.000000002778	.000000002773	359951147.502	359951147.502	.273607*

TABELA 2.16 SISTEMA GERADOR - ARREDONDA GERADOR

$$A'(X) = (A(X) - \sum_{i=2}^3 R) / A_1 \quad (2.23)$$

$$\lambda'_+(X) = (A(X) \lambda_+(X) - \sum_{i=2}^3 R(\lambda'_+(X - C_i) + \lambda_+(C_i))) / D \quad (2.24)$$

$$\lambda'_-(X) = (A(X) \lambda_-(X) - (\sum_{i=2}^3 R(\lambda'_-(X - C_i) + \lambda_-(C_i))) - D \lambda_-(0)) / D \quad (2.25)$$

onde:

$$R = A'(X - C_i) A_i \quad e \quad D = A'(X) A_1$$

$A(X)$ = Probabilidade do estado de X MW da tabela de Capacidade avariada original.

$A'(X)$ = Novo valor de probabilidade do estado de X MW da tabela de capacidade avariada com o gerador já removido.

$A'(X - C) = 0$ $\lambda'_+(X - C) = 0$ $\lambda'_-(X - C) = 0$ se X for menor que a capacidade do gerador que se está removendo.

A_i , $i = 1, 2, 3$ = Probabilidade do estado i do gerador que se está removendo da tabela.

C_i , $i = 2, 3$ = estado individual de capacidade do gerador que se está removendo da tabela.

O gerador que se está removendo pode ter 2 ou 3 estados. Pode ser menor, igual ou maior que o valor do arredondamento. Para o caso mais completo que é quando o gerador é maior do que o valor do arredondamento vamos mostrar um exemplo:

$$VA = 50 \text{ MW} \quad CG = 60 \text{ MW} \quad A = 0,98 \quad \lambda = 0,01 \quad \mu = 0,49$$

Isto corresponde a:

$$C_1 = 0 \text{ MW} \quad A_1 = 0,98 \quad \lambda_+(0) = 0 \quad \lambda_-(0) = 0,01$$

$$C_2 = 50 \text{ MW} \quad A_2 = 0,016 \quad \lambda_+(C_2) = 0,049 \quad \lambda_-(C_2) = 0$$

$$C_3 = 100 \text{ MW} \quad A_3 = 0,004 \quad \lambda_+(C_3) = 0,049 \quad \lambda_-(C_3) = 0$$

Para o caso de se remover o gerador da tabela real sem ser arredondada, e para a situação do gerador ser menor ou igual ao valor do arredondamento, $i = 2$ nas fórmulas acima.

As duas técnicas de arredondamento, mostradas anteriormente, produzem resultados semelhantes. Resultados comparativos entre os dois métodos serão mostrados no Capítulo 6.

3.1 Introdução

O modelo de sistema gerador desenvolvido no capítulo anterior, ao ser submetido com a carga vai fornecer os índices de confiabilidade do sistema. Duas representações de modelo de carga serão utilizadas neste capítulo. Uma representa a carga como um modelo carga - frequência (11), (estado de carga aleatório) e a outra representa a carga com fator de exposição (10,11,31) e varia através dos estados de carga (estado de carga latente).

O resultado da combinação sistema gerador carga, com os dois modelos citados, resulta na tabela de dependência de reserva ou tabela de cargas. Esta tabela de cargas é que vai fornecer os índices de confiabilidade do sistema.

O fluxo de energia não varia pelo sistema e é feito através da tabela de cargas, considerando-se apenas as variáveis de cargas repetidas.

CAPÍTULO 3

ANÁLISE DA CARGA NO MÉTODO DA FREQUÊNCIA E DURAÇÃO

3.1 Modelo Carga e Fator de Exposição

O modelo de carga (10,11,31) é representado nos 24 estados, isto quer dizer que a carga tem um nível de carga alta e um nível de carga baixa. O nível de carga alta pode assumir diversos valores, mas a carga baixa, no período considerado assume um só valor.

O modelo leva em conta as amplitudes dos picos de carga, duração, diário, mensal, qualquer que seja o período desejado, é representado por um processo estocástico relacionado a aleatório.

3.1 Introdução

O modelo do sistema gerador desenvolvido no capítulo anterior, ao ser combinado com a carga vai fornecer os índices de confiabilidade do sistema. Duas representações de modelo de carga serão abordadas neste capítulo. Uma representa a carga como um modelo carga - frequência (11), (estado de carga cumulativo) e a outra representa a carga com fator de exposição (10,11,31) e pelo mínimo dois estados de carga (estado de carga individual).

O resultado da combinação sistema gerador carga, com ou sem transmissão, resulta na tabela de capacidade de reserva ou tabela de margem. Esta tabela de margem é que vai fornecer os índices de confiabilidade do sistema.

O cálculo da energia não suprida pelo sistema é feito através da tabela de margem, considerando-se somente os estados de margem negativa.

3.2 Modelo Carga - Fator de Exposição

O modelo da carga (10,11,31) é representado com, no mínimo, dois estados. Isto quer dizer que a carga tem um nível de carga alta e um nível de carga baixa. O nível de carga alta pode assumir diversos valores, mas a carga baixa, no período considerado assume só um valor.

O modelo leva em conta que a seqüência dos picos de carga, horários, diários, mensal, qualquer que seja o período desejado, é representada por um processo estatisticamente estacionário e aleatório.

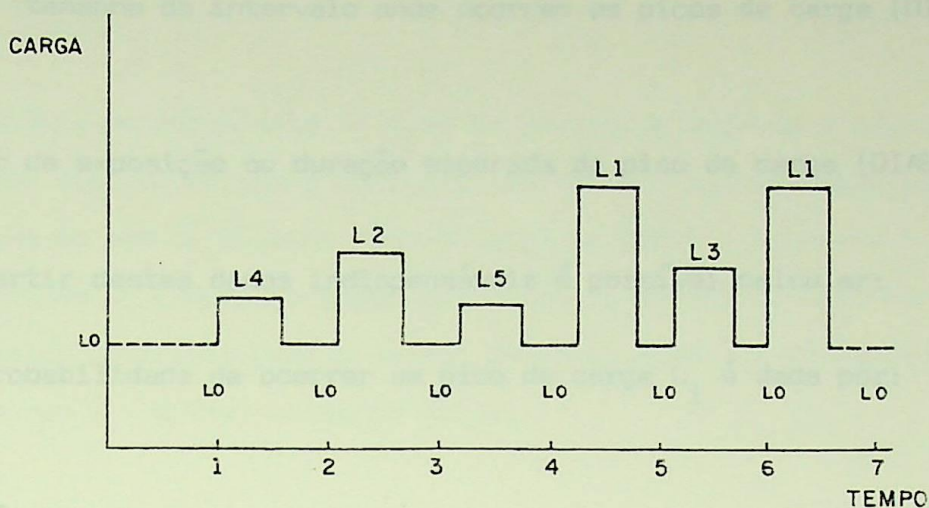


FIGURA-6

Como mostrado na figura 6, podemos ver que a seqüência de picos de carga é aleatória. O tempo pode ser dias, meses, etc... O ciclo da carga neste período é representado por uma seqüência de picos de carga L_i , onde cada L_i tem duração média de "e" dias (10,11,31). O fator de exposição "e" é sempre menor do que um dia, é a porcentagem do dia em que ocorre a carga alta. O nível de carga baixa L_0 , aparece em intervalos de $(1-e)$ dias, ou seja, a cada pico de carga temos um nível de carga leve.

Mudanças de estado de carga acontecem independentemente de alterações no estado de geração. As cargas diárias são representadas por um número fixo de níveis de carga, sendo a distribuição do tempo de residência num certo estado de carga, exponencial.

Os parâmetros necessários para este modelo de carga são:

N = Número de níveis de carga.

L_i = Estados de níveis de carga, MW.

n_i = Número de ocorrências de L_i .

$D = \sum_{i=1}^N n_i$ tamanho do intervalo onde ocorrem os picos de carga (DIAS).

e - Fator de exposição ou duração esperada do pico de carga (DIAS). $e < 1$

A partir destes dados indispensáveis é possível calcular:

A probabilidade de ocorrer um pico de carga L_i é dada por:

$$A_i = \frac{n_i e}{D}$$

$$f_i = \frac{n_i}{D} \quad \text{frequência de ocorrência de um estado de carga } L_i.$$

$$\lambda_{+L_i} = 0 \quad \text{taxa de transição para um estado de carga maior.}$$

$$\lambda_{-L_i} = \frac{1}{e} \quad \text{taxa de transição para um estado de carga baixa.}$$

A probabilidade de ocorrer um nível de carga baixa L_0 é dada por:

$$A_0 = 1 - e$$

$$\lambda_{+L_0} = \frac{1}{1 - e} \quad \text{taxa de transição do estado de carga baixa para um de carga alta.}$$

$$\lambda_{-L_0} = 0 \quad \text{taxa de transição do estado de carga baixa para outro de carga menor.}$$

$$f_0 = 1 \quad \text{frequência de ocorrer um estado de carga baixa.}$$

Vamos considerar dois casos práticos onde podemos reduzir o modelo da carga para dois estados.

a) Carga Semanal

Considera-se carga alta os dias da semana de segunda a sexta-feira e carga baixa os dias de sábado e domingo. A figura 7 representa a semana de demanda máxima do mês de maio de 1983 do sistema Norte - Nordeste Brasileiro. Conforme mostrado na Figura, a média dos picos de carga, de segunda a sexta-feira é um valor aceitável para o estado de carga alta. A média da carga de sábado e domingo é o estado de carga baixa.

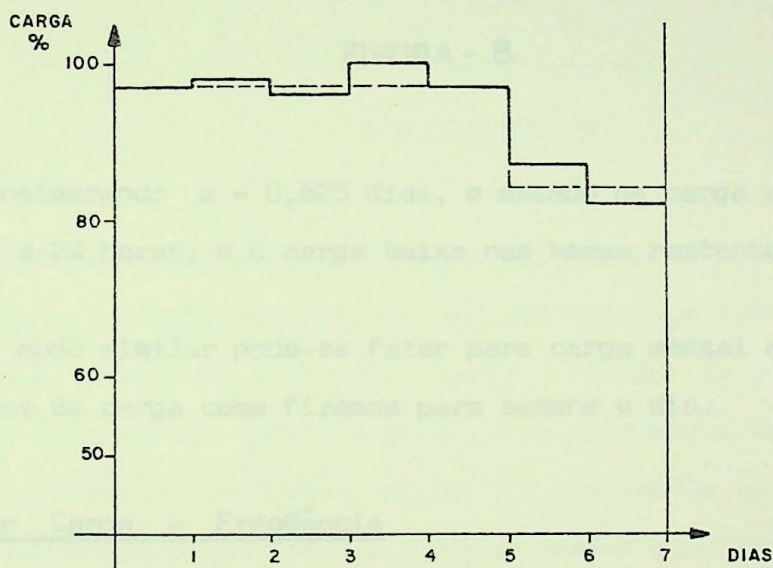


FIGURA - 7

b) Carga Diária

Na figura 8 que representa a curva de carga de uma terça-feira, do mês de setembro de 1983, do Sistema Porto Velho (RO), podemos reduzir a carga horária deste dia para dois estados de carga, alta e baixa.

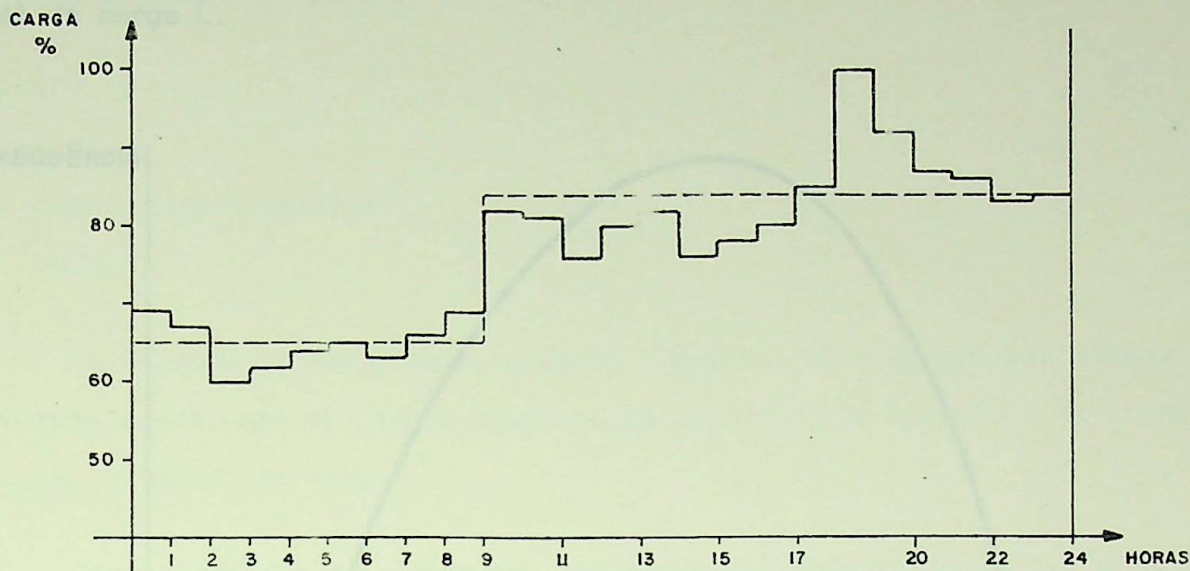


FIGURA - 8

Considerando $e = 0,625$ dias, o estado de carga alta ocorre no intervalo de 10 a 24 horas, e a carga baixa nas horas restantes.

De modo similar pode-se fazer para carga mensal a aproximação de dois estados de carga como fizemos para semana e dia.

3.3 Modelo Carga - Frequência

Neste modelo carga - frequência (11), a carga do sistema pode ser descrita de maneira que não requeira o fator de exposição ou o nível de carga baixa, usados no modelo anterior. Existem duas condições para um certo nível de carga qualquer:

Estado 1: Carga $\geq L$

Estado 2: Carga $< L$

A probabilidade da carga ser igual ou maior que o nível de carga L é obtida da carga horária ou diretamente da curva de duração de carga. A frequência associada com os dois estados é obtida calculando-se a transição de um estado para o outro e dividindo pelo período de carga. Uma curva caracte

rística carga-freqüência, mostrada na Figura 9, é obtida variando o valor do nível de carga L .

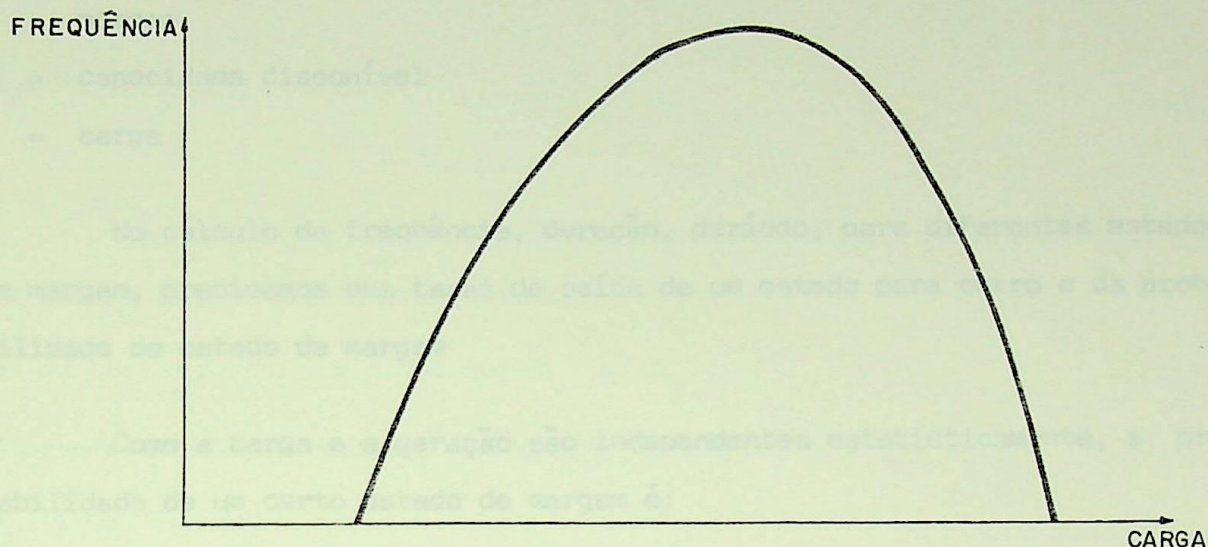


FIGURA- 9

A freqüência é zero para cargas menores e maiores que o valor mínimo e valor máximo, respectivamente, no período de carga considerado. O estado de capacidade individual e o modelo carga - freqüência que representa o estado de carga cumulativo, expresso pela curva de duração de carga e pela característica carga - freqüência, podem ser combinados para produzir probabilidades e freqüências cumulativas para determinados estados de margem. Mas o primeiro estado de margem negativa não pode ser definido como no caso para o modelo carga - fator de exposição. É usual neste caso considerar o estado de margem zero como a situação de perda de carga.

3.4 Capacidade de Reserva

Capacidade de reserva é o resultado da combinação da capacidade disponível do sistema com a carga. Se a transmissão for 100% confiável, a combinação é feita diretamente entre a tabela do sistema gerador e a carga. Quando se leva em conta os efeitos do sistema de transmissão, o que se combina é a tabela do sistema gerador transportada pela linha com a carga. Vamos definir margem como capacidade de reserva. O estado de margem é a diferença

entre a capacidade disponível e a carga.

$$M = C - L \quad (3.1)$$

M = margem

C = capacidade disponível

L = carga

No cálculo da freqüência, duração, período, para diferentes estados de margem, precisamos das taxas de saída de um estado para outro e da probabilidade do estado de margem

Como a carga e a geração são independentes estatisticamente, a probabilidade de um certo estado de margem é:

$$A_M = A_C \cdot A_L \quad (3.2)$$

Para se obter as taxas de saída do estado de margem, necessitamos das taxas de saída dos estados de capacidade disponível e dos estados de carga.

A taxa de saída para um estado de margem maior λ_{+M} é dada pela soma da taxa de saída de um estado de capacidade para outro de maior capacidade λ_{+C} com a taxa de saída de um estado de carga para outro de menor carga λ_{-L} .

$$\lambda_{+M} = \lambda_{+C} + \lambda_{-L} \quad (3.3)$$

A taxa de saída para um estado de margem menor λ_{-M} é dada pela soma da taxa de saída de um estado de capacidade para outro de menor capacidade λ_{-C} com a taxa de saída de um estado de carga para outro de carga maior λ_{+L} .

$$\lambda_{-M} = \lambda_{-C} + \lambda_{+L} \quad (3.4)$$

A freqüência de ocorrência de um estado de margem é dada por:

$$f_M = A_M (\lambda_{+M} + \lambda_{-M}). \quad (3.5)$$

A duração do estado de margem é dada por:

$$d_M = \frac{A_M}{f_M} \quad (3.6)$$

Os estados de margem idênticos são combinados, assim como foi feito para capacidades idênticas, da seguinte forma:

Sejam dois estados i e j tal que $M_i = M_j$.

O estado K resultante desta combinação é:

$$M_K = M_i = M_j$$

$$A_K = A_i + A_j$$

$$f_K = f_i + f_j$$

Para " n " estados idênticos de margem:

$$A_K = \sum_{j=1}^n A_j \quad (3.7)$$

$$f_K = \sum_{j=1}^n f_j \quad (3.8) \quad \lambda_{-K} = \frac{\sum_{j=1}^n A_j \lambda_{+j}}{A_K} \quad (3.9)$$

Ao se calcular as tabelas de capacidade no modelo do sistema gerador comentou-se que é altamente desejável termos tabelas cumulativas. Do mesmo modo temos grande interesse na formação da tabela de probabilidades, frequências e duração para estados de margem cumulativa.

A probabilidade de margem cumulativa pode ser calculada da seguinte forma:

$$A'_n = A'_{n+1} + A_n \quad (3.10)$$

A'_n = probabilidade cumulativa do estado n.

A_n = probabilidade do estado n.

A freqüência cumulativa é:

$$f'_n = f'_{n+1} + A_n (\lambda_{+n} - \lambda_{-n}) \quad (3.11)$$

f'_n = freqüência cumulativa do estado n.

A duração cumulativa é dada por:

$$d' = \frac{A'_n}{f'_n} \quad (3.12)$$

O período cumulativo T' é o inverso da freqüência cumulativa.

$$T' = \frac{1}{f'_n} \quad (3.13)$$

Com estas fórmulas podemos construir a tabela de margem cumulativa.

Designando "M" como um estado qualquer de margem cumulativa temos:

Tabela 3.1

Margem Cumulativa	Probabilidade Cumulativa	Freqüência Cumulativa	Período Cumulativo	Duração Cumulativa
M	A'_M	f'_M	T'_M	d'_M

A condição de déficit de energia para o sistema é dada pelos estados de margem cumulativa negativos. O primeiro estado de margem negativa na tabe

la cumulativa nos dá os índices de confiabilidade para o sistema, frequência, probabilidade, período, duração, pois margem negativa indica que a geração é menor que a carga.

3.5 Cálculo da Energia não Suprida (ENS)

Como vimos na seção anterior, a reserva ou margem é a diferença entre a capacidade disponível e a carga.

$$M = C - L$$

$$A_M = A_C A_L$$

A energia não suprida pelo sistema é calculada considerando somente os estados de reserva negativa, (déficit) pois isto significa que o sistema não consegue suprir a carga.

$$ENS = \sum_i f_j |M_j| d_j \quad (3.14)$$

$$f_j = \text{dia}^{-1}$$

$$d_j = \text{horas}$$

Onde:

f_j = frequência de ocorrer determinado estado de déficit M_j .

d_j = duração do estado de déficit M_j .

A_j = probabilidade do estado de déficit M_j .

i = todos os estados de déficit.

$$\text{Duração} = d_j = \frac{\text{Probabilidade}}{\text{Frequência}} = \frac{A_j}{f_j}$$

$$d_j = \frac{A_j}{f_j} \times 24 = \text{duração em horas pois } f = \text{dia}^{-1}.$$

$$\text{ENS} = \frac{1}{\text{dia}} \times \text{MW} \times \text{hora} = \frac{\text{MW} \times \text{hora} \times 365}{\text{ano}}$$

$$\text{ENS} = \sum_i f_j |M_j| d_j \times 365 \text{ MW} \times \text{hs/ano}$$

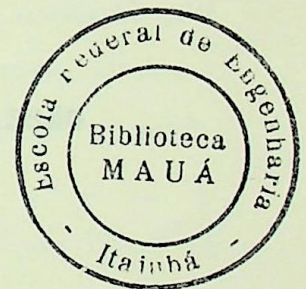
$$\text{ENS} = \sum_i f_j |M_j| \times \frac{A_j}{f_j} \times 24 \times 365 \text{ MW} \times \text{hs/ano}$$

$$\text{ENS} = \sum_i A_j \times |M_j| \times 8760 \text{ MW} \times \text{hs/ano}.$$

CAPÍTULO 4

MÓDULO DE TRANSMISSÃO:

INCLUIÇÃO DE UM MÓDULO SIMPLES DE TRANSMISSÃO



4.1. Introdução

A transmissão foi modelada de maneira simples, utilizando-se um modelo de estado e considerando-se o uso de estados sucessivos e transições. Desta maneira, foram-se avaliar a distribuição de estados com os parâmetros lineares em termos de cargas, por meio de transições sucessivas e de grande capacidade geradora quando o estado de carga de transmissão for considerado. Assim, é possível de obter resultados, através de análise estatística, para qualquer sistema de transmissão com um número de estados finito.

O modelo permite que se considere as partes ativas do sistema de transmissão. Estes dados são calculados de maneira aproximada, através de um fluxo de carga D. C.

CAPÍTULO 4

MODELO DA TRANSMISSÃO :

INCLUSÃO DE UM MODELO SIMPLES DE TRANSMISSÃO

Um modelo de transmissão simples é gerado através de uma tabela de transições para um determinado sistema de transmissão, com o objetivo de avaliar a distribuição de estados de carga de transmissão. A transmissão vai "transportar" esta tabela até o ponto de carga, levando em consideração todas as configurações possíveis de transmissão, com as correspondentes probabilidades de ocorrência e taxa de saída. Em relação à transmissão, têm-se duas possibilidades.

4.2. Duas linhas são ligadas por uma única linha de transmissão

Quando isto ocorre, significa que somente dois estados possíveis, ou seja, a linha funciona ou está averiada. Ao se combinar com a geração têm-se as seguintes possibilidades:

Quando a transmissão está averiada, a taxa de saída para cima, para tanto de combinação é igual à taxa de saída para cima, da linha. De modo contrário, quando a transmissão está funcionando, a taxa de saída para cima, para tanto de combinação é igual à taxa de saída para cima, da linha.

4.1 Introdução

A transmissão foi modelada de maneira simples, utilizando-se um modelo radial e evitando-se o uso de modelos pesados e trabalhosos. Desta maneira, pode-se avaliar o desempenho de um sistema com centrais geradoras ligadas aos centros de cargas, por linhas de transmissão radiais e de grande capacidade permitindo adaptar o modelo se estas linhas de transmissão forem em corrente contínua. Rapidamente, é possível se obter resultados, através do modelo utilizado, para grandes centrais geradoras ligadas a grandes centros de carga num sistema de transmissão radial.

O modelo permite que se considere as perdas ativas do sistema de transmissão. Estas perdas são calculadas de maneira aproximada, através de um fluxo de carga D. C.

No cálculo do modelo probabilístico do sistema gerador obtém-se uma tabela de capacidades onde temos: capacidade disponível ou avariada, respectivas probabilidades de ocorrência, frequência, período e taxas de saída para cima e para baixo. A transmissão vai "transportar" esta tabela até o ponto da carga, levando em consideração todas as configurações possíveis da transmissão, com as correspondentes probabilidades de ocorrência e taxas e saída. Com relação à transmissão, têm-se duas possibilidades.

4.2 Duas Barras são ligadas por uma única Linha de Transmissão

Quando isto ocorre, significa que somente dois estados aparecem, ou seja, a linha funciona ou está avariada. Ao se combinar com a geração têm-se os seguintes resultados:

Quando a transmissão está avariada, a taxa de saída para cima, resultante da combinação é igual a taxa de saída para cima, da linha. De modo idêntico quando a capacidade disponível é inferior à potência da linha, a taxa de saída para cima, resultante da combinação é igual à taxa de saída

para cima, da geração.

Como exemplo, considere o sistema abaixo:

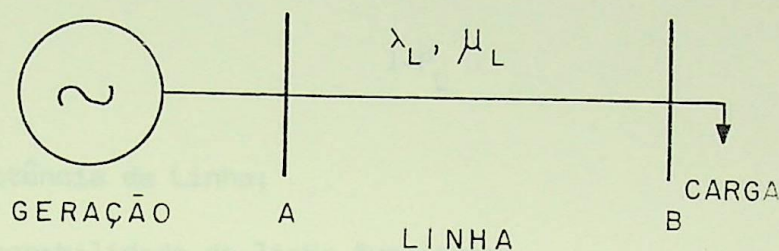


FIGURA-10

Neste exemplo, o sistema gerador é representado por diversas máquinas e o sistema de transmissão por uma única linha.

Sistema Gerador:

Capacidade Disponível	Probabilidade	Taxas de Saída	
		p/cima	p/baixo
CD	P_g	λ_{+g}	λ_{-g}

CD = Qualquer estado de capacidade disponível;

P_g = Probabilidade do respectivo estado de capacidade;

λ_{+g} = Taxa de saída para cima do respectivo estado de capacidade;

λ_{-g} = Taxa de saída para baixo do respectivo estado de capacidade.

Sistema de Transmissão:

Capacidade Disponível	Probabilidade	Taxas de Saída	
		p/cima	p/baixo
PLT	P_L	0	λ_L
0	$1-P_L$	μ_L	0

PLT = Potência da Linha;

P_L = Probabilidade da linha funcionar;

λ_L = Taxa de saída para baixo (taxa de falha da linha);

μ_L = Taxa de saída para cima (taxa de reparo da linha).

Da combinação da transmissão com a tabela na barra "A", figura 10, resulta a figura 11.

4.3 Duas Barras são ligadas por mais de uma Linha de Transmissão

Quando isto ocorre, temos diversos estados de capacidade, resultantes da combinação dos "n" circuitos existentes entre as duas barras, produzindo uma tabela de capacidades do sistema de transmissão. Esta tabela se faz de maneira análoga à feita para o sistema gerador.

Como exemplo considere duas barras e os circuitos L_1 , L_2 e L_3 .

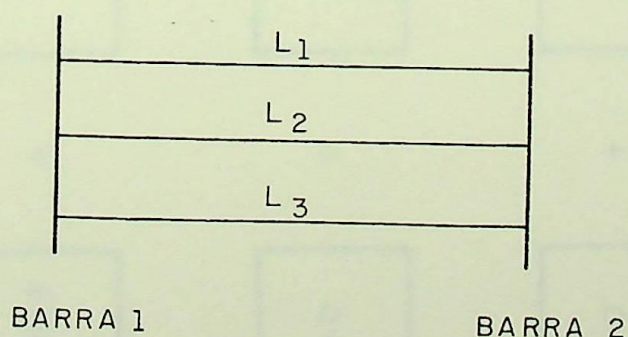


FIGURA-12

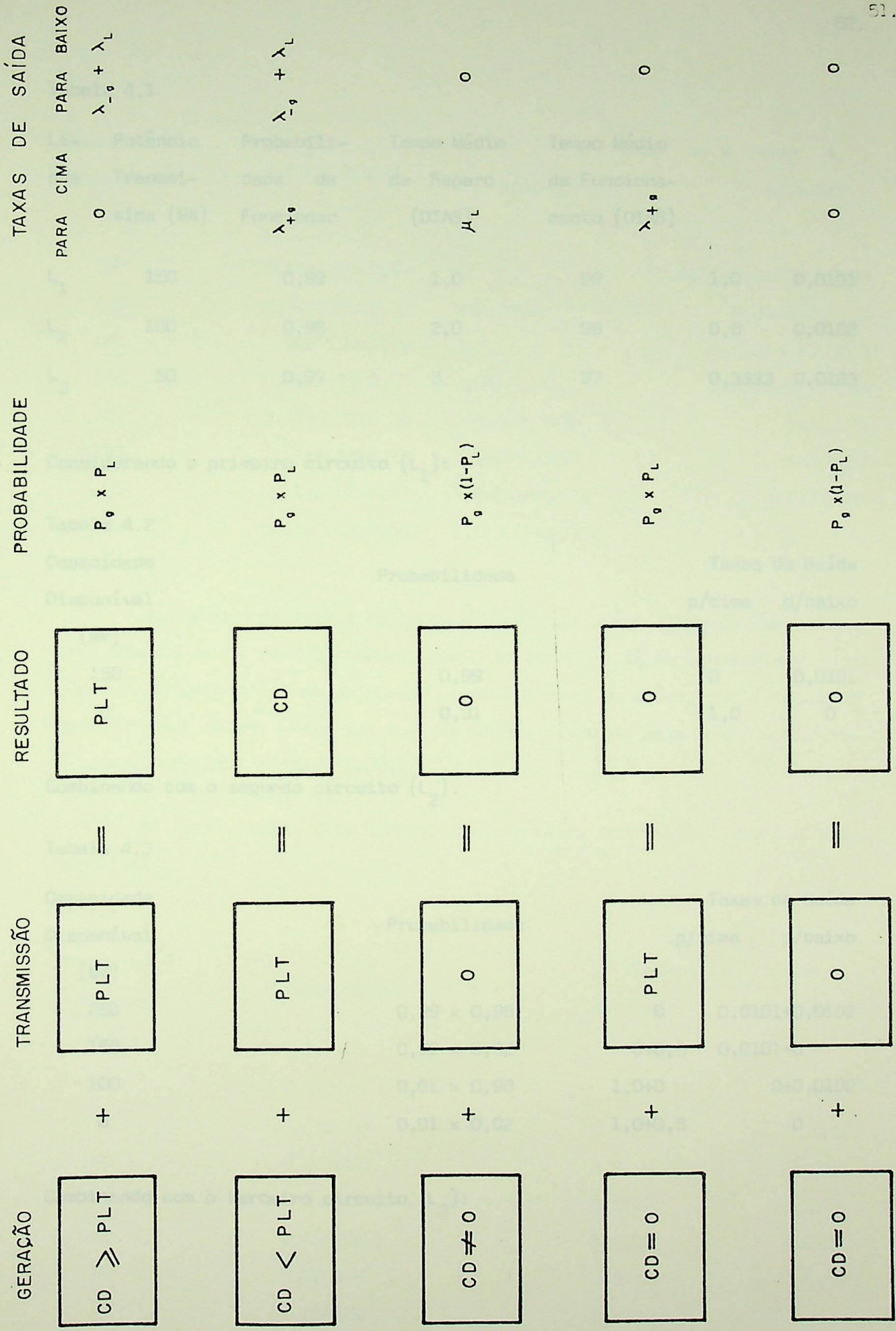


FIGURA - II

Tabela 4.1

Li- nha	Potência Transmi- tida (MW)	Probabili- dade de Funcionar	Tempo Médio de Reparo (DIAS)	Tempo Médio de Funciona- mento (DIAS)	μ	λ
L_1	150	0,99	1,0	99	1,0	0,0101
L_2	100	0,98	2,0	98	0,5	0,0102
L_3	50	0,97	3	97	0,3333	0,0103

Considerando o primeiro circuito (L_1):

Tabela 4.2

Capacidade Disponível (MW)	Probabilidade	Taxas de Saída	
		p/cima	p/baixo
150	0,99	0	0,0101
0	0,01	1,0	0

Combinando com o segundo circuito (L_2):

Tabela 4.3

Capacidade Disponível (MW)	Probabilidade	Taxas de Saída	
		p/cima	p/baixo
250	$0,99 \times 0,98$	0	$0,0101+0,0102$
150	$0,99 \times 0,02$	$0+0,5$	$0,0101+0$
100	$0,01 \times 0,98$	$1,0+0$	$0+0,0102$
0	$0,01 \times 0,02$	$1,0+0,5$	0

Combinando com o terceiro circuito (L_3):

Tabela 4.4

Capacidade Disponível (MW)	Probabilidade	Taxas de Saída	
		p/cima	p/baixo
300	0,99x0,98x0,97	0	0,0101+0,0102+0,0103
250	0,99x0,98x0,03	0+0,3333	0,0101+0,0102
200	0,99x0,02x0,97	0+0,5	0,0101+0+0,0103
150	0,01x0,98x0,97	1,0+0	0,0102+0+0,0103
150	0,99x0,02x0,03	0+0,5+0,3333	0+0,0101
100	0,01x0,98x0,03	1,0+0+0,3333	0+0,0102
50	0,01x0,02x0,97	1,0+0,5+0	0+0+0,0103
0	0,01x0,02x0,03	1,0+0,5+0,3333	0

Do mesmo modo como é feito na geração, os estados iguais são combinados, somando-se as probabilidades, sendo as taxas de saída o resultado da soma, da probabilidade de um estado vezes sua taxa de saída, com a probabilidade de outro estado vezes sua taxa de saída, dividido pela soma das probabilidades dos dois estados iguais.

No final, temos esta tabela, resultante da combinação dos três circuitos.

Tabela 4.5

Capacidade Disponível (MW)	Probabilidade	Taxas de Saída	
		p/cima	p/baixo
300	0,941094	0	0,0306
250	0,029106	0,3333	0,0203
200	0,019206	0,5	0,0204
150	0,010100	0,9902	0,0199
100	0,000294	1,3333	0,0102
50	0,000194	1,5	0,0103
0	0,000006	1,8333	0

A combinação entre as tabelas do sistema gerador e da transmissão é feita da maneira descrita a seguir:

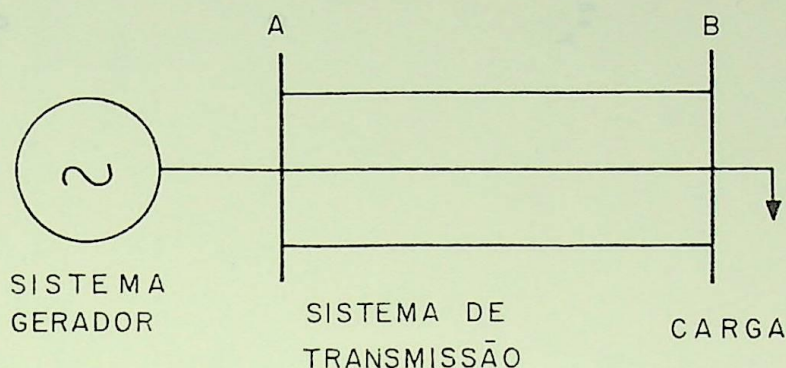


FIGURA-13

Sendo:

CDL = Capacidade disponível do sistema de transmissão;

P_T = Probabilidade do respectivo estado de capacidade disponível do sistema de transmissão;

λ_{+T} = Taxa de reparo do respectivo estado de capacidade disponível do sistema de transmissão;

λ_{-T} = Taxa de falha do respectivo estado de capacidade disponível do sistema de transmissão.

Primeiro combina-se o máximo da transmissão, ou seja, o estado de maior capacidade da tabela da transmissão com todos os estados da tabela de capacidade da barra "A". O resultado está na figura 14.

Depois combina-se o mínimo da transmissão, ou seja, o estado de menor capacidade da tabela da transmissão com todos os estados da tabela de capacidade da barra "A". Este estado geralmente é zero, só não sendo se a sua respectiva probabilidade for menor do que o valor do truncamento. O resultado está na figura 15.

GERAÇÃO	+	TRANSMISSÃO	=	RESULTADO	PROBABILIDADE	TAXAS DE SAÍDA PARA CIMA PARA BAIXO
$CD > CDL$		CDL	=	CDL	$P_g \times P_T$	0 $\lambda_{-g} + \lambda_{-T}$
$CD = CDL$		CDL	=	CDL	$P_g \times P_T$	0 $\lambda_{-g} + \lambda_{-T}$
$CD < CDL$		CDL	=	CD	$P_g \times P_T$	λ_{+g} $\lambda_{-} + \lambda_{-T}$
$CD = 0$		CDL	=	0	$P_g \times P_T$	λ_{+g} 0

RESULTADO DA COMBINAÇÃO DO MÁXIMO DA TRANSMISSÃO COM A TABELA DE CAPACIDADES DA GERAÇÃO.

GERAÇÃO	+	TRANSMISSÃO	=	RESULTADO	PROBABILIDADE	TAXAS DE SAÍDA
						PARA CIMA
						PARA BAIXO
$CD > 0$	+	0	=	0	$P = P_g \times P_T$	λ_{+T} 0
$CD = 0$	+	0	=	0	$P = P_g \times P_T$	0 0

RESULTADO DA COMBINAÇÃO DO MÍNIMO DA TRANSMISSÃO COM A TABELA DE CAPACIDADES DA GERAÇÃO.

GERAÇÃO	+	TRANSMISSÃO	=	RESULTADO	PROBABILIDADE	TAXAS DE SAÍDA PARA CIMA PARA BAIXO
$CD > CDL$		CDL		CDL	$P_g \times P_L$	λ_{+T} $\lambda_{-g} + \lambda_{-T}$
$CD = CDL$		CDL		CDL	$P_g \times P_L$	0 $\lambda_{-g} + \lambda_{-T}$
$CD < CDL$		CDL		CD	$P_g \times P_L$	λ_{+g} $\lambda_{-g} + \lambda_{-T}$
$CD = 0$		CDL		0	$P_g \times P_L$	λ_{+g} 0

RESULTADO DA COMBINAÇÃO DOS ESTADOS INTERMEDIÁRIOS DA TRANSMISSÃO COM A TABELA DE CAPACIDADES DA GERAÇÃO.

Por último combinam-se os estados intermediários da tabela de capacidade da transmissão com todos os estados da tabela de capacidades da barra "A". O resultado desta combinação está na figura 16.

Na tabela resultante destas combinações os estados de capacidades iguais são combinados e os de probabilidade menor do que o valor de truncamento são desprezados.

Deste modo a tabela de capacidades do sistema gerador é transportada da maneira descrita anteriormente, até o ponto da carga, onde vai se combinar com o modelo da carga, resultando uma tabela de margem que vai fornecer os índices de confiabilidade do sistema.

4.4 Fluxo de Carga D. C.

O Fluxo de Carga D.C. (36) foi introduzido no modelo com o objetivo de fornecer o valor aproximado das perdas ativas do sistema de transmissão de uma maneira simples e objetiva.

Para cada nível de carga é calculada a perda ativa total do sistema. Esta perda é somada ao respectivo nível de carga, para com este novo valor da carga, se calcular os estados de margem.

A metodologia para o fluxo de carga D.C., é a comumente usada, com as seguintes suposições:

- a - Tensões das barras iguais a 1.0 p.u.
- b - Resistências séries dos ramos desprezados.
- c - Elementos "shunt" do sistema são desprezados.
- d - Não se consideram as potências reativas do sistema (geração, consumo, fluxos e perdas).
- e - Ângulos de fase dos ramos (dados pela diferença entre os ângulos de fase dos nós terminais desses ramos) são pequenos.

As equações de fluxo de carga com as tensões na forma polar são:

$$P_i^G - P_i^C - V_i \sum_{k \in K_i} V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) = 0 \quad (4.1)$$

$$Q_i^G - Q_i^C - V_i \sum_{k \in K_i} V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) = 0 \quad (4.2)$$

Onde:

P_i^G e P_i^C = potência ativa gerada e consumida respectivamente na barra i .

Q_i^G e Q_i^C = potência reativa gerada e consumida respectivamente na barra i

V_i = Módulo da tensão na barra i .

θ_{ik} = Ângulo de fase do ramo ik .

$$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$$

G_{ik} e B_{ik} = Condutância série e susceptância série da linha respectivamente.

K_i = Todos os nós k diretamente ligados a i inclusive $k=i$.

De acordo com a suposição "d", a equação 4.2 é desprezada. Pela suposição "a", $V_i = V_k = 1.0$ p.ú. e pela suposição "e", $\sin \theta_{ik} = \theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$.

$$\text{Pela suposição "b", } G_{ik} = \frac{r_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} = 0 \quad (4.3)$$

Sendo:

r_{ik} = Resistência série do ramo ik

x_{ik} = Reatância série do ramo ik

Logo, a equação 4.1 pode ser reescrita como:

$$P_i^G - P_i^C = \sum_k B_{ik} (\theta_i - \theta_k) \quad (4.4)$$

$$B_{ik} = \frac{x_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} = \frac{1}{x_{ik}} \text{ pois } r_{ik} \text{ é desprezada} \quad (4.5)$$

Como $P_i^G - P_i^C = P_i$ vem:

$$P_i = \sum_k \frac{\theta_i - \theta_k}{x_{ik}} \quad (4.6)$$

Podemos escrever 4.4 na forma matricial:

$$\bar{P}_N = \bar{A} \bar{\theta} \quad (4.7)$$

Sendo:

\bar{P}_N = Vetor das potências ativas injetadas nos nós do sistema.

$\bar{\theta}$ = Vetor dos ângulos de fase dos nós do sistema.

\bar{A} = Matriz quadrada, $n \times n$, cujos elementos são:

$$A_{ik} = - \frac{1}{x_{ik}} \quad (4.8)$$

$$A_{ii} = + \sum_{k \neq i} \frac{1}{x_{ik}} \quad (4.9)$$

Onde:

Os índices i e k referem-se aos nós do sistema e não necessariamente aos eixos da Matriz.

$k_{\alpha i}$ = Todos os nós k , conectados diretamente ao nó i , excluído $k = i$.

Devido a suposição "c", a matriz \bar{A} é singular. Pode-se levantar a singularidade de \bar{A} , referindo-a ao nó SWING, pela necessidade de tomar o ângulo de fase da tensão do nó SWING como referência para os demais ângulos. Isto corresponde a retirar de \bar{A} a fila e a coluna relativas àquele nó. A equação 4.7 com a redução descrita acima torna-se:

$$\tilde{P}_N = \tilde{A} \tilde{\theta} \quad (4.10)$$

Onde:

\tilde{P}_N = Vetor P_N sem o nó de referência (swing)

$\tilde{\theta}$ = Vetor θ sem o nó de referência.

\tilde{A} = Matriz \bar{A} sem o nó de referência.

Da equação 4.10 têm-se:

$$\tilde{\theta} = \tilde{A}^{-1} \tilde{P}_N \quad (4.11)$$

Resolve-se a equação 4.11 obtendo-se os valores do vetor $\tilde{\theta}$. Fazendo $\bar{\theta} = \tilde{\theta}$, tira-se o valor do fluxo de potência ativa nos ramos, através de duas fórmulas:

$$FP_{ik} = \frac{(\theta_i - \theta_k)}{x_{ik}} \quad (4.12)$$

$$FP_{ik} = (\theta_i - \theta_k) \frac{x_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} \quad (4.13)$$

A perda no ramo ik é dada por:

$$Perda_{ik} = r_{ik} FP_{ik}^2 \quad i \neq k$$

Perda total do sistema é:

$$Perda_{total} = \sum_{\substack{i=1 \\ k=1}}^n r_{ik} FP_{ik}^2 \quad i \neq k$$

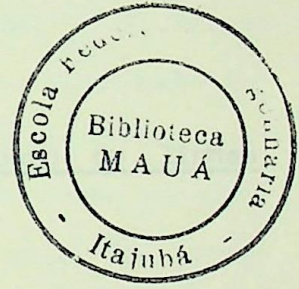
Sendo n = Número de barras do sistema.

5.1 Introdução

Utilizando o programa computacional GIBRE, descrito no Apêndice 3, desenvolvido neste trabalho, o qual utiliza a metodologia de Freqüência e Duração, obtiveram-se resultados interessantes que serão mostrados a seguir. A influência da variação da taxa de falha e do tempo médio de reparo de linhas de transmissão nos índices de confiabilidade do sistema é apresentada, através de tabelas e figuras. Os valores obtidos são a aplicação das técnicas de arredondamento descritos no capítulo 2 e a soma de se escolher o valor de arredondamento que melhor se adapta ao tipo de carga do sistema em estudo é apresentada. É feita uma comparação entre os resultados obtidos com o programa GIBRE e o programa TEBIM (25) que utiliza a metodologia de Freqüência e Duração. Finalizando também uma sugestão prática do programa GIBRE aplicado a um estudo de alternativas de investimento em linhas de alta tensão.

CAPÍTULO 5

ANÁLISE DE RESULTADOS



5.2 Variação de taxa de falha e tempo médio de reparo de linhas de transmissão

O objetivo é variar a taxa de falha e o tempo médio de reparo de linhas de transmissão e verificar a influência que isto apresenta nos índices de confiabilidade do sistema. Isto se deve ao fato de existirem muitas discrepâncias na obtenção destes valores, de uma concessionária de energia elétrica para outra. Existem diferenças numéricas nos acertos como, por exemplo, para uma linha de transmissão de 220 kv, circuito simples, as seguintes diferentes taxas:

- 1) $\lambda = 1,5$ falhas/ano - 100 Ka.
- 1) $\lambda = 12$ falhas/ano - 100 Ka. Estes dados foram obtidos de GIBRE e TEBIM.

Portanto, ao analisarmos a grau de influência desta variação nos índices de confiabilidade, podemos ter conclusões significativas em relação

5.1 Introdução

Utilizando o programa computacional CONFRE, descrito no Apêndice 3, desenvolvido neste trabalho, o qual utiliza a metodologia de Frequência e Duração, obtivemos resultados importantes que serão mostrados a seguir. A influência da variação da taxa de falha e do tempo médio de reparo de linhas de transmissão nos índices de confiabilidade do sistema é apresentada, através de tabelas e figuras. Os valores obtidos com a aplicação das técnicas de arredondamento desenvolvidas no capítulo 2 e a maneira de se escolher o valor do arredondamento que melhor se adapta ao tipo de carga do sistema são mostrados e comentados. É feita uma comparação entre os resultados obtidos com o programa CONFRE e o programa FREDUR (35) que utiliza a metodologia de Frequência e Duração. Finalizando temos uma utilização prática do programa CONFRE aplicada a um estudo de alternativas de suprimento ao Estado do Mato Grosso.

5.2 Variação de taxa de falha e tempo médio de reparo de linhas de transmissão

O objetivo é variar a taxa de falha e o tempo médio de reparo r das linhas de transmissão e verificar a influência que isto acarreta nos índices de confiabilidade do sistema. Isto se deve ao fato de existirem muitas discrepâncias na obtenção destes valores, de uma concessionária de energia elétrica para outra. Existem diferenças numéricas bem acentuadas como por exemplo, para uma linha de transmissão de 230 Kv, circuito simples, em regiões diferentes temos:

$$\lambda_1 = 1,5 \text{ falhas/ano} - 100 \text{ Km.}$$

$$\lambda_2 = 12 \text{ falhas/ano} - 100 \text{ Km.}$$

Estes dados foram obtidos da CHESF e COPEL.

Portanto, ao analisarmos o grau de influência desta variação nos índices de confiabilidade, podemos ter conclusões significativas com relação

a dados divergentes, haja visto que a parte relativa a dados na área de confiabilidade no sistema brasileiro, ainda se encontra em fase de consolidação com respeito a coletas, históricos, etc.

Veremos a seguir os resultados da variação da taxa de falha e do tempo médio de reparo das linhas de transmissão, nos índices de confiabilidade obtidos pelo programa computacional CONFRE.

5.3 Resultados práticos

a) Arredondamento

Com relação ao arredondamento é necessário se fazer um estudo de sensibilidade no sentido de se analisar qual o melhor arredondamento para cada sistema. Após ser definido este valor passamos a usá-lo em todos os cálculos, pois isto representa economia de memória e tempo de computação. O tempo computacional é reduzido visto que menos estados da tabela de capacidades serão combinados com os níveis de carga. Este método de Freqüência e Duração é muito sensível quanto a modificação no sistema, principalmente com relação à carga. Para um mesmo sistema gerador e utilizando o mesmo valor de arredondamento o erro com relação aos índices de confiabilidade, probabilidade, freqüência e duração cumulativas para o primeiro estado de margem negativa é menor na carga pesada, sendo maior na carga leve. O valor de arredondamento na maioria das vezes é diferente para cada caso. Utilizando o programa CONFRE, o sistema teste descrito no apêndice 2, sem considerar transmissão e utilizando o modelo de carga descrito no capítulo 3 ítem 3,2, aplicamos as técnicas de arredondamento desenvolvidas nesta dissertação. Como resultado observou-se que o valor que deu o menor erro para carga pesada $VA = 10$ MW, tabela 5.4, não é o mesmo do menor erro para carga média $VA = 30$ MW, tabela 5.5. Para carga leve o menor erro foi com $VA = 10$ MW, tabela 5.6. Truncando as probabilidades em 10^{-8} , obtivemos os seguintes resultados, mostrados a seguir, nas tabelas 5.1, 5.2 e 5.3.

CARGA PESADA VA = 10 MW

Tabela 5.1

TABELA	PROBABILIDADE	FREQUÊNCIA (DIAS) ⁻¹	DURAÇÃO (HORAS)
REAL	0,00385253	0,01112960	8,3077
GERADOR ARREDONDADO	0,00388542	0,01121454	8,3151
TABELA ARREDONDADA	0,00388541	0,01121590	8,3141

CARGA MÉDIA VA = 30 MW

Tabela 5.2

TABELA	PROBABILIDADE	FREQUÊNCIA (DIAS) ⁻¹	DURAÇÃO (HORAS)
REAL	0,00026463	0,00081566	7,7865
GERADOR ARREDONDADO	0,00026840	0,00082723	7,7870
TABELA ARREDONDADA	0,00026840	0,00082811	7,7787

CARGA LEVE VA = 10 MW

Tabela 5.3

TABELA	PROBABILIDADE	FREQUÊNCIA (DIAS) ⁻¹	DURAÇÃO (HORAS)
REAL	0,00000018	0,00000058	7,5463
GERADOR ARREDONDADO	0,00000020	0,00000064	7,5295
TABELA ARREDONDADA	0,00000020	0,00000064	7,5284

TABELA DE MARGEM CUMULATIVA

* RESERVA	* PROBABILIDADE	* FREQUENCIA	* PERIODO	* DURACAO
* (MM)	* CUMULATIVA	* CUMULATIVA	* CUMULATIVO	* CUMULATIVA
			(DIAS)	(HORAS)
597.00	.0547944657	.000000000000	.000	.0000
587.00	.0478775115	.010833562360	92.306	106.0649
577.00	.0477203080	.011069464745	90.339	103.4637
567.00	.0474839057	.011424572341	87.531	99.7511
.
17.00	.0040368378	.011743393714	85.154	8.3523
7.00	.0040015695	.011522531122	86.786	8.3348
-3.00	.0038854242	.011214541000	89.170	8.3151
-13.00	.0029384041	.003545228500	117.024	8.2528
-23.00	.0028118060	.002205384334	121.871	8.2243
-33.00	.0027375264	.007995991039	125.063	8.2167
-43.00	.0024439593	.007168688405	139.496	8.1989
-53.00	.0021636137	.006356160335	157.328	8.1695
-63.00	.0018814887	.005549617312	180.193	8.1367
.
-533.00	.0000015685	.000004991828	200327.422	7.5412
-593.00	.0000014126	.000004493368	222550.223	7.5449
-603.00	.0000012319	.000003915205	255414.481	7.5517
-613.00	.0000008703	.000002777704	360009.592	7.5199
-623.00	.0000007022	.000002241981	446034.146	7.5165
-633.00	.0000006387	.000002036232	491103.154	7.5231
-643.00	.0000005320	.000001697303	589169.964	7.5219
-653.00	.0000004048	.000001292589	773641.355	7.5165
-663.00	.0000003074	.000000983566	1016708.808	7.5015
-673.00	.0000002738	.000000875179	1142623.848	7.5084
-683.00	.0000002386	.000000761773	1312727.358	7.5178
-693.00	.0000001431	.000000459854	2174601.418	7.4666
-703.00	.0000001107	.000000355979	2809155.314	7.4632
-713.00	.0000000938	.000000301515	3316581.595	7.4647
-723.00	.0000000673	.000000216814	4612252.269	7.4535
-733.00	.0000000409	.000000132018	7574734.570	7.4291
-763.00	.0000000164	.000000053954	18534144.063	7.2833

TABELA 5.4 SISTEMA TESTE VA=10 CARGA PESADA - ARREDONDA GERADOR

TABELA DE MARGEM CUMULATIVA

RESERVA (MM)	PROBABILIDADE CUMULATIVA	FREQUENCIA CUMULATIVA	PERIODO CUMULATIVO (DIAS)	DURACAO CUMULATIVA (HORAS)
870.00	.0547944616	.000000000000	.000	.0000
840.00	.0476927103	.011037434718	90.601	103.7039
810.00	.0431711099	.017900122140	55.866	57.8827
780.00	.0388459151	.024429149597	40.935	38.1635
750.00	.0349894451	.030208612149	33.103	27.7983
:	:	:	:	:
5.00	.0002905323	.000892606536	1120.314	7.8117
.00	.0002891960	.000826188457	1210.378	7.8199
-5.00	.0002894046	.000827234997	1208.846	7.7870
-15.00	.0002866279	.000819807519	1219.799	7.7880
-25.00	.0002025211	.000624432375	1601.454	7.7839
-30.00	.0001835655	.000580919220	1721.410	7.7904
-35.00	.0001980877	.000581549947	1719.543	7.7622
-45.00	.0001864017	.000576275858	1735.280	7.7630
-55.00	.0001356880	.000420040743	2380.721	7.7528
-60.00	.0001258881	.000388841153	2571.744	7.7565
-65.00	.0001253926	.000389202250	2569.358	7.7323
:	:	:	:	:
-315.00	.0000034827	.000011027422	90683.026	7.5798
-325.00	.0000022101	.000007012377	142605.003	7.5642
-345.00	.0000020521	.000006509969	153610.555	7.5654
-355.00	.0000012833	.000004078646	245179.435	7.5513
-375.00	.0000011879	.000003775066	264900.223	7.5520
-385.00	.0000007277	.000002317263	431543.604	7.5363
-405.00	.0000006727	.000002141874	466880.956	7.5375
-415.00	.0000004004	.000001278047	782443.973	7.5190
-435.00	.0000003705	.000001182196	845883.475	7.5210
-445.00	.0000002125	.000000679799	1471045.639	7.5010
-465.00	.0000001964	.000000628155	1591962.633	7.5035
-495.00	.0000001010	.000000324516	3081510.288	7.4675
-525.00	.0000000460	.000000149127	6705699.482	7.4031
-555.00	.0000000161	.000000053276	18770170.478	7.2397

TABELA 5.5 SISTEMA TESTE VA=30 CARGA MÉDIA - ARREDONDA GERADOR

TABELA DE MARGEM CUMULATIVA

* RESERVA	* PROBABILIDADE	* FREQUENCIA	* PERIODO	* DURACAO
* (MM)	* CUMULATIVA	* CUMULATIVA	* CUMULATIVO	* CUMULATIVA
* (DIAS)	* (HORAS)			
* 1365.00	* .0547944297	* .000000000000	* .000	* .0000
* 1295.00	* .0478774754	* .010833445733	* 92.307	* 106.0659
* 1285.00	* .0477202719	* .011069348118	* 90.340	* 103.4647
* 1275.00	* .0474838697	* .011424455714	* 87.532	* 99.7520
* 1265.00	* .0453043337	* .014729942010	* 67.889	* 73.8159
* 1255.00	* .0432457104	* .017848244624	* 56.028	* 58.1512
* 1245.00	* .0410771694	* .021162672263	* 47.253	* 46.5845
* 1235.00	* .0406655745	* .021764422354	* 45.947	* 44.8426
* 1225.00	* .0399730213	* .022778106298	* 43.902	* 42.1173
* 1215.00	* .0364659044	* .028098514957	* 35.589	* 31.1469
* .0	* .0	* .0	* .0	* .0
* 65.00	* .0000007700	* .000002454825	* 407361.049	* 7.5278
* 60.00	* .0000007467	* .000002380310	* 420113.315	* 7.5286
* 55.00	* .0000006066	* .000001934570	* 516910.830	* 7.5252
* 50.00	* .0000005850	* .000001865827	* 535955.512	* 7.5247
* 40.00	* .0000005357	* .000001705527	* 586308.522	* 7.5318
* 30.00	* .00000054521	* .000001440915	* 694003.354	* 7.5309
* 25.00	* .0000003485	* .000001111490	* 899693.435	* 7.5258
* 20.00	* .0000003335	* .000001063567	* 940232.656	* 7.5263
* 10.00	* .0000002576	* .000000823033	* 1215012.451	* 7.5130
* .00	* .0000002304	* .000000735467	* 1359681.078	* 7.5200
* -10.00	* .0000002029	* .000000643887	* 1553067.799	* 7.5295
* -20.00	* .0000001212	* .000000389123	* 2569884.064	* 7.4766
* -30.00	* .0000000949	* .000000304635	* 3282614.228	* 7.4734
* -40.00	* .0000000813	* .000000260953	* 3832102.792	* 7.4753
* -50.00	* .0000000595	* .000000183366	* 5308823.317	* 7.4633
* -60.00	* .0000000352	* .000000115678	* 8644683.434	* 7.4377
* -90.00	* .0000000148	* .000000048605	* 20574109.925	* 7.2930

TABELA 5.6 SISTEMA TESTE - VA=10 CARGA LEVE - ARREDONDA GERADOR

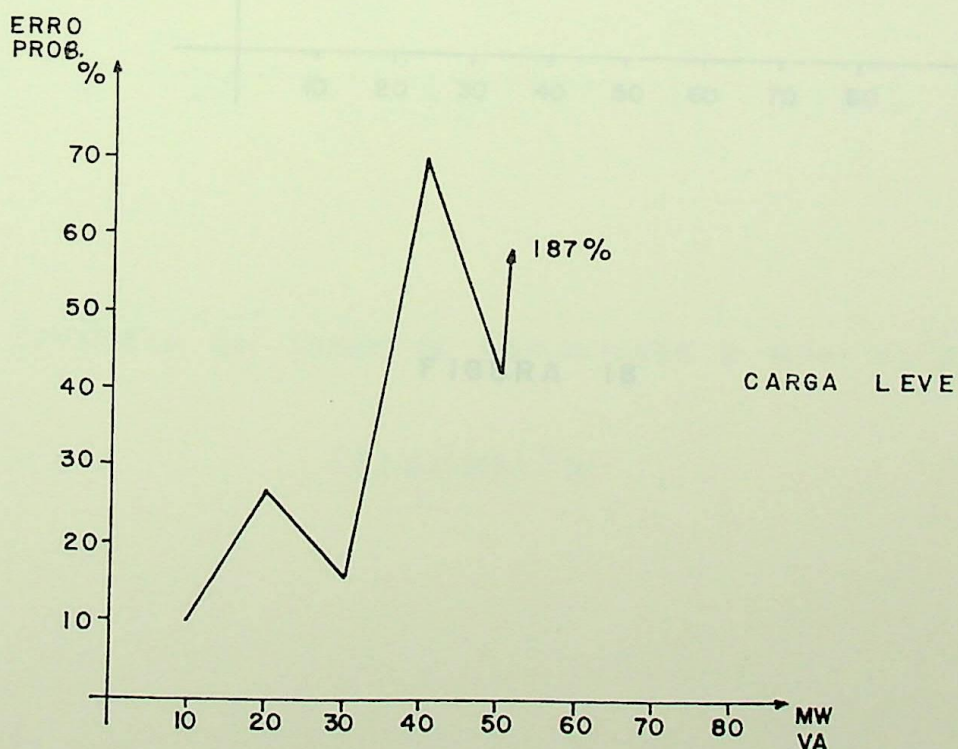
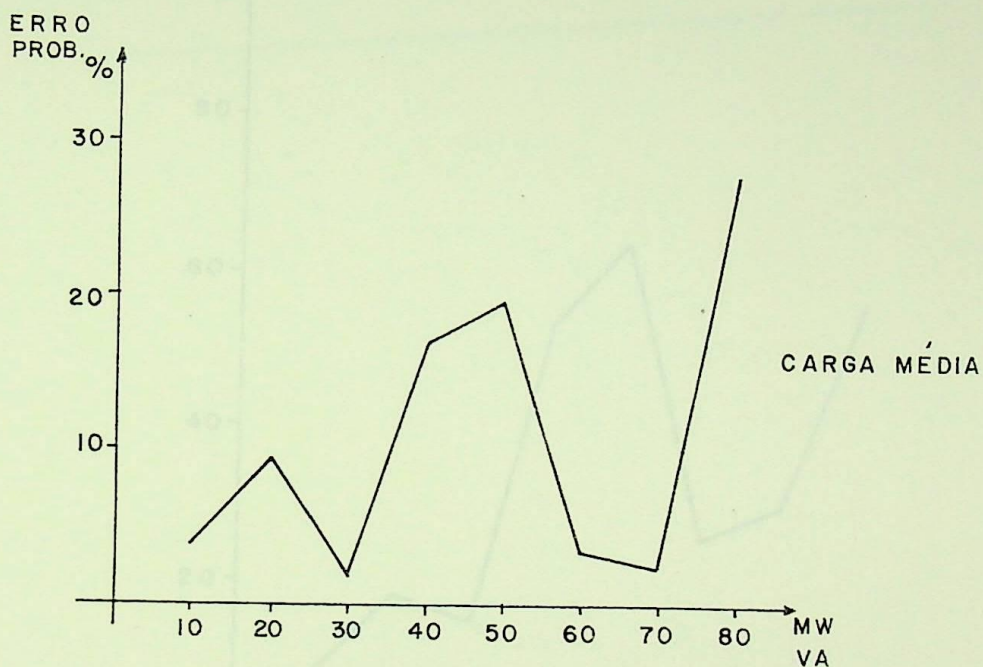
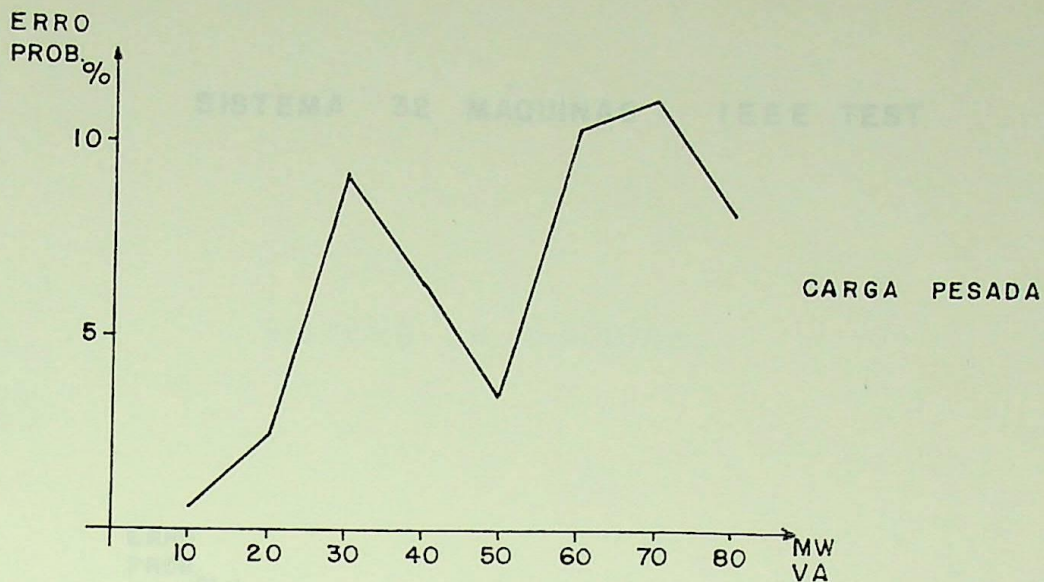


FIGURA 17

SISTEMA 32 MÁQUINAS - IEEE TEST

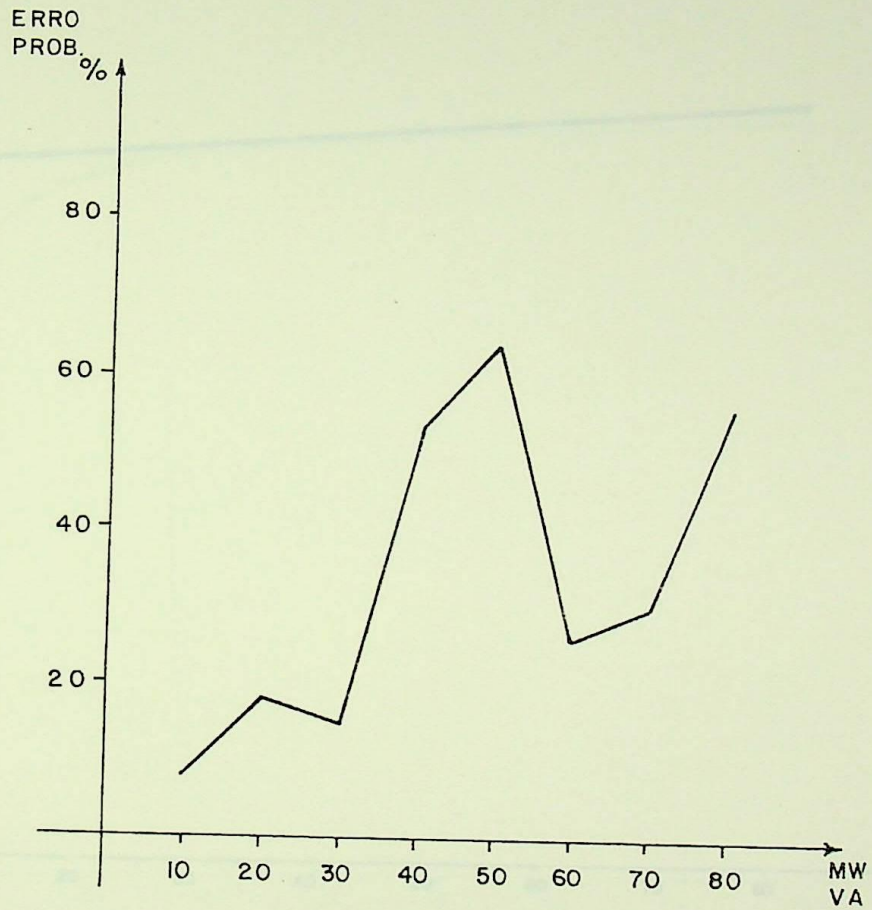
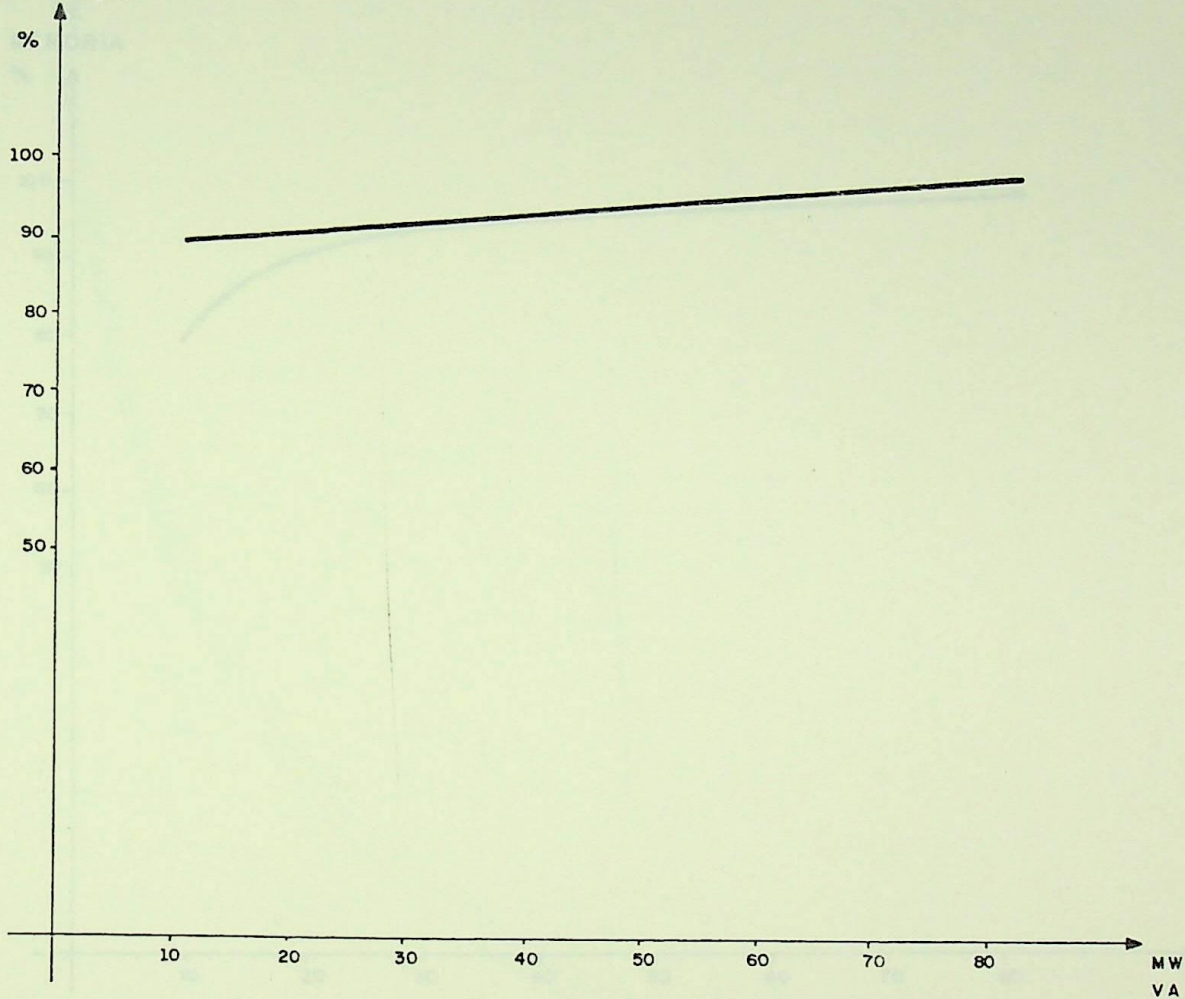


FIGURA 18

FIGURA 19

SISTEMA 26 MÁQUINAS

ECONOMIA DE TEMPO DE COMPUTAÇÃO



- Economia de tempo de Computação x valor do arredondamento

FIGURA 19

SISTEMA 26 MÁQUINAS

ECONOMIA
DE
MEMÓRIA

%

100

90

80

70

60

50

10

20

30

40

50

60

70

80

MW
VA

Economia de Memória X Valor do Arredondamento

FIGURA - 20

SISTEMA IEEE TEST

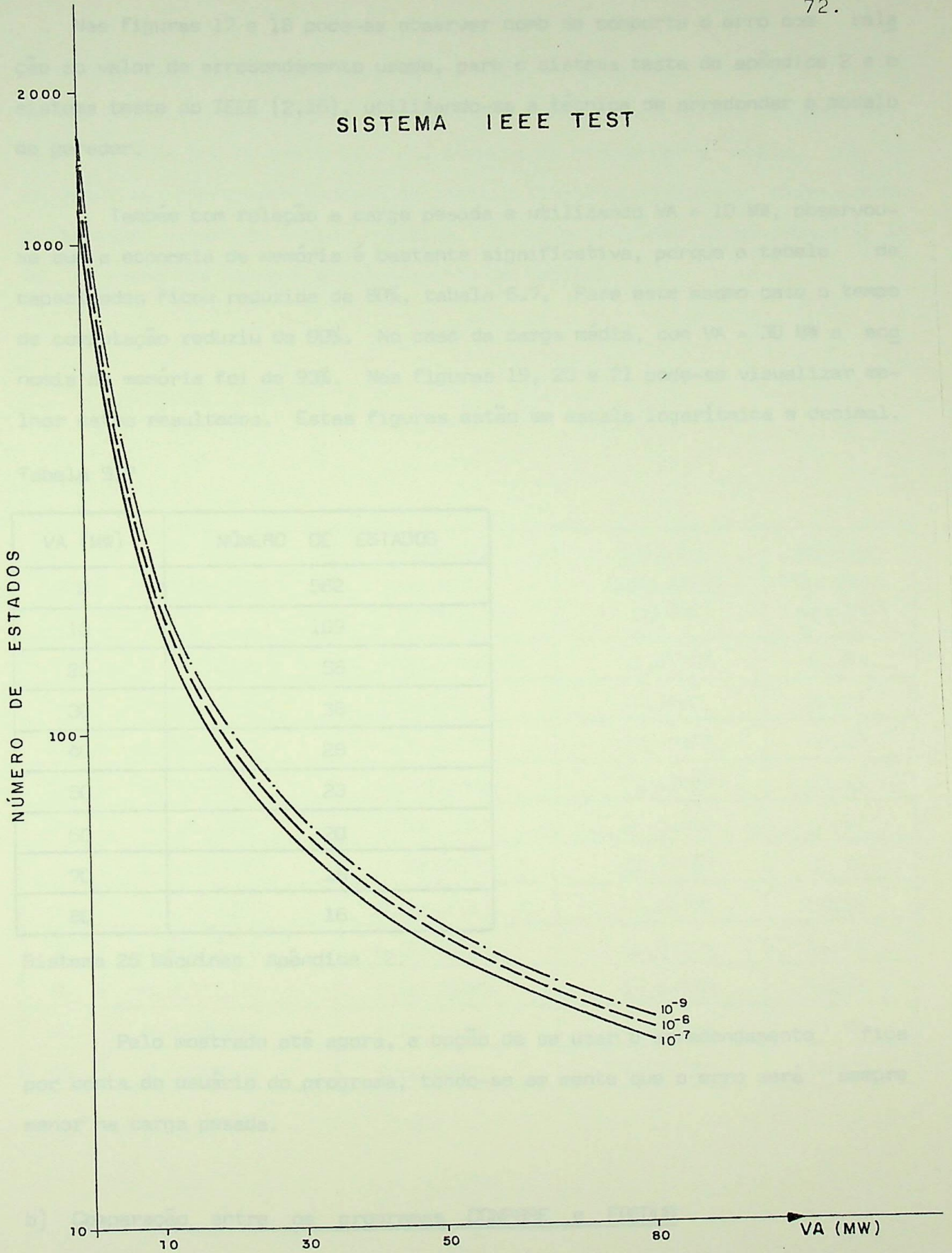


FIGURA 21

Nas figuras 17 e 18 pode-se observar como se comporta o erro com relação ao valor de arredondamento usado, para o sistema teste do apêndice 2 e o sistema teste do IEEE (2,16), utilizando-se a técnica de arredondar o modelo do gerador.

Também com relação a carga pesada e utilizando VA = 10 MW, observou-se que a economia de memória é bastante significativa, porque a tabela de capacidades ficou reduzida de 80%, tabela 5.7. Para este mesmo caso o tempo de computação reduziu de 90%. No caso da carga média, com VA = 30 MW a economia de memória foi de 93%. Nas figuras 19, 20 e 21 pode-se visualizar melhor estes resultados. Estas figuras estão em escala logarítmica e decimal.

Tabela 5.7

VA (MW)	NÚMERO DE ESTADOS
0	562
10	109
20	55
30	38
40	28
50	23
60	20
70	18
80	16

Sistema 26 Máquinas Apêndice 2.

Pelo mostrado até agora, a opção de se usar o arredondamento fica por conta do usuário do programa, tendo-se em mente que o erro será sempre menor na carga pesada.

b) Comparação entre os programas CONFBRE e FREDUR

O sistema descrito no apêndice 1, sem a transmissão (9,20) foi testado nos programas CONFBRE e FREDUR (35) cujos resultados, tirados das tabelas

de margem cumulativa estão mostrados abaixo. O programa FREDUR é um programa que utiliza a metodologia de Frequência e Duração, o modelo de carga descrito no item 3.2 do capítulo 3 e a técnica de arredondar a tabela. Os resultados se referem aos índices de confiabilidade do sistema e correspondem ao primeiro estado de margem negativa. As probabilidades foram truncadas em 10^{-8} e a técnica usada é arredondamento da tabela.

PROGRAMA CONFRE:

Tabela 5.8

VA (MW)	PROBABILIDADE	FREQUÊNCIA CUMULATIVA (DIAS) ⁻¹	DURAÇÃO CUMULATIVA (HORAS)	ENERGIA NÃO SUPR. (MWH/ANO)
0	0,00008998	0,00018793	11,47803	48,83
10	0,00009836	0,00020572	11,4750	49,22
20	0,00010181	0,00021295	11,47378	49,87
30	0,00008819	0,00018449	11,47308	50,44
40	0,00014938	0,00031011	11,56062	53,14
50	0,00009886	0,00020679	11,47403	51,13
60	0,00013229	0,00027513	11,53935	63,38
70	0,00022075	0,00045628	11,61108	61,25
80	0,00011273	0,00023482	11,52153	68,50
90	0,00006549	0,00013726	11,45149	61,93
100	0,00022339	0,00046233	11,59656	94,22

PROGRAMA FREDUR:

Tabela 5.9

VA (MW)	PROBABILIDADE	FREQUÊNCIA CUMULATIVA (DIAS) ⁻¹	DURAÇÃO CUMULATIVA (HORAS)	ENERGIA NÃO SUPR. (MWH/ANO)
0	0,00008988	0,00018793	11,47803	48,83
10	0,00009837	0,00020574	11,47493	49,23
20	0,00010181	0,00021300	11,47198	49,88
30	0,00008820	0,00018454	11,47077	50,45
40	0,00014938	0,00031017	11,55868	53,14
50	0,00009886	0,00020679	11,47401	51,14
60	0,00013229	0,00027519	11,53714	63,38
70	0,00022075	0,00045631	11,61044	61,25
80	0,00011273	0,00023488	11,51912	68,50
90	0,00006549	0,00013727	11,45121	61,94
100	0,00022340	0,00046237	11,59585	94,23

Como se pode ver, os dois programas fornecem resultados praticamente idênticos. O resultado do sistema sem arredondamento, VA = 0 MW, nos dois programas é idêntico ao resultado fornecido pela referência 9. O objetivo da comparação entre os dois programas foi para comprovar que o programa computacional desenvolvido nesta dissertação (CONFBRE) é confiável, produzindo os mesmos resultados que um programa semelhante que utiliza a metodologia de Frequência e Duração.

c) Variação da taxa de falha e tempo médio de reparo de Linhas de Transmissão

Este mesmo sistema do apêndice 1, foi testado no programa CONFBRE para se ver a influência da variação da taxa de falha e do tempo médio de reparo das linhas de transmissão nos índices de confiabilidade. As probabilidades foram truncadas em 10^{-8} . Os resultados, primeiro estado de margem

negativa, da tabela de margem cumulativa estão mostrados nas tabelas abaixo. Nas figuras 22, 23, 24 e 25 pode-se visualizar melhor estes resultados. Estas figuras estão em escala logarítmica e decimal.

Considerando as perdas de transmissão:

λ FIXO r VARIA

Tabela 5.10

VARIAÇÃO	PROBABILIDADE	FREQUÊNCIA CUMULATIVA (DIAS) ⁻¹	DURAÇÃO CUMULATIVA (HORAS)	ENERGIA NÃO SUPRIDA (MWH/ANO)
SEM VARIAR	0,00156751	0,00299782	12,54917	910,92
2 x r	0,00156770	0,00300178	12,53418	911,58
4 x r	0,00156850	0,00301030	12,50510	913,64
6 x r	0,00156983	0,00301972	12,47659	917,07
8 x r	0,00157167	0,00303011	12,44845	921,87
10 x r	0,00157404	0,00304144	12,42076	928,03
15 x r	0,00158220	0,00307376	12,35382	949,33
20 x r	0,00159351	0,00311175	12,29026	979,00

λ VARIA r FIXO

Tabela 5.11

VARIAÇÃO	PROBABILIDADE	FREQUÊNCIA CUMULATIVA (DIAS) ⁻¹	DURAÇÃO CUMULATIVA (HORAS)	ENERGIA NÃO SUPRIDA (MWH/ANO)
SEM VARIAR	0,00156751	0,00299782	12,54917	910,92
2 × λ	0,00156771	0,00278840	13,49335	911,58
4 × λ	0,00156850	0,00239109	15,74346	913,65
6 × λ	0,00156983	0,00202192	18,63375	917,09
8 × λ	0,00157168	0,00168048	22,44612	921,90
10 × λ	0,00157405	0,00136615	27,65229	928,07
15 × λ	0,00158223	0,00069526	54,61799	949,42
20 × λ	0,00159357	0,00018165	210,54507	979,17

Sem as perdas da transmissão:

λ FIXO r VARIA

Tabela 5.12

VARIAÇÃO	PROBABILIDADE	FREQUÊNCIA CUMULATIVA (DIAS) ⁻¹	DURAÇÃO CUMULATIVA (HORAS)	ENERGIA NÃO SUPRIDA (MWH/ANO)
SEM VARIAR	0,0008993	0,00017799	12,12594	48,92
2 × r	0,00009009	0,00018088	11,95342	49,18
4 × r	0,00009073	0,00018724	11,62973	50,23
6 × r	0,00009180	0,00019434	11,33611	51,98
8 × r	0,00009328	0,00020222	11,07059	54,42
10 × r	0,00009518	0,00021087	10,83339	57,56
15 × r	0,00010175	0,00023574	10,35868	68,47
20 × r	0,00011086	0,00026524	10,03151	83,74

COM PERDAS λ FIXO r VARIA

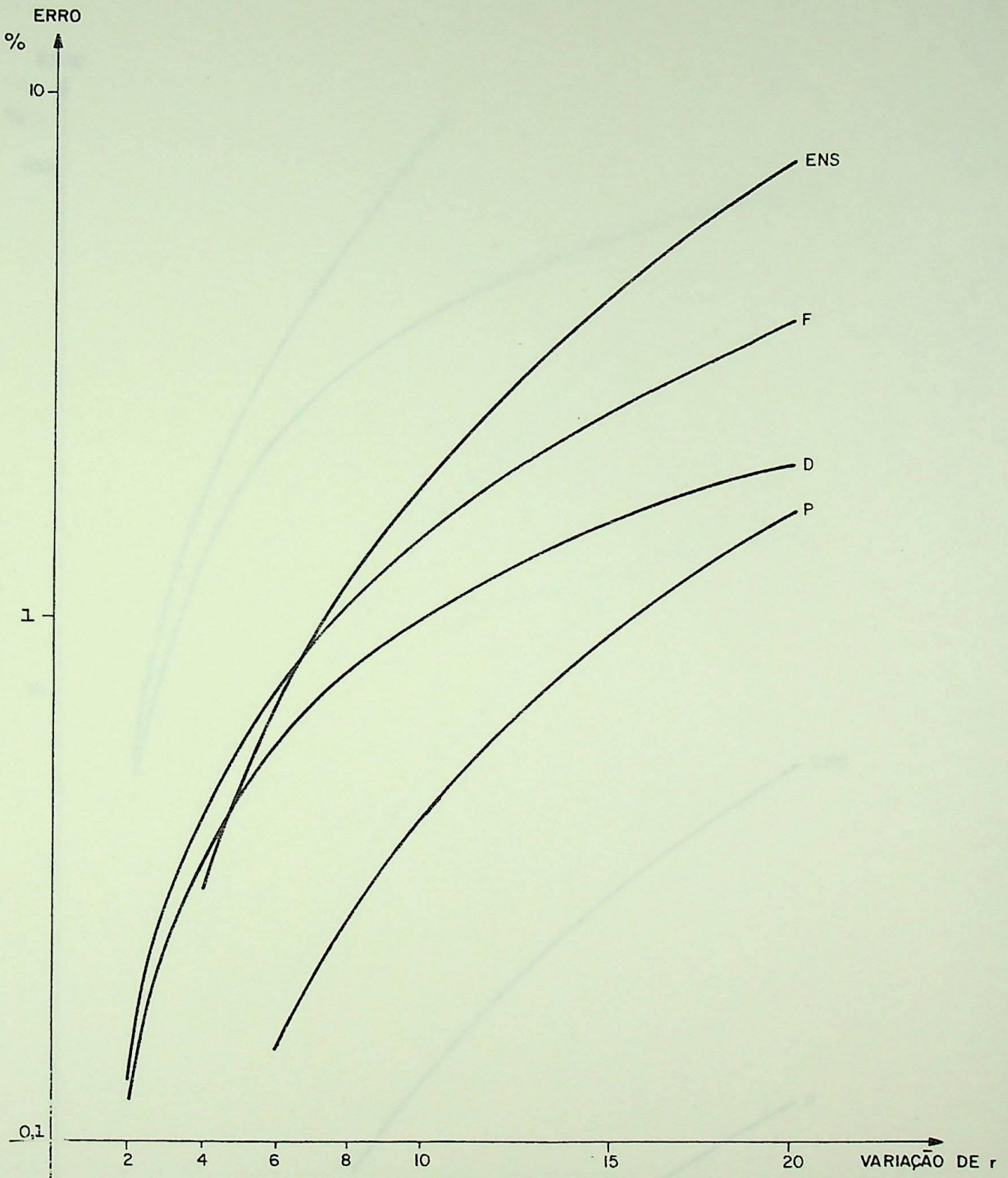


FIGURA - 22

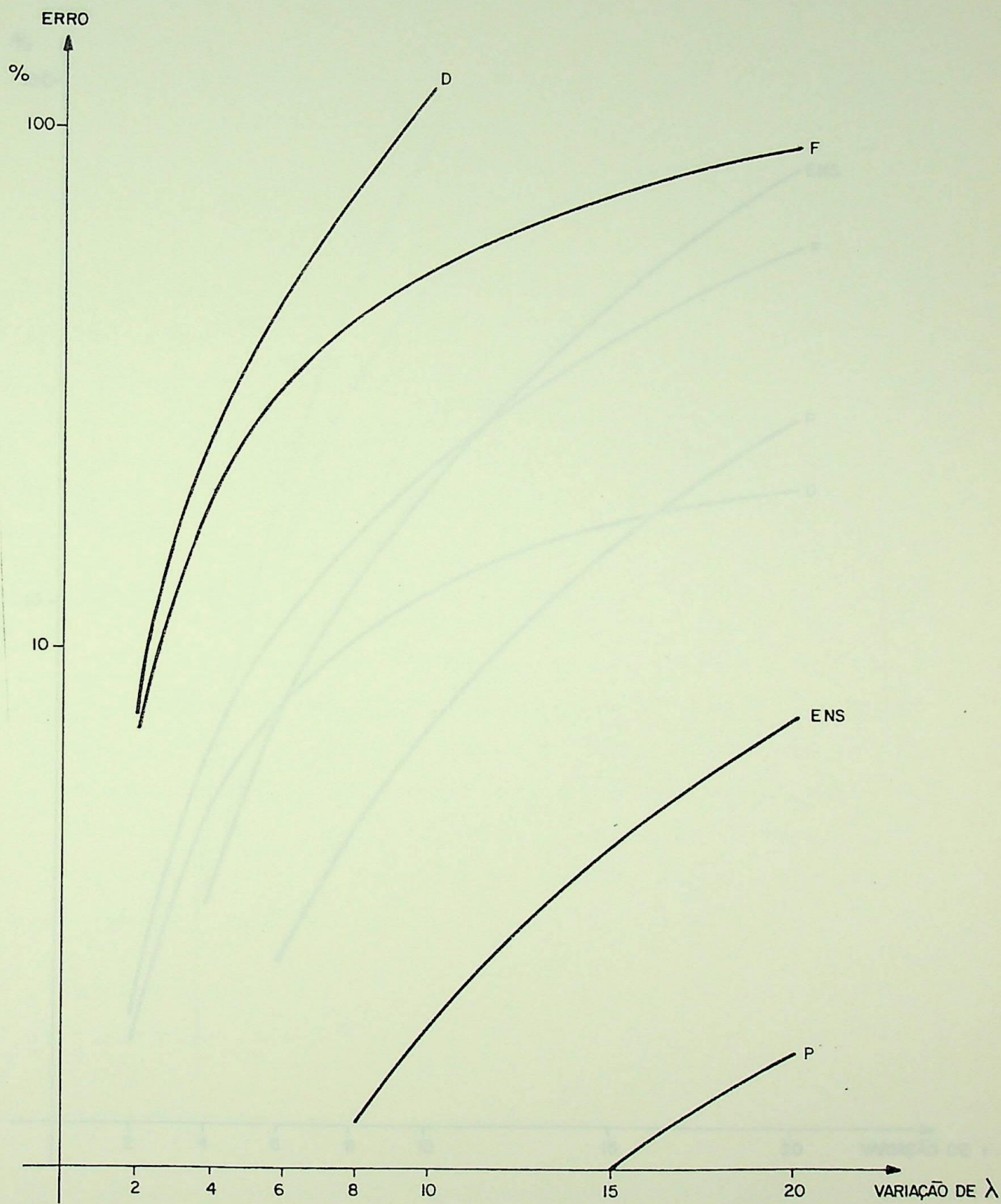
COM PERDAS λ VARIA r FIXO

FIGURA -23

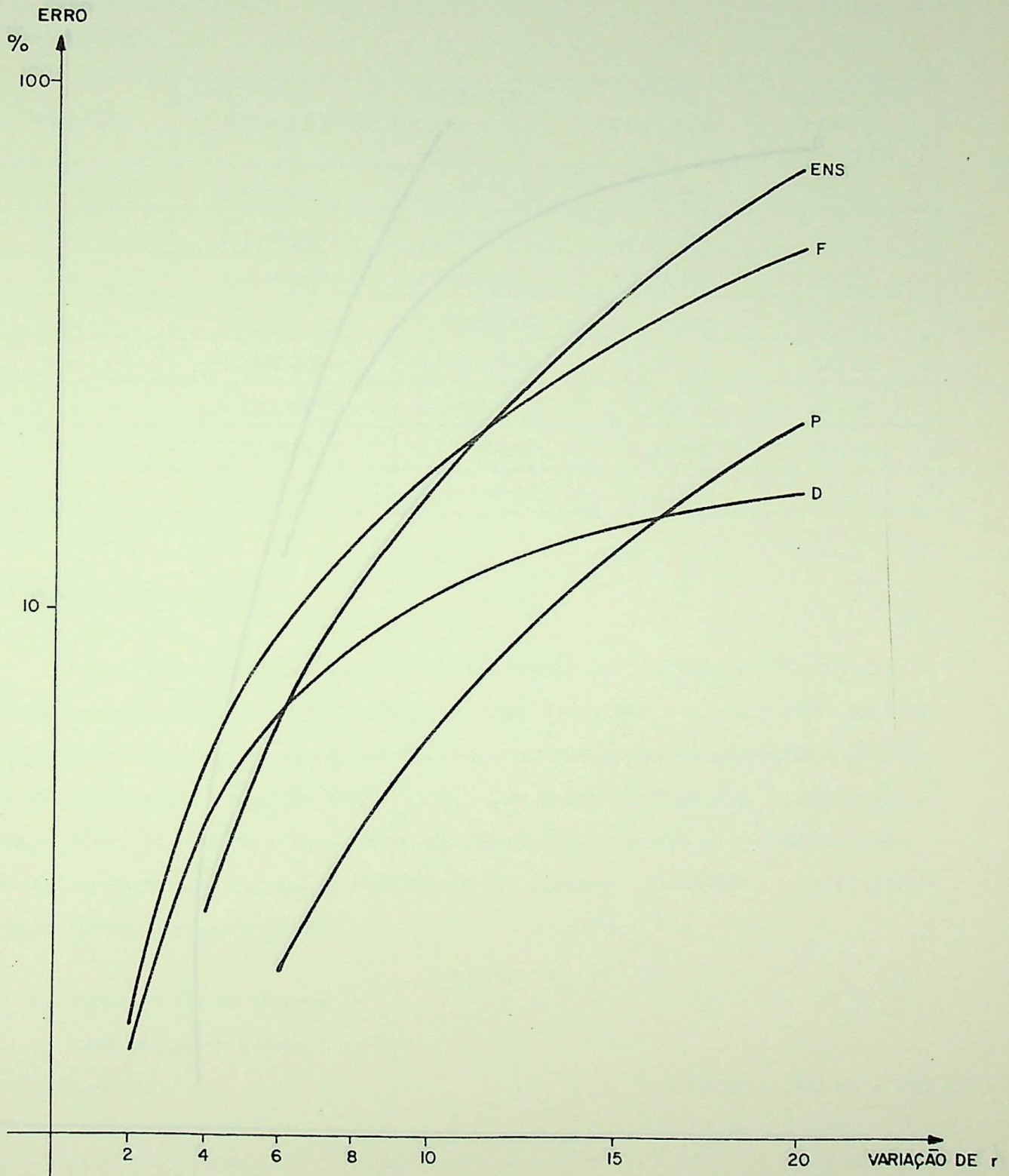
SEM PERDAS λ FIXO r VARIA

FIGURA - 24

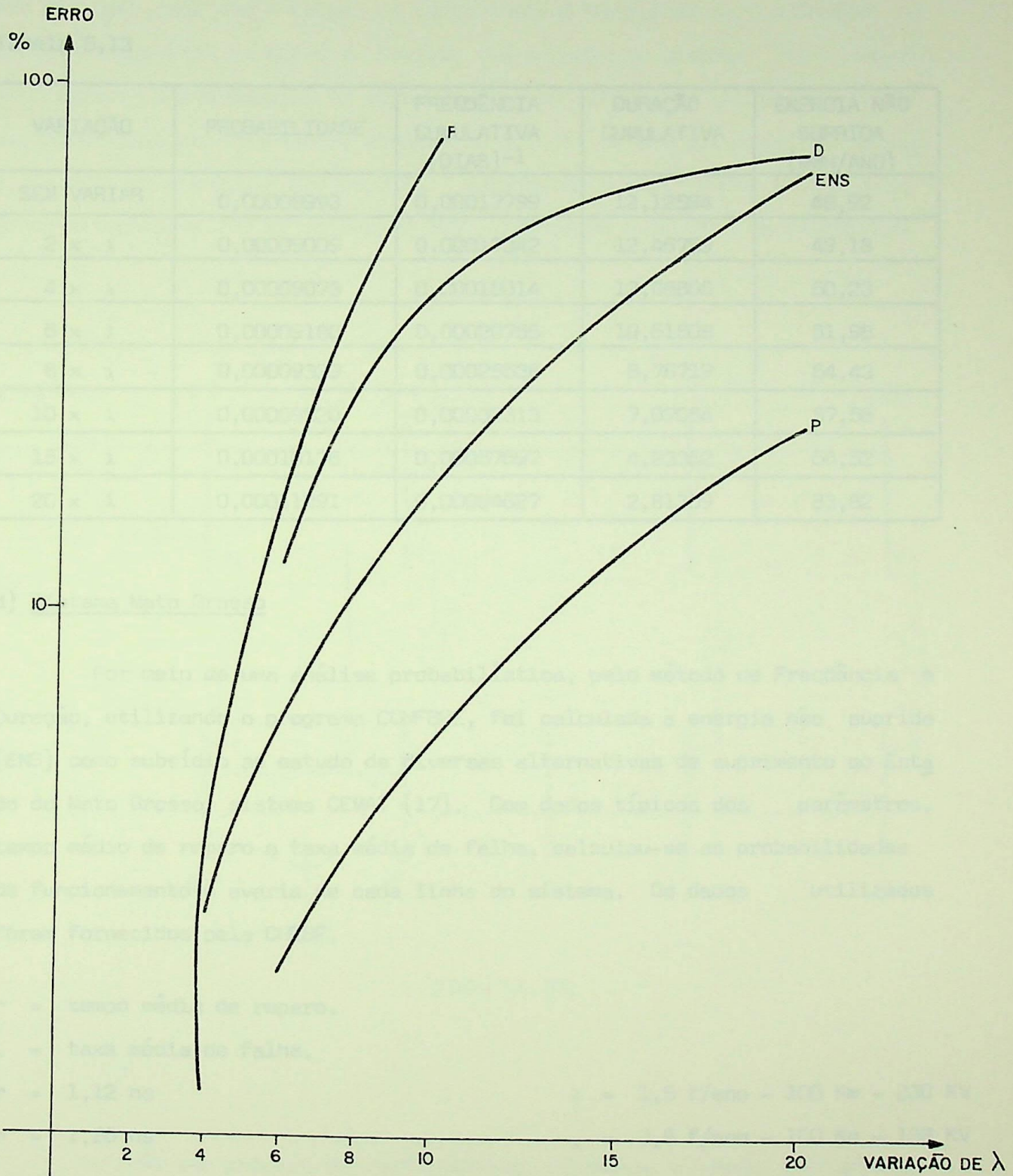
SEM PERDAS λ VARIA r FIXO

FIGURA - 25

λ VARIA r FIXO

Tabela 5.13

VARIAÇÃO	PROBABILIDADE	FREQUÊNCIA CUMULATIVA (DIAS) ⁻¹	DURAÇÃO CUMULATIVA	ENERGIA NÃO SUPRIDA (MWH/ANO)
SEM VARIAR	0,00008993	0,00017799	12,12594	48,92
2 x λ	0,00009009	0,00017342	12,46759	49,18
4 x λ	0,00009073	0,00018014	12,08866	50,23
6 x λ	0,00009180	0,00020755	10,61508	51,98
8 x λ	0,00009329	0,00025538	8,76719	54,43
10 x λ	0,00009520	0,00032313	7,07054	57,58
15 x λ	0,00010178	0,00057697	4,23362	68,52
20 x λ	0,00011091	0,00094627	2,81309	83,82

d) Sistema Mato Grosso

Por meio de uma análise probabilística, pelo método de Frequência e Duração, utilizando o programa CONFBRE, foi calculada a energia não suprida (ENS) como subsídio ao estudo de diversas alternativas de suprimento ao Estado do Mato Grosso, sistema CEMAT (17). Com dados típicos dos parâmetros, tempo médio de reparo e taxa média de falha, calculou-se as probabilidades de funcionamento e avaria de cada linha do sistema. Os dados utilizados foram fornecidos pela CHESF.

r = tempo médio de reparo.

λ = taxa média de falha.

r = 1,12 hs

r = 1,26 hs

λ = 1,5 f/ano - 100 Km - 230 KV

λ = 3,5 f/ano - 100 Km - 138 KV

Através de estudos de contingências efetuados para o sistema foram determinados os diversos estados de potência disponível na barra de Coxipó. Para cada estado de potência disponível temos a respectiva probabilidade. En

tão resulta uma tabela de capacidade disponível na barra de Coxipó, a qual deve ser combinada com a carga. A idéia central baseia-se na combinação da potência disponível na barra de Coxipó, com a carga do sistema concentrada nesta barra. Desta equação se obtém reserva ou déficit de energia no sistema. Como vimos anteriormente, através do déficit de energia, reserva negativa, calcula-se a energia não suprida. Como exemplo mostraremos a configuração da alternativa 230 kV no ano de 1987, figura 26 e os resultados obtidos.

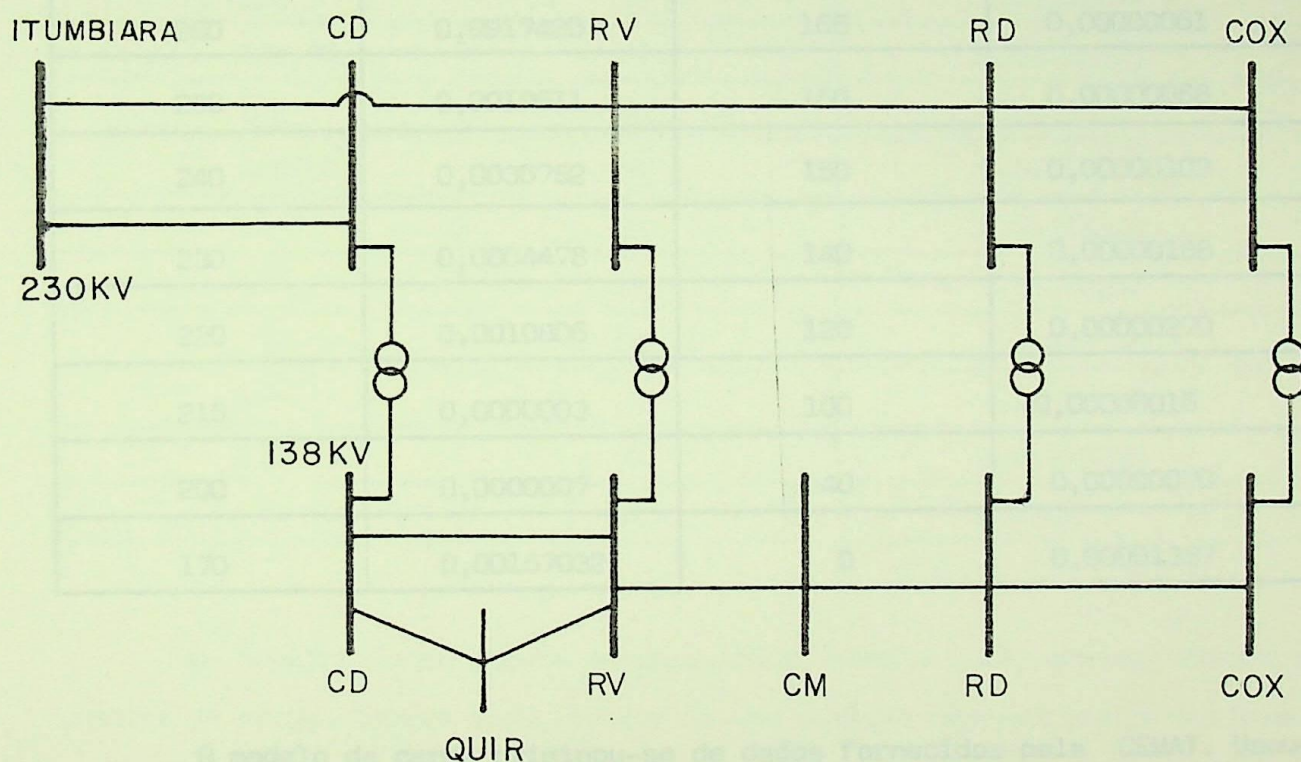


FIGURA-26

Através dos estudos de contingências, obteve-se a tabela de capacidade de disponível, tabela 5.14.

Tabela 5.14

CAPACIDADE DISPONÍVEL MW	PROBABILIDADE	CAPACIDADE DISPONÍVEL MW	PROBABILIDADE
260	0,9917420	165	0,00000061
250	0,0019611	160	0,00000068
240	0,0030752	150	0,00000109
230	0,0004478	140	0,00000188
220	0,0010806	120	0,00000270
210	0,0000003	100	0,00000016
200	0,0000007	40	0,00000070
170	0,00167032	0	0,00001387

O modelo da carga originou-se de dados fornecidos pela CEMAT. Usou-se o modelo carga-fator de exposição. O fator de exposição de carga "e" foi considerado como sendo 1/6 do dia. Os níveis de carga estão mostrados na tabela 5.15.

TABELA 5.15

CARGA MW	NÚMERO DE OCORRÊNCIAS DIAS	PROBABILIDADE
148	31	0,01415808
153	28	0,01278795
158	31	0,01415808
165	30	0,01370137
167,50	31	0,01415808
168	30	0,01370137
168,50	31	0,01415808
177	31	0,01415808
177	30	0,01370137
179	31	0,01415808
178	30	0,01370137
176	31	0,01415808
84	365	0,8333

Da combinação da tabela de capacidade, tabela 5.14, com os diversos estados de carga, tabela 5.15, obteve-se uma energia não suprida pelo sistema de 20,14 MW horas/ano. Para todos os anos estudados o procedimento é igual ao apresentado acima.

5.1. Conclusões

Após a análise e interpretação dos dados obtidos, pode-se concluir que...

- O primeiro ponto observado é...
- O segundo ponto observado é...
- O terceiro ponto observado é...
- O quarto ponto observado é...
- O quinto ponto observado é...

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

Este capítulo apresenta as conclusões finais do trabalho, resumindo os principais resultados obtidos e discutindo suas implicações. O estudo demonstrou que...

6.1 Conclusões Finais

Através do método da Frequência e Duração amplamente analisado nesta dissertação, foi desenvolvido o programa CONFBRE, para cálculo de confiabilidade de sistemas geradores, com quantificação opcional da influência da transmissão. Os índices de confiabilidade fornecidos pelo programa são os seguintes:

- Probabilidade do sistema não satisfazer à carga.
- Frequência com que o sistema não satisfaz à carga.
- Período com que o sistema não satisfaz à carga.
- Duração deste estado.
- Energia não suprida no período em estudo.

Sistemas com grande número de unidades geradoras, podem gerar centenas de estados na tabela de capacidade do sistema gerador. Este problema pode ser parcialmente resolvido, aplicando-se a técnica de truncar as probabilidades menores do que um valor especificado. Esta redução no número de estados da tabela de capacidade é muito significativa em sistemas de grande porte. Mas esta redução, muitas vezes, dependendo do sistema, se este possuir um considerável número de geradores diferentes, pode não reduzir substancialmente o número de estados da tabela de Capacidades. Uma outra maneira de se reduzir o número de estados da tabela é usando-se o arredondamento. Foram desenvolvidas duas técnicas de arredondamento, com o objetivo de facilitar o estudo de grandes sistemas geradores, diminuindo o número de estados da tabela de capacidades. Estas técnicas consistem em se escolher o valor do arredondamento, resultando que os estados da tabela vão ser todos múltiplos inteiros deste valor de arredondamento, sendo que o primeiro estado da tabela de capacidades avariada é zero. As probabilidades e as taxas de saída vão ser absorvidas proporcionalmente pelos estados adjacentes da tabela. A nova tabela passa a ser uma aproximação da tabela original diminuindo de tamanho e produzindo menos relações físicas que a tabela original. A dimi

nuição do número de estados da tabela de capacidades traz como benefício a economia de memória e do tempo de computação.

As duas técnicas de arredondamento fornecem resultados idênticos, sendo a técnica de arredondar o modelo do gerador a melhor e a que exige menos tempo de computação. O computador usado foi um IBM 4341. Inicialmente, imaginava-se que o erro acrescido nos índices, resultante do uso do arredondamento, variava linearmente de uma maneira crescente a medida que se aumentasse o valor do arredondamento. A literatura (35) diz que o erro cresce a medida que o valor do arredondamento aumenta. Isto não é verdade, pois pode-se ter erros grandes para valor do arredondamento pequeno. Os resultados obtidos com os programas CONFBRE e FREDUR (35) mostram que o erro não é linear, mas varia de uma maneira aleatória, sendo mais homogêneo quando a carga do sistema em estudo é alta se comparada com a geração. Portanto, ao se fazer um estudo para determinado sistema aplicando-se arredondamento e que este sistema esteja considerando carga leve, sabemos com certeza que o erro será menor para carga média e pesada. O valor do arredondamento, é claro, deve ser maior que a menor unidade geradora do sistema, caso contrário estaremos expandindo a tabela de capacidades em vez de reduzir. Dependendo do sistema de geração considerado, quando as unidades têm capacidades múltiplas entre si, como é o caso do sistema teste de apêndice 1, a economia de memória não é tão expressiva, como para o caso de unidades geradoras de valores bem diferentes, como no caso do sistema teste do apêndice 2, onde a economia de memória é muito grande.

A contribuição mais importante desta dissertação diz respeito à técnica de arredondar a unidade geradora. E como consequência a confirmação de que o arredondamento produz um certo erro nos índices de confiabilidade do sistema. Este erro não é linear, mas variável, pois um valor de arredondamento grande não significa necessariamente que o erro acrescido nos índices de confiabilidade do sistema seja maior que o erro que apareceu para um valor de arredondamento menor. Por isto a necessidade de se fazer um estudo de sensibilidade no sentido de se analisar qual o melhor arredondamento para

cada sistema. As fórmulas de remoção de uma unidade geradora da tabela de capacidades podem ser usadas para a tabela original e para a técnica de arredondar o modelo do gerador.

O sistema gerador, reduzido ou não, vai se combinar com o modelo da carga e gerar uma tabela de margem, que também será menor se a tabela de capacidades foi arredondada. O modelo da carga que utilizamos foi o descrito no capítulo 3 item 3.2. Através da tabela de margem cumulativa, são obtidos os índices de confiabilidade do sistema. A comparação entre o programa CONFBRE e o programa FREDUR mostrada no capítulo 5 e utilizando como teste o sistema do apêndice 1, amplamente utilizado na literatura de confiabilidade de sistemas se constitui uma segurança quanto a veracidade dos resultados obtidos nesta dissertação.

Com relação a transmissão utilizamos um modelo radial. Existem muitos casos e o sistema brasileiro é típico onde se tem centrais geradoras de grande porte ligadas ao sistema através de linhas radiais. A geração pode ficar indisponível não só por avaria na geração, mas por avaria na transmissão. Então procuramos transformar a geração numa capacidade disponível equivalente onde os efeitos da transmissão estão incorporados. Utilizando este modelo da transmissão, podemos calcular caso se deseje, as perdas ativas do sistema de transmissão através de um Fluxo de Carga DC. Podemos calcular as perdas de duas maneiras: com a fórmula aproximada Eq.(4.12) e com a fórmula mais completa Eq.(4.13), dependendo da opção do usuário. As perdas, depois de calculadas são adicionadas às respectivas cargas do sistema.

Os diferentes valores encontrados na literatura e bancos de dados de confiabilidade, contribuíram para o estudo da influência da variação da taxa de falha e do tempo médio de reparo de linhas de transmissão. Considerando as perdas da transmissão, a carga do sistema aumenta, pois as perdas são adicionadas às cargas, e quando variamos o tempo médio de reparo a diferença de resultados é desprezível. Já a variação da taxa de falha, implica em diferença pequena na Probabilidade e na ENS, mas acarreta erros consideráveis na Frequência e Duração. Sem considerar as perdas de transmissão, a variação

da taxa de falha e do tempo médio de reparo, influencia muito pouco a Probabilidade, mas dá diferenças acentuadas na Frequência, Duração e ENS. O que se pode concluir com certeza é que a variação da taxa de falha e do tempo médio de reparo da transmissão, em qualquer caso, introduz um erro desprezível no resultado da probabilidade.

Como sugestão para futuros trabalhos, seria de se incorporar um modelo de transmissão em corrente contínua, no lugar do modelo simples apresentado nesta dissertação.

1. Comparison of Algorithms for Computing Generating Capacity Reliability by Indexes, EPRI - EL 2874, Feb. 1980.
2. Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, IEEE Reliability Test System, IEEE Trans on Pas, vol. PAS-99, no. 5 Nov./Dec. 1979, pp. 2047-2054.
3. ALIAN, A. M.; MANOR, R. A. F.; Modelling of Standby Generating Units in Short-Term Reliability Evaluation, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Paper of A 79025-5, New York, Feb. 1979.
4. MARTINE, L. J.; BARKER, W. S.; CASEY, J. E.; HILGATE, R.; JAIN, R. G. and STEWART, H. G. Application of Probability Methods to the Determination of Existing Reserve Requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection, IEEE Transactions, Vol. PAS-82, 1963, pp. 725-730.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

5. HILLINTON, R. Composite System Reliability Evaluation, IEEE Trans on PAS, Vol. PAS-88, 1969, pp. 276-280.
6. HILLINTON, R.; see I Harvard; Digital Computer Algorithms for the Calculation of Generating Capacity Reliability Indices, IEEE Trans on Pas, Jan. 1982.
7. HILLINTON, R.; JAIN, A. V. The Effect of Rapid Start and Hot Reserve Units in Generating Reserve Studies, IEEE Trans on Pas, Vol. PAS-91, 1972, pp. 513-16.
8. HILLINTON, R. and JAIN, A. V. Unit Commitment Reliability in a Hydrothermal System, Conference Paper, IEEE PAS Winter Meeting, New York, 1973.
9. HILLINTON, R. Generating Capacity Reliability Evaluation, University of Saskatchewan, pp. 23-31.

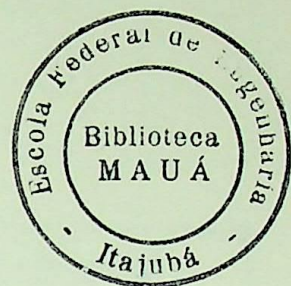
1. Comparison of Algorithms for Computing Generating. Systems Reliability Indexes, EPRI - EL 2874, Feb. 1983.
2. Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. IEEE Reliability Test System, IEEE Trans on Pas, Vol. PAS-98, nº 6 Nov./Dec. 1979, pp. 2047-2054.
3. ALLAN, R. N.; NUNES, R. A. F.; Modelling of Standby Generating Units in Short - Term Reliability Evaluation. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Paper nº A 79006-8, NEW YORK, Feb. 1979.
4. ANSTINE, L. T.; BURKE, R. E.; CASEY, J. E.; HOLGATE, R.; JOHN, R. S.; and STEWART, H. G. Application of Probability Methods to the Determination of Spinning Reserve Requirements for the Pennsylvania, New Jersey, Maryland Interconnection. IEEE Transactions. Vol. PAS-82, 1963, pp. 726-735.
5. BILLINTON, R. Composite System Reliability Evaluation. IEEE Trans on PAS, Vol. Pas-88, 1969, pp. 276-280.
6. BILLINTON, R.; Wee I Hamoud; Digital Computer Algorithms for the Calculation of Generating Capacity Reliability Indices. IEEE Trans On Pas, Jan. 1982.
7. BILLINTON, R.; JAIN, A. V. The Effect of Rapid Start and Hot Reserve Units in Spinning Reserve Studies. IEEE Trans on Pas, Vol. Pas-91, 1972, pp. 511-16.
8. BILLINTON, R. and JAIN, A. V. Unit Commitment Reliability in a Hydrothermal System. Conference Paper, IEEE PRS Winter Meeting, New York, 1973.
9. BILLINTON, R. Generating Capacity Reliability Evaluation. University of Saskatchewan, pp. 23-31.

10. BILLINTON, R. Power System Reliability Evaluation. Gordon and Breach, Sciende Publishers, 1970.
11. BILLINTON, R. and ALLAN, R. N. Reliability Evaluation of Power Systems. Pitman Advanced Publishing Program. 1984.
12. CALABRESE, G. Generating Reserve Capability Determined by the Probability Method. AIEE Transactions, Vol. 66, 1947, pp. 1439-50.
13. CALABRESE, G. Determination of Reserve Capacity by the Probability Method Effect of Interconnections. AIEE Transactions, Vol. 70, Pt, I, 1951, pp. 1018-20.
14. COOK, A. M.; RINGLEE, R. J.; WOOD, A. J. Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations. Part IV, Models for Multiple Boiler - Turbines and for Partial Outage States. IEEE Trans on Pas, Vol. Pas-88, 1969, pp. 1224-32.
15. CUNHA, S. H. F.; OLIVEIRA, G. C.; PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Metodologias de Cálculo de Confiabilidade de Sistemas de Potência Programas CONFTRA e MULTIAR, CEPEL, Relatório Técnico 367 A/82, Projeto 7265 DPST, Contrato ELETROBRÁS/CEPEL ECE - 259/78, Revisão 2, Rio de Janeiro, 12 de janeiro de 1984.
16. ELETROBRÁS, Subgrupo de Confiabilidade. Experience With the IEEE Reliability Test System. GCPS / GTCP / SGC - Rio de Janeiro, Maio de 1984.
17. ELETRONORTE, Sistema Mato Grosso. Estudo de Alternativas de Supri - mento ao Estado de Mato Grosso no Período Pré-UHE Barra do Peixe - GTSC-03/83 de maio de 1983.
18. GAVER, D. P.; MONTEMEAT, F. E.; PATTON, A. D. Power System Reliability. 1- Measure of Reliability and Methods of Calculation. IEEE Trans on Pas, 1964, pp. 727-737.

19. GALLOWAY, C. D.; GARVER, L. L.; RINGLEE, R. J.; WOOD, A. J. Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations. Part III - Generation System Planning. IEEE Trans on Pas, Vol. PAS - 88, 1969, pp. 1216-23.
20. HALL, J.D.; RINGLEE, R. J.; WOOD, A. J. Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations. Part I - Generations System Model. IEEE Trans on Pas, Vol. Pas-87, 1968, pp. 1787-96.
21. KIRCHMAYER, L. K.; MELLOR, A. G.; O'MARA, J.F.; STEVENSON, J. R. And Investigation of the Economic Size of Steam. Eletric Genera ting Units. AIEE Trans on Pas, Pt. III, Vol. 74, August 1955, pp. 600-44.
22. LYMAN, W. J. Calculating Probability of Generatin Capacity Outages. AIEE Transactions, Vol. 66, 1947, pp. 1471-77.
23. LOANE, E. S.; WATCHORN, C. W. Probability Methods Applied to Gene - rating Capacity Problems of a Combined Hydro and Steam System. AIEE Transactions, Vol. 66, 1947, pp. 1645-57.
24. MALLARD, S. A.; and THOMAS, V. C. A Method for Calculating Trans - mission System Reliability. IEEE Trans on Pas, Vol. Pas - 87, 1968, pp. 824-834.
25. MELO, A. C. G. Avaliação da CONfiabilidade da Capacidade de Gera - ção Através do Método da Frequência e Duração. Tese de M.Sc., Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Agosto, 1986.
26. NUNES, R. A. F. Short - Term Reliability Evaluation of Power Systems. Tese de Doutaramento, UMIST, 1977.
27. NUNES, R. A. F. Confiabilidade dos Sistemas Elétricos. Notas de Aula EFEI, Itajubá, M. G., 1980.

28. PATTON, A. D. Short Term Reliability Calculations. IEEE Trans on Pas, Vol. Pas-89, 1970, pp. 509-14
29. PATTON, A. D. A Probability Method for Bulk Power System Security Assessment: I - Basic Concepts. IEEE Trans on Pas, Vol. Pas - 91, 1972, pp. 54-61.
30. PATTON, A. D. A Probability Method for Bulk Power System Security Assessment: II - Development of Probability Models for Normally Operating Components. IEEE Trans on Pas, Vol. Pas-91, 1972, pp. 2480-85.
31. RINGLEE, R. J., WOOD, A. J. Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations - Part II - Demand Model and Capacity Reserve Model. IEEE Trans on Pas, Vol. Pas-88, 1969, pp. 375-88.
32. SEELYE, H. P. Outage Expectancy as a Basis for Generator Reserve. AIEE Transactions, Vol. 66, 1947, pp. 1483-88.
33. SCHILLING, M. TH.; DE QUEIROZ, J. F.; PRAÇA, J. C. G.; LEE, K. H.; BARROS, J. G. C.; ALVARENGA FILHO, S. Confiabilidade Global de Sistemas de Grande Porte, ELETROBRÁS, DEST/GPD, Nota Técnica 035/82, Rio de Janeiro, Agosto, 1982.
34. SCHILLING, M. TH.; LEE, K. H.; MOROZOWSKI, M.; CAMARGO, C. C. B. Aplicação Prática de Metodologia para Avaliação da Confiabilidade da Transmissão de Sistemas Elétricos, VII SNPTEE, Grupo VII, GPL, Brasília, Dezembro, 1984.
35. TAKIEDDINE, F. N. Reliability Assessment of Generating Systems. Ph. D. Thesis, UMIST, Manchester, U. K. 1977.
36. TIBÚRCIO, J. C. Análise de Sistemas Elétricos. Notas de Aula. EFEI, Itajubá, M. G., 1981.

37. TODD, Z. G. A Probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculations. IEEE Trans on Pas, 1964, pp. 695-701.
38. WATCHORN, C. W. The Determination and Allocation of the Capacity Benefits Resulting from Interconnecting Two or More Generating Systems. AIEE Transactions, Vol. 69, Pt. II, 1950, pp. 1180-86.
39. WATCHORN, C. W. Power and Energy Production. AIEE Transactions, August 1954, Vol. 73, Pt. III-B, pp. 901-908.



APÊNDICES

APÊNDICE 1

Os dados deste apêndice com exceção da transmissão foram tirados das referências (9,11,20).

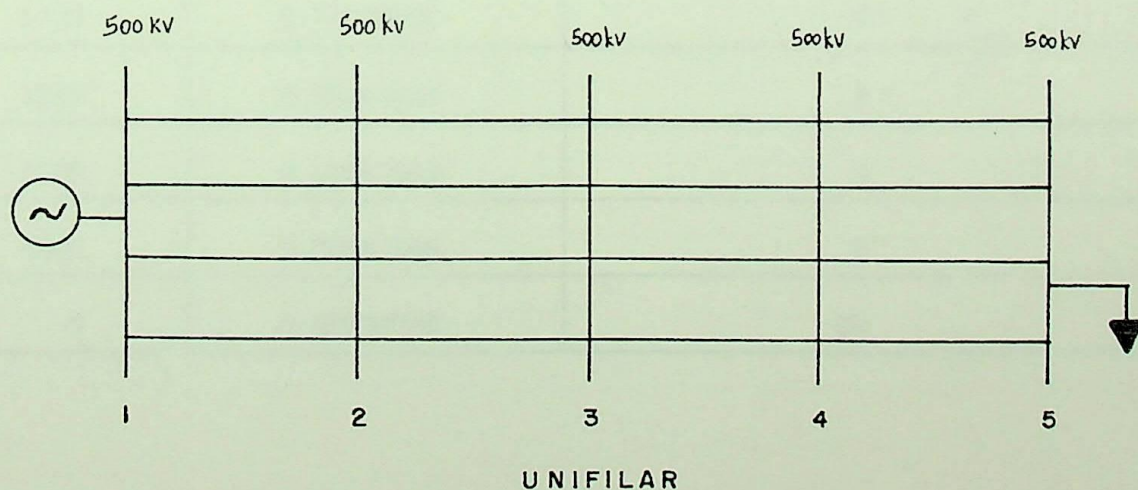
GERAÇÃO

CAPACIDADE TOTAL INSTALADA = 1.725 MW

TOTAL DE MÁQUINAS = 22

NÚMERO DE UNIDADES	CAPACIDADE (MW)	TEMPO MÉDIO DE FUNCIONAMENTO (DIAS)	TEMPO MÉDIO DE REPARO (DIAS)
1	250	1073.1	21.9
3	150	1073.1	21.9
2	100	1073.1	21.9
4	75	1073.1	21.9
9	50	1073.1	21.9
3	25	1073.1	21.9

TRANSMISSÃO: $\lambda = 1,5957$ f/ano - 100 Km r = 1 hora



DADOS DA TRANSMISSÃO:

RESISTÊNCIA LINHA	REATÂNCIA (%)	REATÂNCIA (%)	TEMPO MÉDIO DE FUNCION. (DIAS)	TEMPO MÉDIO DE REPARO (DIAS)	POTÊNCIA TRANSMI- TIDA (MW)	COMPRI- MENTO KM
1-2	0,7919	5,5987	122,3190	0,0417	600	187
2-3	1,0629	7,5148	91,1314	0,0417	600	251
3-4	0,7537	5,3292	128,5055	0,0417	600	178
4-5	0,7961	5,6286	121,6701	0,0417	600	188

CARGA:

FATOR DE EXPOSIÇÃO = 0,5 DIA

PERÍODO = 20 DIAS

CARGA (MW)	PROBABILIDADE	NÚMERO DE OCORRÊNCIAS (DIAS)
1450	0,01095890	8
1255	0,00547945	4
1155	0,00547945	4
1080	0,00547945	4
0	0,02739726	20

APÊNDICE 2

GERAÇÃO:

CAPACIDADE TOTAL INSTALADA = 1.767 MW

TOTAL DE MÁQUINAS = 26

NÚMERO DE UNIDADES	CAPACIDADE (MW)	TEMPO MÉDIO DE FUNCIONAMENTO (DIAS)	TEMPO MÉDIO DE REPARO (DIAS)
4	200	305	30
4	80	321	30
4	50	405	30
4	40	420	20
4	35	400	20
4	30	380	20
1	21	395	15
1	6	390	15

CARGA:

FATOR DE EXPOSIÇÃO = 0,333 DIA

PERÍODO = 20 DIAS

PESADA (MW)	MÉDIA (MW)	LEVE (MW)	NÚMERO DE OCORRÊNCIAS (DIAS)
1570	1332	897	8
1490	1222	782	8
1370	1112	682	4
1170	897	462	20

APÊNDICE 3

MANUAL DO PROGRAMA

Foi desenvolvido um programa computacional baseado na Metodologia da Frequência e Duração analisada nas páginas anteriores. Este manual contém as instruções de utilização do programa computacional para cálculo de índices de confiabilidade pelo Método da Frequência e Duração.

Este programa fornece diversos índices de confiabilidade e contém as duas técnicas de arredondamento desenvolvidas neste trabalho.

Os seguintes índices são calculados pelo programa: para uma reserva ou déficit de energia, a Probabilidade, Frequência de Ocorrência, Período de Ocorrência, Duração e a Energia não Suprida pelo Sistema.

A seguir é mostrado um fluxograma genérico do programa, Figura 27 e o manual do programa, onde estão devidamente explicados:

- Programa principal;
- Dados de entrada;
- Sub-rotinas do programa;
- Saída do programa.

O programa calcula o modelo do sistema gerador, imprimindo uma tabela de capacidades, com correspondente probabilidade, frequência, período e taxas de saída. São calculadas as perdas ativas no sistema de transmissão e a influência da transmissão nos índices do sistema gerador.

O programa calcula as probabilidades para cada nível de carga e respectivas taxas de saída, imprimindo estes resultados. O programa pode ser usado como Sistema Gerador-Carga, com transmissão 100% confiável, Sistema Gerador-Transmissão-Carga com ou sem perdas e considerando os efeitos da

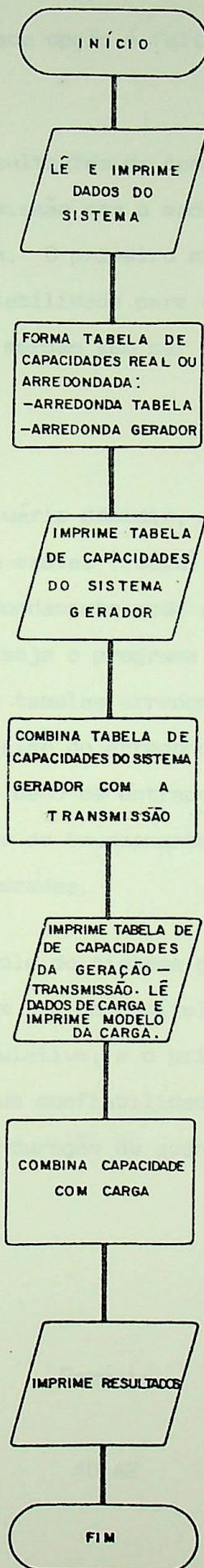


FIGURA - 27

transmissão. A utilização de cada opção é feita conforme o objetivo pretendido.

Os estados de margem resultantes da combinação da capacidade disponível da geração ou geração-transmissão com o modelo da carga são imprimidos numa tabela de margem cumulativa. O primeiro estado de margem negativa desta tabela dá os índices de confiabilidade para o sistema. Também pode-se obter, caso se deseje a tabela de margem sem ser cumulativa.

Programa Principal

O programa permite ao usuário decidir, através de um dado de entrada, entre tabelas de capacidades exatas (reais) ou tabelas aproximadas (arredondadas). Por sua vez, o arredondamento pode ser feito, arredondando o gerador ou a tabela. Caso se deseje o programa imprime só a tabela de capacidades do sistema gerador. Nas tabelas arredondadas, os estados de capacidade são múltiplos inteiros do valor do arredondamento. Este é escolhido pelo usuário e fornecido como um dado de entrada ao programa. Também é fornecido como dado de entrada o valor de truncamento, onde todas as probabilidades abaixo deste valor são desprezadas.

O programa combina o modelo do sistema gerador com a transmissão e o modelo da carga, descrito no item 3.2 do capítulo 3 resultando uma tabela de margem. Esta tabela é feita cumulativa, e o primeiro estado de margem negativa desta tabela dá os índices de confiabilidade para o sistema, probabilidade, frequência de ocorrência e duração do acontecimento.

Dados de Entrada

Cartão 1

Colunas	Tipo de Variável	Formato	Significado
1 a 80	Alfa Numérica	40 A2	TIT = Título do sistema em estudo.

Cartão 2

Colunas	Tipo de Variável	Formato	Significado
11 a 15	Inteira	I5	NG = Número de geradores do sistema, max=40.
16 a 20	Real	F5.1	VA = Valor de arredondamento (MW).
21	Inteira	I1	KAG = 0 Arredonda tabela. KAG = 1 Arredonda gerador.
23	Inteira	I1	IB = 0 Com transmissão. IB = 1 Sem transmissão.
25	Inteira	I1	IBP = 0 Com perdas. IBP = 1 Sem perdas.
26 a 40	Real	F15.12	TRC = Abaixo deste valor são desprezadas as probabilidades e seus correspondentes estados de capacidade.
41 a 55	Real	F15.12	TRM = Abaixo deste valor são desprezadas as probabilidades e seus correspondentes estados de margem.
56 a 60	Inteira	I5	MVAB = Potência Base do Sistema (MVA).

Colunas	Tipo de Variável	Formato	Significado
65	Inteira	I1	<p>KSG = 0 executa todo o programa (geração, transmissão e carga).</p> <p>KSG = 1 Só executa sistema gerador. (Só fornece tabela de capacidades da geração).</p>

Cartão 3

Colunas	Tipo de Variável	Formato	Significado
1 a 5	Inteira	I5	IBE = Número da Barra emissora.
6 a 10	Inteira	I5	IBR = Número da Barra receptora.
11 a 15	Inteira	I5	<p>NCI = 0 Existe só 1 circuito</p> <p>NCI = 1 Existe mais de 1 circuito.</p>
16 a 25	Real	F10.6	RES = Resistência em %.
26 a 35	Real	F10.6	REA = Reatância em %.
36 a 45	Real	F10.6	PLI = Fluxo limite da linha em MW.
46 a 55	Real	F10.6	TRL = Tempo médio de reparo da linha (DIAS).

Colunas	Tipo de Variável	Formato	Significado
56 a 65	Real	F10.6	TFL = Tempo médio de operação da linha (DIAS).

Os dados de linhas terminam com 9999 na coluna 2.

Cartão 4

Colunas	Tipo de Variável	Formato	Significado
1 a 5	Inteira	I5	NUB = Número da Barra.
7	Inteira	I1	NTP = Tipo da Barra. 0 = Barra de carga. 2 = Referência.
9 a 18	Real	F10.2	PGE = Potência gerada na barra em MW.
19 a 28	Real	F10.2	PCA = Carga em MW.

Os dados de barra terminam com 9999 na coluna 2.

Cartão 5

Colunas	Tipo de Variável	Formato	Significado
1 a 2	Inteira	I2	ITIPO=0 Gerador possui 2 estados. ITIPO=3 Gerador possui 3 estados.
11 a 20	Real	F10.2	CG = Capacidade do gerador (MW).
21 a 30	Real	F10.8	P = Probabilidade de funcionar.

Colunas	Tipo de Variável	Formato	Significado
31 a 40	Real	F10.6	TMR = Tempo médio de reparo (DIAS).
41 a 50	Real	F10.6	TMF = Tempo médio de funcionamento (DIAS).

Cartão 6 - Só aparece se ITIPO \neq 0.

Colunas	Tipo de Variável	Formato	Significado
11 a 20	Real	F10.2	CGER = Capacidade do gerador no estado 1 (MW).
21 a 30	Real	F10.2	CGER = Capacidade do gerador no estado 2 (MW).
31 a 40	Real	F10.2	CGER = Capacidade do gerador no estado 3 (MW).

Cartão 7 - Só aparece se ITIPO \neq 0.

Colunas	Tipo de Variável	Formato	Significado
11 a 20	Real	F10.7	H = Taxa de falha para 3 estados (DIAS).
21 a 30	Real	F10.7	U = Taxa de reparo para 3 estados (DIAS).

Cartão 8

Colunas	Tipo de Variável	Formato	Significado
11 a 15	Inteira	I5	NNC = Número de níveis de carga (inclusive carga baixa).
16 a 25	Real	F10.8	E = Fator de exposição da carga, sempre < 1 .

Cartão 9

Colunas	Tipo de Variável	Formato	Significado
11 a 15	Inteira	I5	NOC = Número de dias de ocorrência da carga.
16 a 25	Real	F10.2	CARGA = Valor do pico de carga (MW). (Inclusive carga baixa).

O estado de carga baixa é sempre o último.

Ordem de Entrada dos Cartões:

Cartão 1 - Aparece só uma vez.

Cartão 2 - Aparece só uma vez.

Cartão 3 - Um cartão para cada circuito. Após o último circuito vem um cartão 9999 na coluna 2. Limite = 50 linhas.

Cartão 4 - Um cartão para cada barra. Após a última barra vem um cartão 9999 na coluna 2. Limite = 50 barras.

Cartão 5 - Um cartão para cada gerador.

Cartão 6 - Um cartão para cada gerador de 3 estados. (Funciona, Parcial - mente Avariado e Avariado).

Cartão 7 - Um cartão para cada estado do gerador de 3 estados.

Cartão 8 - Aparece só uma vez.

Cartão 9 - Um cartão para cada pico de carga. (Inclusive carga baixa).
Limite = 4 níveis de carga.

Exemplos:

a) Seja um sistema de 30 geradores todos de 2 estados, um sistema de transmissão com 4 circuitos e 5 barras e um modelo de carga com 4 níveis.

Os cartões de dados são colocados assim:

Ordem de Entrada	Tipo de Cartão	Quantidade
1	1	1
2	2	1
3	3	5*
4	4	6*
5	5	30
6	8	1
7	9	4

* 1 cartão a mais para o 9999.

b) Seja um sistema de 2 geradores todos de 3 estados, e um modelo de carga com 4 níveis. Sem considerar o efeito da transmissão.

Os cartões de dados são colocados assim:

Ordem de Entrada	Tipo de Cartão	Quantidade
1	1	1
2	2	1
3	5	1
4	6	1
5	7	3
6	5	1
7	6	1
8	7	3
9	8	1
10	9	4

Descrição das Sub-Rotinas

- Sub-rotina ZERA

Esta sub-rotina inicia o programa zerando as variáveis. Lê dados de entrada, imprime dados lidos.

- Sub-rotina BARLI

Lê dados de barras e linhas. Imprime estes dados. Calcula número de barras e linhas.

- Sub-rotina PROB

Calcula potência do sistema gerador, probabilidade de funcionar, ca-

so não seja dada, e taxas de saída. Lê dados de entrada. Imprime dados de geradores.

- Sub-rotina INICIA

Inicia a tabela de capacidade avariada, para geradores de dois estados. Forma a tabela com todos os estados pré-determinados quando a técnica de arredondamento é "arredonda gerador".

- Sub-rotina TRIEST

Calcula probabilidade e forma tabela parcial de capacidade avariada para geradores de 3 estados.

- Sub-rotina INVERT

Inverte matriz $N \times N$. É utilizada na sub-rotina Triest e na sub-rotina LFDC.

- Sub-rotina TABTRI

Esta sub-rotina forma a tabela de capacidade avariada para geradores de três estados. É usada dentro da sub-rotina Triest.

- Sub-rotina AREGER

Esta sub-rotina arredonda o gerador antes de formar a tabela. É feito um teste para ver se o gerador é múltiplo do valor de arredondamento. Se não for, o gerador é transformado em múltiplo e as probabilidades transformadas proporcionalmente. Deste modo o gerador se encaixa em estados pré-determinados da tabela. Só é usada quando utilizamos a técnica "arredonda gerador".

- Sub-rotina TABELA

Forma a tabela de capacidade avariada. É usada quando a tabela é real (sem arredondamento) ou quando usamos a técnica "arredonda tabela".

- Sub-rotina IGUAL

Esta sub-rotina procura os estados de capacidade avariada iguais na tabela. Se existirem estados iguais, são combinados, resultando só um estado.

- Sub-rotina TRUNKE

Esta sub-rotina trunca os valores de probabilidades menores de que um valor especificado, geralmente 10^{-8} a 10^{-10} . É usada na tabela de capacidade avariada. O valor do truncamento é um dado de entrada do programa.

- Sub-rotina ROUND

Esta sub-rotina arredonda os valores da tabela de capacidade avariada. O programa lê o valor do gerador e combina com a tabela existente. Fica-se com diversos estados na tabela, retira-se o estado, procurando ver se o valor é igual ou múltiplo do valor do arredondamento. Só é usada para a técnica "arredonda tabela". Ao final desta rotina tem-se a tabela arredondada. Faz-se a mesma coisa com o próximo gerador, até o último.

- Sub-rotina ORDENA

Esta sub-rotina ordena os estados de capacidade avariada em ordem crescente.

- Sub-rotina FREPER

Esta sub-rotina calcula frequência, período, frequência cumulativa e

período cumulativo para a tabela de capacidade do sistema gerador e da geração - transmissão.

- Sub-rotina GERTRA

Combina a tabela do Sistema Gerador com o sistema de transmissão. Calcula tabela de capacidade das linhas para combinar com a geração.

- Sub-rotina LFDC

Calcula perdas ativas no sistema de transmissão. Estas perdas são acrescidas às cargas.

- Sub-rotina INIMAR

Inicia a tabela de margem

-Sub-rotina TABMAR

Esta sub-rotina forma a tabela de margem.

- Sub-rotina IGUAM

Sub-rotina que verifica se existem estados de margem iguais na tabela de margem. Se existem, estes estados são combinados resultando só um estado.

- Sub-rotina TRUNKM

Esta sub-rotina trunca os valores de probabilidade menores do que um valor especificado. Geralmente 10^{-8} a 10^{-10} . É usada na sub-rotina GERTRA e caso se deseje na tabela de margem.

- Sub-rotina ORDENM

Esta sub-rotina ordena os estados de margem em ordem decrescente.

- Sub-rotina ENSU

Calcula energia não suprida pelo sistema.

- Sub-rotina FEPEM

Calcula frequência, duração, probabilidade cumulativa, frequência cumulativa, período cumulativo, duração cumulativa, tudo relacionado com estados de margem.

Saída do Programa

O programa imprime as seguintes informações e resultados:

- Título do sistema em estudo.
- Número total de geradores do sistema.
- Valor do arredondamento.
- Valor abaixo do qual as probabilidades são desprezadas.
- Imprime "arredonda o gerador" se esta técnica é usada.
- Imprime "arredonda tabela" se esta técnica é usada.
- Dados de linhas.
- Dados de barras.
- Potência (MW) de cada gerador, com respectivos tempo médio do reparo e tempo médio de operação.
- Potência do sistema (MW).
- Número de estados da tabela de capacidades.
- Tabela de Capacidades do Sistema Gerador com:

Estados de capacidade avariada e correspondentes, probabilidades, fre

freqüência de ocorrência (individual e cumulativa), período de ocorrência (individual e cumulativo) e taxas de saída.

Número de estados da tabela de Capacidades Geração - Transmissão.

- Tabela de Capacidades Geração-Transmissão com:

Estados de capacidades disponível e correspondentes probabilidades, freqüência de ocorrência (individual e cumulativa), período de ocorrência (individual e cumulativo) e taxas de saída.

- Modelo da Carga com:

Fator de exposição.

Nível de carga (MW) com correspondentes número de ocorrência, probabilidades e taxas de saída.

- Tabela de margem (opcional) com:

Estados de margem e correspondentes probabilidades, freqüência, duração e taxas de saída.

- Número de estados de margem.

- Tabela de Margem Cumulativa com:

Estados de margem e correspondentes probabilidades, freqüência, período e duração cumulativas.

- Energia não suprida pelo sistema.

DATA	17 / 11 / 19 87
PROC:	
FLB:	PPG
LIV:	
NCRS	DOAÇÃO

621.315.2.621.316(043.2) T.495
B842m

EFEI / Biblioteca Mauá
BRESOLA, César A. Bleyer
Metodologia de frequên-
cia e duração: análise de
um modelo aproximado.
EFEI, Itajubá - 1987.

Clas- sifi- cada	Nº. Registro	Data Devol-

EFEI

BIBLIOTECA MAUÁ

Esta publicação deverá ser devolvida
dentro do prazo estipulado.

O leitor é responsável pela publicação
em seu poder.

EFEI - BIBLIOTECA MAUÁ
8200495



NÃO DANIFIQUE ESTA ETIQUETA