

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO ATRAVÉS
DE CONVOLUÇÃO DE DENSIDADES DE PROBABILIDADES

por

Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Dissertação para obtenção do Título de
Mestre em Engenharia

Porto Alegre

1993

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO ATRAVÉS
DA CONVOLUÇÃO DE DENSIDADES DE PROBABILIDADES

por

Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PROMEC, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Area de Concentração: Energia

Aprovada por:

Prof. Dr. Edgar Pereira (Orientador)

Prof. Dr. Anildo Bristoti

Prof. Dr. Sonchai Ansuaj

Prof. Dr. Sérgio Viçosa Moeller

Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 07 de Maio de 1993

DEDICATÓRIA

A Ana Luiza, Antônio Carlos e Maria da Graça que me acompanharam durante o Curso e durante a elaboração desta dissertação, tendo por vezes suportar um pai e um marido ausente.

A meus pais, sogros, irmãos, cunhados e sobrinhos pelo convívio tão importante, embora infrequente.

AGRADECIMENTOS

Aos Engenheiros Gilberto Silva Cracco, Jose Inácio Camino Boaz, Fernando Coronel Machado, Pedro da Silva Bittencourt, Cláudio Reis Gonçalo, Ivan Soares Martins, Marco Kappel Ribeiro, Darville Souza Filho e Eduardo José Baum Salomon, que viabilizaram a licença da Companhia Estadual de Energia Elétrica para minha participação no Curso e elaboração desta dissertação.

Aos Professores Guilherme Alfredo Dentzen Dias e Dulcemar Coelho Lautert que viabilizaram a licença da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul para minha participação no Curso.

Ao Professor José Wagner Maciel Kaheler pelo incentivo.

Aos Professores Elisabeta Gallichio, Liliane Basso Barichello e Júlio Claeysen pelo apoio.

Aos Professores da PUC Fausto Libano, Marcos Telló, Sérgio Haffner e Vicente Mariano Canalli pela colaboração e encorajamento.

À Professora Gládis Bordin Schuch pelo colaboração no estudo de séries temporais e pelo incentivo.

À Economista Marli Siqueira da Glória, à Téc. Neusa Maria Pereira, aos Engenheiros Luiz Floriano Bocchi, Pedro José Abreu

Lima da Rosa, Peter Bent Hansen, Rudolf Veitenheimer e Vladimir Streit pelos dados fornecidos.

Às Bibliotecárias Dora Regina A. Naymayer, Laura Fernandes de Aguiar e Rosemary Rheinheimer pela obtenção de artigos e pela revisão de referências bibliográficas.

Ao meu Orientador, Professor Edgar Pereira pelo empenho, encorajamento, orientação segura e pelas lições de vida que me proporcionou.

Aos colegas que, embora afastados pela vida, estarão presentes em boas recordações.

A todas as pessoas que contribuíram direta ou indiretamente para a elaboração desta dissertação.

R E S U M O

A expansão de sistema elétrico de potência depende de estudos de planejamento realizados com antecedência de vários anos relativamente à operação comercial de unidade geradoras.

Para que se possa estimar o desempenho de um sistema elétrico de potência, são elaboradas algumas configurações consideradas viáveis para expansão do mesmo. O desempenho de cada uma é simulado e através dos parâmetros obtidos identifica-se a configuração de melhor desempenho.

A simulação do desempenho de um sistema elétrico de potência pode ser realizada através de dois métodos:

- método de frequência e duração de falhas.
- método da probabilidade de perda de carga.

Nesta dissertação a simulação do desempenho será realizada através da probabilidade de perda de carga em conjunto com o valor esperado da energia não atendida.

Para calcular a probabilidade de perda de carga considera-se que a potência de uma máquina indisponível devido a uma causa não programada seja igual a uma carga equivalente conectada ao sistema, quando ocorre a indisponibilidade. Como a ocorrência de cargas em um sistema de potência é um fenômeno probabilístico, o cálculo de probabilidade de ocorrência de demanda efetiva é efetuado a através da convolução da densidade de

probabilidade de ocorrência de uma demanda que exceda um determinado valor com a densidade de probabilidade de indisponibilidade de cada uma das unidades geradoras do sistema.

A partir dos valores de probabilidade de demanda efetiva correspondentes a todas as unidades geradoras, obtem-se a função de distribuição de probabilidade de demanda efetiva também designada perfil de demanda efetiva. O valor de probabilidade correspondente no perfil de demanda efetiva é igual ao somatório das potências das unidades geradoras é a probabilidade de perda de carga. O valor esperado da energia não atendida é determinado a partir do somatório de potências das unidades geradoras no perfil de carga do sistema.

Para calcular estes parâmetros foi desenvolvido uma programa computacional cuja listagem consta do Anexo.

Os dados do Sistema CEEE foram utilizados verificando-se as necessidades de incremento de geração para manutenção dos atuais índices de confiabilidade.

ABSTRACT

The expansion of a electrical power system depends on planning studies done several years before the commercial operation of generating units.

In order to estimate the performance of a electrical power system, feaseable configurations for the expansion are studied. The performance of each one is simulated and the respective results indicate the configuration with the best performance.

The simmulation of electrical power system performance can be done through two methods:

- Frequency and Duration Method
- Loss of Load Probability Method

In this work the performance simmulation is executed through the loss of load probability connected with the expected value of energy not served.

To evaluate the loss of load probability it is assumed that the capacity of a generating unit unavailable due to a forced outage be equal to a random equivalent load that is connected to the system when the forced outage occurs. The occurrence of loads in a electrical power system is a probabilistic phenomenon. The evaluation of effective load occurrence probability is executed by

the convolution of occurrence of a load bigger than a specified value probability density with each one of system generating unit unavailability probability density.

With effective load probability values of all the generating units, it is obtained the effective load probability distribution function or load profile. The loss of load probability is the value that corresponds to the sum of generating unit capacities on the load profile.

The expected value of the energy not served is obtained with the sum of generating capacities in the load profile.

To evaluate these parameters it was developed a computer program, whose source program is attached.

The data of CEEE System was used and the conclusion is that it is necessary to increment the generation to maintain the present reliability indexes.

LISTA DE SÍMBOLOS

ALOLP	valor aceitável para IPPC
ANO	ano inicial do estudo
C_x^n	combinação de x elementos tomados n a n
DFE	desligamentos forçados equivalentes
DFF	desligamentos forçados fugitivos
DFP	desligamentos forçados na partida
DM	desvio médio
DOB	demandas observadas
$E(x)$	valor esperado de uma variável
\bar{E}	valor esperado de uma variável
E_t	erro de previsão
$f(x)$	função densidade de probabilidade
f_{if}	densidade de probabilidade de indisponibilidade forçada do grupo gerador i
$f(L, \theta)$	densidade de probabilidade conjunta
$F^*(L)$	distribuição de probabilidade de demanda para $l \leq L$
$F(L)$	distribuição de probabilidade de demanda para $l > L$
$F^i(L_e)$	distribuição de probabilidade de carga efetiva convolvida com as cargas aleatórias forçadas das i primeiras unidades geradoras
$F^{i-1}(L_e)$	distribuição de probabilidade de carga efetiva desconvolvida a unidade i
h	número de passos da previsão

IPPC	índice de probabilidade de perda de carga
l	número de observações utilizadas na determinação de α
L	demanda aleatória
\bar{L}	valor esperado de demanda
Le	carga efetiva
Loi	carga forçada aleatória da unidade i
N	número de observações em uma série
N_A	número de ocorrências de um evento A
N_T	número total de tentativas
NDOB	número de demandas observadas
NDP	número de demandas previstas
NE	número de estados de Loi
NM	número de máquinas
NME	número de máquinas existentes
NMI	número de máquinas a instalar
P	probabilidade de sucesso de um experimento
PNi	potência nominal da máquina i
PNAi	potência nominal da máquina i a instalar
$P(A)$	probabilidade de A
$\hat{P}(A)$	estimativa da probabilidade de A
$P(A B)$	probabilidade condicional de um evento B ocorrer, havendo ocorrido o evento A
q	probabilidade de falha de um experimento
Q	probabilidade de máquinas existentes estarem indisponíveis
QA	probabilidade de máquinas a instalar estarem

	indisponíveis
s	somatório dos quadrados dos erros
SPN	somatório da potência das máquinas
TIF	taxa de indisponibilidade forçada
TEIF	taxa equivalente de indisponibilidade forçada
\bar{X}	média aritmética
XNOME	nome do arquivo de dados
Z	variável normal padrão
Z_t	valor observado em uma série
\bar{Z}_t	valor exponencialmente alisado de uma série para o período t
\hat{Z}_t	valor previsto para o período t
α	constante de alisamento
β	relação entre θ e $\bar{\theta}$
$\varepsilon(DNA)$	valor esperado de demanda não atendida
$\varepsilon(ENA)$	valor esperado de energia não atendida
θ	demanda máxima aleatória
$\bar{\theta}$	demanda máxima aleatória em um período
λ	intervalo médio entre duas ocorrências em uma distribuição exponencial
μ	média de um conjunto de números
σ	desvio padrão
σ^2	variância
\cap	operador de união de conjuntos
\cup	operador de união de conjuntos
\emptyset	conjunto vazio

ÍNDICE

1.	Introdução	1
1.1.	Descrição	1
1.2.	Revisão Bibliográfica	1
1.3.	Objetivos do Trabalho	3
1.4.	Resultados Obtidos	4
2.	Revisão de Estatística, Probabilidade e Confiabilidade	5
2.1.	Estatística	5
2.2	Distribuições de Freqüência	6
2.2.1.	Introdução	6
2.2.2.	Dados Brutos	6
2.2.3.	Rol	6
2.2.4.	Classe ou Categoria	7
2.2.5.	Intervalo de Classe	7
2.2.6	Límites de Classe	7
2.2.7.	Límites Reais de Classe	7
2.2.8.	Amplitude do Intervalo de uma Classe	7
2.2.9.	Ponto Médio de uma Classe	7
2.2.10.	Tabela ou Distribuição de Freqüência	8
2.2.11.	Histograma	8
2.2.12.	Polígono de Freqüências	8
2.2.13.	Freqüência Relativa	9
2.2.14.	Tabela ou Distribuição de Freqüências Relativas	9
2.2.15.	Freqüência Acumulada	9
2.2.16.	Tabela ou Distribuição de Freqüência	9

Acumulada	
2.2.17. Freqüência Acumulada Relativa	9
2.2.18. Polígono de Freqüências Acumuladas	10
2.2.19. Exemplo	10
2.2.19.1.Dados	10
2.2.19.2.Rol	11
2.2.19.3.Classe	11
2.2.19.4.Limites de Classe	11
2.2.19.5.Pontos Médios das Classes	12
2.2.19.6.Tabela de Freqüências	12
2.2.19.7.Histograma e Polígono de Freqüências	12
2.2.19.8.Distribuição de Freqüências Acumuladas	13
2.3. Média Aritmética	13
2.4. Mediana	14
2.5. Moda	14
2.6. Medidas de Dispersão	14
2.6.1. Amplitude Total	14
2.6.2. Desvio Médio	15
2.6.3. Desvio Padrão	15
2.6.4. Variância	15
2.6.5. Aplicação ao Exemplo	16
2.6.5.1. Amplitude Total da Série	16
2.6.5.2. Desvio Médio	16
2.6.5.3. Desvio Padrão	16
2.6.5.4. Variância	16
2.7. Probabilidade	17
2.7.1. Introdução	17

2.7.2.	Conjuntos	18
2.7.3.	Experimento	20
2.7.4.	Espaço Amostral	20
2.7.4.1.	Espaço Amostral Discreto	20
2.7.4.2.	Espaço Amostral Contínuo	20
2.7.5.	Evento	20
2.7.5.1.	Eventos Independentes	21
2.7.5.2.	Eventos Mutuamente Exclusivos	21
2.7.6.	Probabilidade Condicional	21
2.7.7.	Axiomas	22
2.7.8.	Teoremas	23
2.7.9.	Variável Aleatória	26
2.7.9.1.	Variável Aleatória Discreta	26
2.7.9.2.	Variável Aleatória Contínua	27
2.7.10.	Função de Probabilidade ou Função Distribuição de Probabilidade	27
2.7.11.	Função Densidade de Probabilidade	28
2.7.12.	Valor Esperado de uma Variável Aleatória Discreta	29
2.7.13.	Valor Esperado de uma Variável Aleatória Contínua	30
2.7.14.	Distribuição Binomial	30
2.7.15.	Distribuição de Poisson	31
2.7.16.	Distribuição Exponencial	33
2.7.17.	Distribuição Normal	34
2.7.18.	Distribuições Conjuntas	36
2.7.19.	Convolução de Funções Densidade de	36

	Probabilidade	
2.8.	Confiabilidade	37
3.	Previsão de Demanda	42
3.1.	Descrição do Método	42
3.2.	Exemplo	44
4.	Confiabilidade de Sistemas de Geração de Energia Elétrica através da Convolução de Densidades de Probabilidades	47
4.1.	Introdução	47
4.2.	Modelo Probabilístico de Unidades Geradoras	48
4.3.	Distribuição Probabilística de Demanda	50
4.4.	Incerteza na Previsão	53
4.5.	Valor Esperado de Demanda e Energia	55
4.6.	Demanda Efetiva	58
4.7.	Capacidade de Atendimento Efetivo de Demanda	60
5.	Modelo Computacional	62
5.1.	Introdução	62
5.2.	Leitura e Apresentação de Dados	62
5.3.	Previsão de Demanda	64
5.4.	Obtenção da Distribuição de Probabilidade de Carga	64
5.5.	Verificação da Consistência dos Dados	64
5.6.	Formação dos Vetores de Características de Máquinas Existentes e a Instalar	65
5.7.	Determinação da Confiabilidade	65
6.	Casos Estudados	87
6.1.	Introdução	87

6.2	Casos com IPPC Aceitável igual a 1% (1.68h/SEM)	88
6.2.1.	Expansão com Unidades de Potência igual a 600 MW	88
6.2.2.	Expansão com Unidades de Potência igual a 500 MW	88
6.2.3.	Expansão com Unidades de Potência igual a 400 MW	89
6.2.4.	Expansão com Unidades de Potência igual a 350 MW	90
6.3	Casos com IPPC Aceitável igual a 2% (3.36h/SEM)	91
6.3.1.	Expansão com Unidades de Potência igual a 600 MW	91
6.3.2.	Expansão com Unidades de Potência igual a 500 MW	92
6.3.3.	Expansão com Unidades de Potência igual a 400 MW	93
6.3.4.	Expansão com Unidades de Potência igual a 350 MW	93
6.4	Casos com IPPC Aceitável igual a 3% (5.04h/SEM)	94
6.4.1.	Expansão com Unidades de Potência igual a 600 MW	94
6.4.2.	Expansão com Unidades de Potência igual a 500 MW	95
6.4.3.	Expansão com Unidades de Potência igual a	96

	400 MW	
6.4.4.	Expansão com Unidades de Potência igual a 350 MW	97
7.	Análise dos Casos Estudados	98
7.1.	Introdução	98
7.2.	Casos com IPPC-A igual a 1%(1.68h/SEM)	98
7.2.1.	Unidades Geradoras Aditadas	98
7.2.2.	Valor do Índice de Probabilidade de Perda de Carga Calculado (IPPC-C)	99
7.2.3.	Energia Não Atendida	100
7.2.4.	Análise do Casos	101
7.3.	Casos com IPPC-A igual a 2%(3.36h/SEM)	102
7.3.1.	Unidades Geradoras Aditadas	102
7.3.2.	Valor do Índice de Probabilidade de Perda de Carga Calculado (IPPC-C)	102
7.3.3.	Energia Não Atendida	103
7.3.4.	Análise do Casos	104
7.4.	Casos com IPPC-A igual a 3%(5.04h/SEM)	105
7.4.1.	Unidades Geradoras Aditadas	105
7.4.2.	Valor do Índice de Probabilidade de Perda de Carga Calculado (IPPC-C)	105
7.4.3.	Energia Não Atendida	106
7.4.4.	Análise do Casos	107
8.	Conclusões	108
9.	Recomendações	110
	Referências Bibliográficas	111
	Anexo	113

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA	TÍTULO	PÁGINA
2.1.	Histograma e Polígono de Freqüências	13
2.2.	Distribuição Acumulada de Freqüências	13
2.3	Operações com Conjuntos	19
2.4.	Eventos A e B	25
2.5.	Função Distribuição de Probabilidade	28
3.1.	Demandas Máximas (MW) Observadas e Previstas	46
4.1.	Disponibilidade de um Grupo Gerador	49
4.2.	Densidade de Probabilidade de Indisponibilidade de um Grupo Gerador	50
4.3.	Demandas Instantâneas de um Sistema Elétrico	51
4.4.	Curva de Duração de Demanda	51
4.5.	Distribuição de Probabilidade de Demanda	52
4.6.	Perfil de Demanda para um Período Genérico	53
4.7.	Perfil de Demanda Simplificado	57
5.1.	Subrotina PRDEM	67
5.2.	Subrotina PRDEMA1	68
5.3.	Subrotina PRDEMA2	70
5.4.	Subrotina CDIMM	71
5.5.	Subrotina CONSDA	73
5.6.	Subrotina VDIPN	74

5.7.	Determinação da Confiabilidade	75
5.8.	Subrotina VCPDMM	77
5.9.	Subrotina VSP	78
5.10.	Subrotina DEMPC	79
5.11.	Subrotina DPRI	80
5.12.	Subrotina VPDEA	81
5.13.	Subrotina GRPD	82
5.14.	Subrotina VEENAT	84
5.15.	Subrotina VENA	85
5.16.	Subrotina EQRET Subrotina AIRET	86

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA	TÍTULO	PÁGINA
2.1.	Demandas Máximas de Energia Elétrica no RGS	10
2.2.	Limites de Classe para Amplitude de 500 MW	11
2.3.	Freqüências das Demandas	12
3.1.	Demandas Observadas e Previstas	45
4.1.	Dados Típicos de Indisponibilidade de Geradores	48
5.1.	Identificação dos Fluxogramas das Subrotinas	66
6.1.	Resultados da Expansão com Unidades de 600 MW	88
6.2.	Resultados da Expansão com Unidades de 500 MW	89
6.3.	Resultados da Expansão com Unidades de 400 MW	89
6.4.	Resultados da Expansão com Unidades de 350 MW	90
6.5.	Resultados da Expansão com Unidades de 600 MW	91
6.6.	Resultados da Expansão com Unidades de 500 MW	92
6.7.	Resultados da Expansão com Unidades de 400 MW	93
6.8.	Resultados da Expansão com Unidades de 350 MW	94
6.9.	Resultados da Expansão com Unidades de 600 MW	95
6.10.	Resultados da Expansão com Unidades de 500 MW	95

6.11.	Resultados da Expansão com Unidades de 400 MW	96
6.12.	Resultados da Expansão com Unidades de 350 MW	97
7.1.	Unidades Geradoras Aditadas	99
7.2.	IPPC-C para as Alternativas de Aditamento de Unidades Geradoras	100
7.3.	Energia Não Atendida(MWh) para as Alternativas de Aditamento de Unidades Geradoras	101
7.4.	Unidades Geradoras Aditadas	102
7.5.	IPPC-C para as Alternativas de Aditamento de Unidades Geradoras	103
7.6.	Energia Não Atendida(MWh) para as Alternativas de Aditamento de Unidades Geradoras	104
7.7.	Unidades Geradoras Aditadas	105
7.8.	IPPC-C para as Alternativas de Aditamento de Unidades Geradoras	106
7.9.	Energia Não Atendida(MWh) para as Alternativas de Aditamento de Unidades Geradoras	107

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1.DESCRICÃO

Os sistemas elétricos de potência devem atender ao mercado consumidor com margens para absorver o crescimento, as falhas e a realização de serviços de manutenção em unidades geradoras. Uma vez que é impossível anular o risco de falhas no sistema e conseqüentes interrupções no atendimento ao mercado, há a necessidade de quantificar este risco para possibilitar que seja realizado o planejamento de expansão do sistema.

Nesta dissertação será apresentada uma forma de avaliação dos riscos de interrupção de um sistema elétrico de potência.

1.2.REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A introdução de métodos estatísticos na avaliação do desempenho de sistemas de potência foi realizada por Lyman [1] em 1933, com o intuito de dimensionar reserva de potência.

No ano seguinte, Smith [2],[3] destacou a necessidade de utilização de termos quantitativos na avaliação de confiabilidade e propôs que fosse realizada através de probabilidades de falhas de máquinas.

Em 1947,segundo Endrenyi [4], foram publicados trabalhos de Calabrese e Lyman, introduzindo o método de probabilidade de perda de carga.

Em 1958, Kist e Thomas [5] propuseram o refinamento dos dados históricos utilizados nos estudos de confiabilidade, em função da necessidade de estabelecimento de critérios de reserva de geração.

Em 1960, segundo Endrenyi [4], o então AIEE publicou um relatório sobre métodos probabilísticos aplicados a problemas de capacidade de geração, apresentando uma síntese dos métodos utilizados até aquela época.

Em 1970, foi publicado o primeiro livro de R.Billinton [6], abordando a confiabilidade nos diversos segmentos de um sistema de potência.

Em 1972, diversos trabalhos sobre confiabilidade foram publicados. J.T.Day et alli [7] propuseram a utilização do valor esperado do déficit de geração em conjunto com a taxa equivalente de indisponibilidade forçada para quantificar a degradação de sistemas de potência. L.Garver [8] propôs a incorporação da variável confiabilidade nos métodos de programação de manutenção de unidades geradoras, para uniformizar os riscos de interrupções forçadas. Vassel et al [9] estenderam a utilização de métodos probabilísticos ao estudo de reserva de geração de sistemas interligados. R.Billinton [10] apresentou uma bibliografia sobre métodos probabilísticos aplicados à avaliação de confiabilidade de sistemas de potência.

Em 1973, foi publicada uma obra de Billinton et alli [11] fazendo uma abordagem descritiva da confiabilidade em sistemas de potência, bem como um artigo [12] onde é apresentada a necessidade de utilização do conceito de confiabilidade no projeto de usinas elétricas, indicando os benefícios obtidos com a adoção de sistemas de confiabilidade.

Em 1977, foi publicado o livro de R.L.Sullivan [13] introduzindo a confiabilidade como variável de planejamento de sistemas de potência.

Em 1978, J. Endrenyi [4] apresenta a criação do North American Electric Reliability Council como consequência do colapso do sistema elétrico norte-americano em 1965 e uma associação bastante útil entre o conceito intuitivo e o conceito matemático ou probabilístico de confiabilidade. No mesmo ano, o IEEE [14] apresenta um complemento à bibliografia sobre aplicação de métodos probabilísticos à avaliação da confiabilidade de sistemas de potência.

Em 1981, foi lançada a obra de C.Camargo [15], na qual o conceito de confiabilidade é aplicado a todos os segmentos de sistemas de potência, tendo como ilustração o exemplo da Concessionária Centais Elétricas do Sul do Brasil - Eletrosul.

A IAEA [16] analisa a confiabilidade de sistemas de geração de energia elétrica sob o aspecto de valor para o usuário e respectivo custo associado.

Em 1987, R.Deggeroni [17] apresentou na Universidade Federal de Santa Maria um programa computacional para análise da confiabilidade de sistemas de geração, utilizando a combinação de probabilidades.

1.3.OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo desta dissertação foi implementar um modelo computacional para o cálculo da confiabilidade da geração de um

sistema elétrico de potência. Neste modelo é utilizado o método da convolução de densidades de probabilidade de indisponibilidade de unidades geradoras desenvolvido por Sullivan[13]. Adicionalmente é calculado o valor esperado da energia não atendida, para avaliar a repercussão no mercado que um certo índice de risco possa apresentar.

1.4.RESULTADOS OBTIDOS

O modelo desenvolvido pode ser utilizado para elaboração de programas de manutenção de unidades geradoras, possibilitando minimizar riscos de interrupções, bem como para o planejamento de expansão de sistemas elétricos de potência.

No Capítulo 6 são analisadas algumas hipóteses de expansão do Sistema CEEE. Os resultados obtidos, embora previsíveis a sentimento, indicam a necessidade de instalação de novas unidades geradoras de porte significativo (superiores a 300 MW).

Caso não sejam instaladas tais unidades, o mercado deverá buscar atendimento, enquanto for possível, no Sistema Interligado e investir maciçamente em conservação de energia.

CAPÍTULO 2

REVISÃO DE ESTATÍSTICA, PROBABILIDADE E CONFIABILIDADE

A confiabilidade de sistemas de geração está intimamente associada à estatística e à teoria das probabilidades. Em função disto é apresentada uma revisão sobre conceitos de estatística, probabilidades e confiabilidade.

2.1. ESTATÍSTICA

O termo estatística compreende o levantamento, a sistematização e a descrição de dados, e ainda a inferência de atributos gerais a partir de observações específicas [18].

Usualmente são utilizadas duas acepções: o significado de conjunto dados sobre uma população e o significado de análise e estabelecimento de hipóteses sobre os referidos dados. Esta última acepção é utilizada nesta dissertação.

Os dados são coletados em uma amostra, que é um subconjunto da população ou universo. A palavra população apresenta um sentido bastante abrangente pois pode se referir a um grupo de indivíduos ou a um conjunto de números que caracterizem uma população com existência concreta [19]. A população pode ser finita ou infinita ou, ainda, contínua ou discreta.

A estatística indutiva compreende a análise de amostras com o objetivo de estabelecer conclusões ou inferências sobre as populações.

A estatística dedutiva ou descritiva compreende a análise de determinadas características de um grupo, sem visar elaborar conclusões para um grupo maior [20].

2.2.DISTRIBUIÇÕES DE FREQUÊNCIA

2.2.1.Introdução

Os dados estatísticos obtidos de pesquisas, experimentos ou qualquer série de medidas são frequentemente tão numerosos que se tornam inservíveis, a menos que sejam condensados ou reduzidos a uma forma mais adequada [21].

2.2.2.Dados Brutos

Dados brutos são informações não submetidas a tratamento numérico algum.

2.2.3.Rol

Rol é um conjunto de dados brutos ordenados de forma crescente ou decrescente.

2.2.4. Classe ou Categoria

Classe ou categoria é um conjunto de elementos que apresentam características semelhantes.

2.2.5. Intervalo de Classe

Intervalo de classe é a faixa onde a classe é definida.

2.2.6. Limites de Classe

Limites de classe são os valores extremos da referida classe.

2.2.7. Limites Reais de Classe

Limites reais de classe são os valores que efetivamente definem os elementos de uma determinada classe.

2.2.8. Amplitude do Intervalo de uma Classe

Amplitude do intervalo de uma classe é a diferença entre os limites reais superior e inferior da referida classe.

2.2.9. Ponto Médio de uma Classe

Ponto médio de uma classe é o quociente da soma dos limites reais da mesma por 2.

2.2.10. Tabela ou Distribuição de Frequência

Tabela ou distribuição de frequência é um arranjo tabular de dados divididos em classes em conjunto com suas respectivas frequências.

2.2.11. Histograma

Histograma é uma representação gráfica de distribuições de frequência que consiste em um conjunto de retângulos com bases sobre o eixo horizontal de um sistema de referência. Cada retângulo é centrado no ponto médio de seu respectivo intervalo de classe. Suas larguras são proporcionais às amplitudes das classes correspondentes e suas áreas são proporcionais às frequências das mesmas.

2.2.12. Polígono de Frequências

Polígono de frequências é uma representação gráfica de distribuições de frequências, que liga através de segmentos de retas os pontos indicativos da frequência de cada classe. Estes pontos são locados sobre linhas verticais traçadas pelos pontos médios de cada intervalo de classe.

O polígono de frequência pode ser obtido ligando o ponto médio dos topos dos retângulos do histograma correspondente.

2.2.13.Freqüência Relativa

Freqüência relativa de uma classe é igual à freqüência desta classe dividida pela soma das freqüências.

2.2.14.Tabela ou Distribuição de Freqüências Relativas

Tabela ou distribuição de freqüências relativas é um arranjo tabular de dados divididos em classes apresentado em conjunto com as freqüências relativas correspondentes.

2.2.15.Freqüência Acumulada

Freqüência acumulada até um determinado intervalo inclusive é a freqüência total de todos os valores inferiores ao limite superior do referido intervalo.

2.2.16.Tabela ou Distribuição de Freqüência Acumulada

Tabela ou distribuição de freqüência acumulada, ou ainda, distribuição acumulada é uma tabela que apresenta freqüências acumuladas.

2.2.17.Freqüência Acumulada Relativa

Freqüência acumulada relativa ou porcentual é igual ao quociente da freqüência acumulada pela freqüência total.

2.2.18. Polígono de Freqüências Acumuladas

Polígono de freqüências acumuladas é um gráfico que apresenta a freqüência acumulada abaixo dos limites superiores de classes.

2.2.19. Exemplo

Para exemplificar os conceitos apresentados, neste item os mesmos serão aplicados a uma série histórica de demandas máximas de energia elétrica no RGS, conforme mostrado na Tabela 2.1.

2.2.19.1. Dados

Tabela 2.1. - Demandas Máximas de Energia Elétrica no RGS

ANO	DEMANDA (MW)	ANO	DEMANDA (MW)
1976	806,2	1985	1829,5
1977	910,4	1986	1903,9
1978	991,0	1987	2088,5
1979	1107,8	1988	2108,4
1980	1274,8	1989	2197,3
1981	1353,0	1990	2255,7
1982	1469,1	1991	2323,6
1983	1593,8	1992	2500,5
1984	1650,9		

2.2.19.2.Rol

O rol de demandas máximas ordenado de forma crescente é o seguinte:

806,2	910,4	991,0	1107,8	1274,8	1353,0
1469,1	1593,8	1650,9	1829,5	1903,9	2088,5
2108,4	2197,3	2255,7	2323,6	2500,5	

2.2.19.3.Classe

As demandas máximas foram divididas em classes de 500MW.

2.2.19.4.Limites de Classe

Os limites de classe, considerando a amplitude escolhida, estão mostrados na Tabela 2.2.:

Tabela 2.2. - Limites de Classe para Amplitude de 500 MW

INTERVALO	LIMITES
1	1 - 500
2	501 - 1000
3	1001 - 1500
4	1501 - 2000
5	2001 - 2500
6	2501 - 3000
7	3001 - 3500

2.2.19.5. Pontos Médios das Classes

Os pontos médios das classes escolhidas são:

250,5 750,5 1250,5 1750,5
2250,5 2750,5 3250,5

2.2.19.6. Tabela de Frequências

Tabela 2.3. - Frequências das Demandas

CLASSE	FREQUENCIA
1 - 500	0
501 - 1000	3
1001 - 1500	4
1501 - 2000	4
2001 - 2500	5
2501 - 3000	1
3001 - 3500	0

2.2.19.7. Histograma e Polígono de Frequências

O histograma e o polígono de frequência estão mostrados na Figura 2.1.

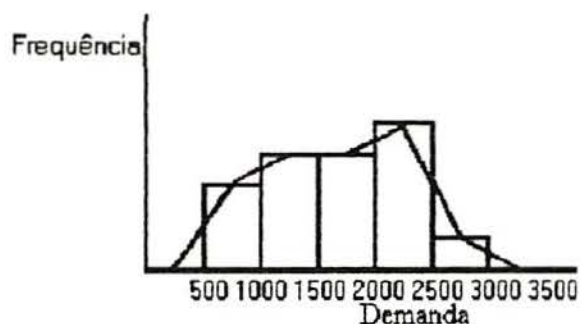


Figura 2.1. - Histograma e polígono de frequências

2.2.19.8. Distribuição de Frequências Acumuladas

A distribuição de frequências acumuladas da série de demandas máximas está apresentada na Figura 2.2.

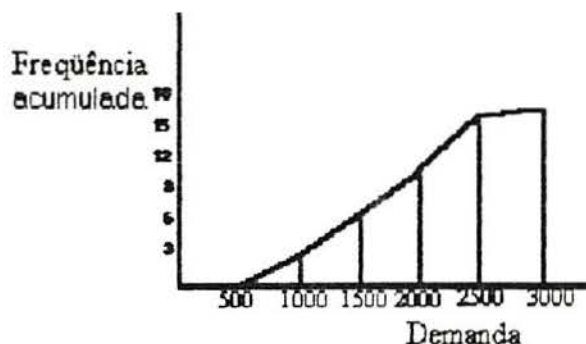


Figura 2.2. - Distribuição Acumulada de Frequências

2.3. MÉDIA ARITMÉTICA

Média aritmética de um conjunto de N números:

x_1, x_2, \dots, x_N é representada por:

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_N}{N} = \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N} \quad (2.1.)$$

A média aritmética da série apresentada no item 2.2.19. é igual a 1668,5 MW.

2.4.MEDIANA

Mediana de um conjunto de números arranjados em um rol é o valor médio ou a média aritmética dos valores centrais.

A mediana da série apresentada no item 2.2.19. é igual a 1650,9 MW.

2.5.MODA

Moda é o valor ou valores com maior frequência em um conjunto de números.

Na série apresentada no exemplo do item 2.2.19. não existe moda, pois todos os valores possuem a mesma frequência.

2.6.MEDIDAS DE DISPERSÃO

Dispersão ou variação de dados é o grau que dados numéricos tendem a dispersar-se em torno de um valor médio. Entre outras, relacionam-se as seguintes medidas de dispersão:

2.6.1.Amplitude Total

Amplitude total de um conjunto de N números x_1, x_2, \dots, x_N é a diferença entre o maior e o menor do conjunto.

3.6.2.Desvio Médio

Desvio médio de um conjunto de N números: x_1, x_2, \dots, x_N com frequências: f_1, f_2, \dots, f_N é definido pela expressão:

$$DM = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})}{N} \quad (2.2.)$$

2.6.3.Desvio Padrão

Desvio padrão de um conjunto de N números: x_1, x_2, \dots, x_N , é definido pela expressão:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{N}} \quad (2.3.)$$

2.6.4.Variância

Variância de um conjunto de dados é definida pelo quadrado do desvio padrão.

$$\sigma^2 = (\sigma)^2 \quad (2.4.)$$

2.6.5. Aplicação ao Exemplo do Item 2.2.19.

2.6.5.1. Amplitude Total da Série

Dado 1 - 806,2 MW

Dado 16 - 2500,5 MW

$$\text{Amplitude} = 2500,5 - 806,2 = 1694,3 \quad (2.5.)$$

2.6.5.2. Desvio Médio

$$\bar{x} = 1668,5$$

$$DM = \frac{\sum_{i=1}^{17} |x_i - 1668,5|}{17} = 454,1 \quad (2.6.)$$

2.6.5.3. Desvio Padrão

$$\bar{x} = 1668,5$$

$$N = 17$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{17} (x_i - 1668,5)^2}{17}} = 519,55 \quad (2.7.)$$

2.6.5.4. Variância

$$\sigma^2 = (\sigma)^2 = (519,55)^2 = 286807,33 \quad (2.8.)$$

2.7. PROBABILIDADE

2.7.1. Introdução

Embora probabilidade possa ser definida de diversas maneiras, a definição mais útil para a análise de confiabilidade é apresentada por Paul Albrecht [22]:

A probabilidade $P(A)$ de um evento A é a frequência relativa com que o evento A ocorre numa série contínua de muitas tentativas ou observações em condições constantes.

Nesta definição está contida a idéia de que a ocorrência do evento A em uma observação particular é incerta, mas a frequência relativa com que o referido evento ocorre em repetidas observações apresenta propriedades estáveis.

Se um evento A ocorre em N_A vezes de um total de N tentativas, a frequência relativa do evento A é $\frac{N_A}{N}$. Esta frequência relativa observada pode ser utilizada para estimar a probabilidade do evento A :

$$\hat{P}(A) = \frac{N_A}{N} \quad (2.9.)$$

$\hat{P}(A)$ significa uma estimativa de probabilidade

$P(A)$, sendo esta o resultado da expressão :

$$P(A) = \lim_{N \rightarrow \infty} \frac{N_A}{N} \quad (2.10.)$$

2.7.2. Conjuntos[4]

Um conjunto é uma coleção de objetos, normalmente sem ordem ou seqüência. Se x_1, x_2, \dots, x_n são elementos de um conjunto A , costuma-se utilizar a seguinte notação para representar tal conjunto:

$$A = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$$

Para indicar que x é um elemento de A , utiliza-se a notação $x \in A$.

A relação entre conjuntos depende de apresentarem elementos comuns ou não, havendo as seguintes possibilidades:

- Parte dos elementos são comuns aos conjuntos e cada conjunto apresenta parte que não pertence aos demais. Os conjuntos neste caso se interceptam.

- Não há elementos comuns aos conjuntos. Neste caso os conjuntos são mutuamente exclusivos ou disjuntos.

- Os elementos de um conjunto são também elementos de outro, mas há elementos deste que não pertencem ao primeiro, que é designado um subconjunto do conjunto que contém seus elementos.

Entre conjuntos são definidas diversas operações, sendo destacadas:

- União de conjuntos: é um conjunto que contém todos os elementos dos conjuntos constituintes. A notação da união dos conjuntos A e B é $A \cup B$.

- Interseção de conjuntos: é um conjunto que contém os elementos comuns dos conjuntos. A notação da interseção dos conjuntos A e B é $A \cap B$.

A Figura 2.3. ilustra as operações de união e interseção entre conjuntos.

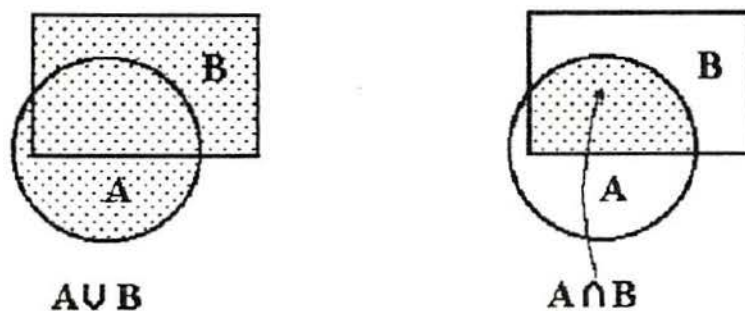


Figura 2.3. - Operações com Conjuntos

2.7.3.Experimento

Experimento é qualquer operação cujo resultado não pode ser previsto com certeza.

2.7.4.Espaço Amostral

Espaço amostral de um experimento é o conjunto de todos resultados possíveis do mesmo.

2.7.4.1.Espaço Amostral Discreto

Espaço amostral discreto é um espaço amostral que contem um número finito ou um número infinito enumerável de pontos.

2.7.4.2.Espaço Amostral Contínuo

Espaço amostral contínuo é um espaço amostral que contem um número infinito não enumerável de pontos.

2.7.5.Evento

Evento é um subconjunto do espaço amostral.

2.7.5.1.Eventos Independentes

Eventos independentes são aqueles cuja probabilidade de ocorrência de um não é afetada pela ocorrência ou não ocorrência de outro ou outros.

2.7.5.2.Eventos Mutuamente Exclusivos

Eventos mutuamente exclusivos são aqueles em que a ocorrência de um exclui a ocorrência dos demais.

2.7.6.Probabilidade Condicional[14]

A probabilidade condicional de um evento B ocorrer, havendo ocorrido um evento A anteriormente é definida pela expressão:

$$P(B|A) = \frac{P(A \cap B)}{P(A)} \quad (P(A) \neq 0) \quad (2.11.)$$

Portanto:

$$P(A \cap B) = P(B|A) \cdot P(A) \quad (2.12.)$$

Se os eventos A e B são independentes, i. é, o conhecimento de A não modifica a probabilidade de ocorrência do evento B, a expressão (2.11.) se torna:

$$P(B|A)=P(B) \quad (2.13.)$$

Substituindo este resultado na equação (2.12.), obtem-se:

$$P(A \cap B)=P(A) \cdot P(B) \quad (2.14.)$$

2.7.7.Axiomas

2.7.7.1. Para todo e qualquer evento A, $0 \leq P(A) \leq 1$,

pois:

$$0 \leq \frac{N_A}{N} \leq 1 \quad (2.15)$$

onde N_A - número de ocorrências do evento A

N - número total de tentativas

2.7.7.2. Para um evento certo A cuja ocorrência é certa, o mesmo se confunde com o espaço amostral S. Portanto:

$$A = S \quad (2.16.)$$

$$N_A = N \quad (2.17.)$$

$$P(A) = N_A/N = P(S) = 1. \quad (2.18.)$$

2.7.7.3. Para dois eventos mutuamente exclusivos A e B,

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B) \quad (2.19.)$$

2.7.8. Teoremas

A partir dos axiomas da teoria de probabilidades, podem ser demonstrados os teoremas a seguir, que independem da maneira de calcular a probabilidade de um evento particular.

2.7.8.1. Se \emptyset é um conjunto vazio, $P(\emptyset) = 0$.

Prova: Para qualquer evento A , $A = A \cup \emptyset$.

Como A e \emptyset são mutuamente exclusivos, pelo axioma apresentado no item 2.7.6.3, pode-se escrever:

$$P(A) = P(A \cup \emptyset) = P(A) + P(\emptyset) \quad (2.20.)$$

$$\text{Logo } P(\emptyset) = 0 \quad (2.21.)$$

2.7.8.2. Se \bar{A} é um evento complementar de A em relação ao espaço amostral S , $P(A) = 1 - P(\bar{A})$.

Prova: Como A e \bar{A} são eventos complementares com relação ao espaço amostral S , pode-se escrever:

$$S = \bar{A} \cup A, \quad (2.22.)$$

e:

$$P(A \cup \bar{A}) = P(A) + P(\bar{A}) \quad (2.23.)$$

Portanto:

$$P(S) = P(A \cup \bar{A}) = 1 \quad (2.24.)$$

e:

$$P(A) = 1 - P(\bar{A}) \quad (2.25.)$$

2.7.8.3. Para eventos A e B quaisquer:

$$P(\bar{A} \cap B) = P(B) - P(A \cap B) \quad (2.26.)$$

Prova: Observando a Figura 2.3., verifica-se:

$$B = (\bar{A} \cap B) \cup (A \cap B) \quad (2.27.)$$

Portanto:

$$P(B) = P((\bar{A} \cap B) \cup (A \cap B)) \quad (2.28.)$$

Pela figura 2.3. verifica-se ainda:

$$(\bar{A} \cap B) \cap (A \cap B) = \emptyset \quad (2.29.)$$

Desta forma:

$$P((\bar{A} \cap B) \cup (A \cap B)) = P(\bar{A} \cap B) + P(A \cap B) \quad (2.30.)$$

Substituindo em $P(B)$, obtem-se:

$$P(B) = P(\bar{A} \cap B) + P(A \cap B) \quad (2.31.)$$

Isolando $P(A \cap B)$, conclui-se:

$$P(\bar{A} \cap B) = P(B) - P(A \cap B) \quad (2.32.)$$

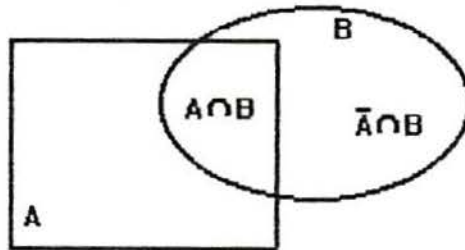


FIGURA 2.4. - Eventos A e B

2.7.8.4. Se A e B forem dois eventos quaisquer, então:

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B) - P(A \cap B) \quad (2.34.)$$

Prova: Pela figura 2.3. pode-se escrever:

$$A \cup B = A \cup (\bar{A} \cap B) \quad (2.35.)$$

e, pelo axioma apresentado no item 2.7.6.3.,
verifica-se:

$$P(A \cup (\bar{A} \cap B)) = P(A) + P(\bar{A} \cap B) \quad (2.36.)$$

Pelo teorema apresentado no item 2.7.7.3.,
verifica-se:

$$P(\bar{A} \cap B) = P(B) - P(A \cap B) \quad (2.37.)$$

Substituindo na equação 2.37.,
obtem-se:

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B) - P(A \cap B) \quad (2.38.)$$

2.7.9. Variável Aleatória

Variável aleatória é uma função que associa um número real a cada elemento de um espaço amostral .

2.7.9.1. Variável Aleatória Discreta

Variável aleatória discreta é uma variável aleatória definida em um espaço amostral discreto.

Um exemplo de variável aleatória discreta é o número de falhas ocorridas em uma unidade geradora durante o período de um ano.

2.7.9.2.Variável Aleatória Contínua

Variável aleatória contínua é uma variável aleatória definida em um espaço amostral contínuo.

Um exemplo de variável aleatória contínua são os valores de potência desenvolvida por um grupo gerador durante o período de um mês.

2.7.10.Função de Probabilidade ou Função Distribuição de Probabilidade

Função de probabilidade ou função de distribuição é uma função que associa a uma variável discreta um conjunto de probabilidades, que satisfaz às seguintes condições:

$$p(x_i) \geq 0 \quad (2.39.)$$

$$\sum_{i=1}^{\infty} p(x_i) = 1 \quad (2.40.)$$

A função distribuição de probabilidade pode ser exemplificada pela quantidade de geradores que se pode encontrar em operação em uma usina. Caso houvesse quatro geradores com disponibilidade 0,97 [15] na usina, haveria cinco situações possíveis:

- quatro geradores em operação $P(4) = 0,88529281$;

- tres geradores em operação $P(3) = 0,10952076$;
- dois geradores em operação $P(2) = 0,00508086$
- um gerador em operação $P(1) = 0,00010476$;
- nenhum gerador em operação $P(0) = 0,00000081$.

O gráfico da Figura 2.5. mostra a função de distribuição de probabilidade de os geradores estarem em operação.



Figura 2.5. - Função Distribuição de Probabilidade

2.7.11. Função Densidade de Probabilidade

Função densidade de probabilidade é uma função de uma variável aleatória contínua definida no intervalo real $[a,b]$, $a < b$, que apresenta as seguintes propriedades:

$$f(x) \geq 0 \quad \text{onde} \quad a \leq x \leq b \quad (2.41.)$$

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx = 1 \quad (2.42.)$$

A probabilidade que a variável x assumira valores em um intervalo $[c, d]$ é:

$$P(c \leq x \leq d) = \int_c^d f(x) dx \quad (2.43.)$$

2.7.12. Valor Esperado de uma Variável Aleatória Discreta

Valor esperado de uma variável aleatória discreta é definido como:

$$E(x) \triangleq \sum_{i=1}^n x_i f(x_i) \quad (2.44.)$$

onde: $i = 1, 2, \dots, n$

x_i - valores possíveis para a variável

$$f(x_i) = P(x = x_i)$$

2.7.13. Valor Esperado de uma Variável Aleatória

Contínua

O valor esperado de uma variável aleatória contínua é definido pela expressão:

$$E(x) = \int_{-\infty}^{\infty} xf(x)dx \quad (2.45.)$$

2.7.14. Distribuição Binomial

A distribuição binomial é associada com a repetição de um experimento que apresente somente dois resultados possíveis : ocorrência ou não ocorrência de um evento. Como exemplo, pode-se citar o funcionamento ou o não funcionamento de um componente de um equipamento, a demanda de energia elétrica exceder ou não exceder um determinado valor em um período, etc...

A distribuição binomial apresenta as seguintes propriedades:

- os resultados do experimento classificam-se em uma das categorias: sucesso ou falha;
- a probabilidade de sucesso permanece constante entre repetições do experimento;
- cada realização do experimento é independente das demais;
- o experimento é repetido um número fixo de vezes.

Se p representa a probabilidade de sucesso de um experimento e $q = 1-p$, a probabilidade de falha, a probabilidade de x sucessos em n repetições é:

$$P(X=x) = C_x^n p^x q^{n-x} \quad (2.46.)$$

onde $x = 0, 1, 2, \dots, n$

3.7.15. Distribuição de Poisson

A distribuição de Poisson é utilizada para descrever eventos distribuídos aleatoriamente em um intervalo de tempo ou em uma região especificada. Como exemplo pode-se citar fissuras por fadiga em anéis de retenção de turboalternadores, defeitos na isolação de uma bobina de um enrolamento, desligamentos por descargas atmosféricas de uma linha de transmissão, etc...

A variável aleatória de Poisson, que representa o número de ocorrências de um evento em um intervalo especificado em um experimento de Poisson, pode assumir valores $x = 1, 2, \dots$

A função de probabilidade da variável aleatória de Poisson é definida pela expressão:

$$f(x; \mu) = \frac{e^{-\mu} \mu^x}{x!} \quad (2.47.)$$

onde $x = 0, 1, 2, \dots$

μ - número médio de ocorrências de um evento durante um intervalo especificado

A distribuição de Poisson caracteriza-se pelas propriedades:

- Existe e permanece constante uma média, λ , do número de ocorrências de um evento aleatório em um intervalo unitário especificado;
- Quaisquer eventos definidos em intervalos disjuntos são independentes dos que ocorrem em qualquer outro intervalo. A probabilidade de x eventos ocorrerem neste intervalo é exatamente a mesma independentemente de onde o intervalo inicia. A média de eventos por unidade de intervalo independe de como o número de comprimentos unitários é escolhido para obter a média. Se há um número médio de eventos λ por unidade de intervalo, o número médio de eventos para t unidades será $\mu = \lambda t$.
- A probabilidade de um evento ocorrer exatamente durante um determinado intervalo é aproximadamente proporcional ao comprimento do intervalo e não depende do número de eventos fora do intervalo, de maneira que:

$$f(\lambda; \mu) = \lambda t + o(t) \quad \text{quando } t \rightarrow 0 \quad (2.48.)$$

onde $o(t)$ - função com a propriedade

$$\lim_{t \rightarrow 0} \frac{o(t)}{t} = 0 \quad (2.49.)$$

- A probabilidade que ocorram zero eventos em um intervalo é aproximadamente igual a:

$$f(0;\mu) = 1 - \lambda t \quad \text{quando } t \rightarrow 0. \quad (2.50.)$$

- A probabilidade que x eventos ocorram em um intervalo é desprezível comparada com a probabilidade de um evento e é dada por:

$$f(x > 1;\mu) = 0 \quad (2.51.)$$

2.7.16. Distribuição Exponencial

A distribuição exponencial é utilizada para representar o tempo decorrido até a ocorrência de um evento. Na teoria de confiabilidade esta distribuição é utilizada como modelo de distribuição de vida ou de tempo até a falha. Como exemplo pode-se citar o tempo para uma máquina ou um componente eletrônico operar sem falha, o tempo de vida de lâmpadas, etc...

A distribuição exponencial de uma variável aleatória contínua não negativa se caracteriza por apresentar uma única ocorrência do evento. Esta função de probabilidade é definida pela expressão:

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x} \quad (2.52.)$$

onde:

$$x \geq 0$$

λ - intervalo médio entre duas ocorrências

Como a função é contínua, as probabilidades são obtidas por integração da mesma:

$$P(X \leq x) = \int_0^x \lambda e^{-\lambda x} dx = 1 - e^{-\lambda x} \quad (2.53.)$$

2.7.17. Distribuição Normal

A distribuição normal é a mais importante das distribuições de probabilidades contínuas, e pode representar aproximadamente a distribuição de variáveis aleatórias de diversas observações físicas, como por exemplo, a altura dos indivíduos de uma população, a resistência de peças de aço forjado produzidas em determinado processo, etc...

A aplicação da distribuição normal em confiabilidade é limitada, pois a variável aleatória normal pode assumir valores negativos, enquanto que tempos de vida, tempos de reparo, etc... não podem.

A função densidade de probabilidade da distribuição normal é expressa por:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (2.54.)$$

onde:

$$-\infty \leq x \leq \infty$$

μ - média

σ - desvio padrão

A função densidade de probabilidade normal apresenta as seguintes características:

- é definida para todos os reais;
- é positiva para qualquer x , situando-se portanto acima do eixo das abcissas;
- o limite da função para $\pm \infty$ é zero, sendo o eixo das abcissas assintótico à curva;
- o máximo é igual a $\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}$, e ocorre para $x = \mu$;
- a curva é simétrica em relação ao eixo vertical que contém a média.

Para transformar uma variável aleatória normal x qualquer em uma variável normal padrão Z com $\mu_z=0$ e $\sigma_z=1$ utiliza-se a transformação:

$$Z = \frac{(x-\mu)}{\sigma} \quad (2.55.)$$

A função densidade de probabilidade associada a Z é expressa por:

$$f(Z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\left(\frac{1}{2Z^2}\right)} \quad (2.56.)$$

2.7.18. Distribuições Contínuas Conjuntas [24]

Duas variáveis apresentam distribuição conjunta contínua se existir uma função f não negativa, definida em todo o plano xy , que para qualquer par XY contidos em um subconjunto A do plano torne verdadeira a expressão:

$$P(X,Y) = \iint_A f(x,y) dx dy \quad (2.57.)$$

A função f é a função de densidade de probabilidade conjunta de X e Y , que satisfaz às seguintes condições:

$$\begin{aligned} f(X,Y) &\geq 0 && \text{para } -\infty < X < \infty && (2.57.) \\ & && \text{e } -\infty < Y < \infty && \end{aligned}$$

$$\int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} f(X,Y) dx dy = 1 \quad (2.58.)$$

2.7.19. Convolução de Funções Densidade de Probabilidade

Supondo duas variáveis aleatórias x_1 e x_2 independentes que apresentem funções densidade de probabilidade $f_1(x_1)$ e $f_2(x_2)$, respectivamente, a função densidade de probabilidade conjunta é expressa por:

$$f(x_1, x_2) = f_1(x_1) \cdot f_2(x_2) \quad (2.59.)$$

Introduzindo $Y = X_1 + X_2$ e $Z = X_2$, obtem-se:

$$X_1 = Y - Z \quad (2.60.)$$

$$X_2 = Z \quad (2.61.)$$

A soma de X_1 e X_2 , Y , apresenta a função densidade de probabilidade $g(Y)$ dada pela expressão:

$$g(Y) = \int_{-\infty}^{\infty} f(Y-Z)f(Z)dZ \quad (2.62.)$$

A função densidade de probabilidade conjunta de X_1 e X_2 , $g(Y)$, é chamada de integral de convolução das funções densidade de probabilidade $f(x_1)$ e $f(x_2)$.

2.8. CONFIABILIDADE

No contexto de planejamento de sistemas elétricos de potência o termo confiabilidade pode estar associado a uma noção subjetiva ou a um valor quantificado através de algum critério.

Como afirma Endrenyi[4], confiabilidade é um conceito antigo e uma nova disciplina.

Para uma aplicação quantitativa, o termo confiabilidade deve ser convertido em uma ou mais grandezas mensuráveis, através de definições adequadas. A definição clássica utiliza o con-

ceito de probabilidade com esta finalidade:

Confiabilidade é a probabilidade de um dispositivo ou sistema desempenhar adequadamente suas funções, durante um período determinado em condições especificadas.

A teoria de confiabilidade foi desenvolvida para quantificar sistemas onde não se verifica a reposição de componentes. Pela definição clássica, não são considerados reparos após as falhas e subsequente continuação do serviço.

Em aplicações a sistemas de potência, é comum o caso de componentes que sofrendo uma falha, são reparados e retornam ao serviço e funcionam de acordo com este ciclo indefinidamente. A confiabilidade nesta situação deve ser expressa de forma diversa da definição clássica, sendo adotada a definição:

Confiabilidade de um sistema elétrico é a probabilidade de atender aos consumidores com continuidade de serviço, e variações de tensão e frequência em faixas normalizadas.

A quantificação da confiabilidade é realizada através de índices, sendo os principais os seguintes:

- probabilidade de perda de carga (IPPC) em conjunto com o valor esperado da energia não

servida;

- frequência em conjunto com a duração de interrupções.

O IPPC indica a probabilidade de não atendimento à máxima demanda de um período (semana, mês, ano) e o valor esperado da energia não atendida está associado ao não atendimento das demandas superiores à potência instalada. O IPPC também é conhecido por LOLP (loss of load probability).

A frequência indica o número médio de interrupções por consumidor por período especificado e a duração indica a duração média de interrupções no mesmo período.

Com previsões de confiabilidade não é possível determinar o comportamento exato de um sistema de potência. A descrição dos cenários futuros é realizada em termos de médias e ocorrências prováveis para diversas alternativas, sendo este o motivo para a teoria de probabilidades desempenhar um papel de destaque no estudo de confiabilidade de um sistema de potência.

A confiabilidade é um parâmetro que possibilita comparar alternativas, identificar pontos deficientes e realizar análises integradas de custos e desempenhos, dificilmente sendo utilizada de maneira isolada.

No estudo de confiabilidade de sistemas de geração de energia elétrica, os índices normalmente utilizados são IPPC e valor esperado da energia não atendida.

Como em sistemas com componentes reparáveis é praticada a manutenção preventiva para aumentar o tempo médio entre

falhas, há necessidade de definir os conceitos de disponibilidade e de indisponibilidade, pois os períodos destinados à manutenção não são computados nem como tempo de serviço nem como tempo de desligamento forçado.

Indisponibilidade é a relação entre a soma dos tempos de desligamentos forçados e por falha na partida e a soma dos tempos de serviço, de desligamentos forçados e por falha na partida no mesmo período. Esta relação também é conhecida como TIF (taxa de indisponibilidade forçada) ou FOR (forced outage rate)

Portanto:

$$TIF = \frac{\textit{tempo de desligamentos forçados}}{\textit{tempo de serviço} + \textit{tempo de deslig. forçados}} = q \quad (2.63.)$$

A disponibilidade é obtida pela subtração do parâmetro TIF da unidade, isto é:

$$p = 1 - q \quad (2.64.)$$

Os tempos de desligamentos forçados parciais podem ser considerados através do tempo equivalente de desligamentos forçados, que é obtido pela soma dos produtos dos tempos de desligamentos forçados parciais pelas respectivas frações de redução de potência relativas à potência nominal da máquina considerada. Considerando os desligamentos parciais, pode-se definir a TEIF

(taxa equivalente de indisponibilidade forçada) ou EFOR (equivalent forced outage rate) pela expressão:

$$TEIF = \frac{\textit{tempo.deslig.forçados} + \textit{tempo.equiv.desl.forçados}}{\textit{tempo.de.serviço} + \textit{tempo.de.desl.forçados}} \quad (2.65.)$$

Segundo a CIER - Comissão de Integração Elétrica Regional [25] o valor total dos desligamentos forçados é obtido pela expressão:

$$DF = DFE + DFP + DFF + DFPA \quad (2.66.)$$

onde:

DFE - desligamentos forçados equivalentes

DFP - desligamentos forçados permanentes

DFF - desligamentos forçados fugitivos

DFPA - desligamentos forçados por falhas na partida.

CAPÍTULO 3

PREVISÃO DE DEMANDA

3.1. Descrição do Método

Os métodos de previsão normalmente admitem que os dados observados contem informações sobre o comportamento das séries analisadas .

Entre os diversos métodos existentes para previsão de séries históricas, o MÉTODO DE ALISAMENTO EXPONENCIAL [26],[27],[28].foi escolhido para o desenvolvimento da presente dissertação.

Este método, assim como os demais métodos de alisamento, é simples, eficiente computacionalmente e razoavelmente preciso, sendo adequado para trabalhos em que a previsão é um subsídio e não um objetivo. O fundamento do mesmo é atribuir aleatoriedade aos valores extremos da série e, com o alisamento de tais valores, identificar o padrão básico.

A expressão do método de alisamento exponencial é a seguinte:

$$\bar{Z}_t = \alpha Z_t + (1 - \alpha)Z_{t-1} \quad (3.1.)$$

onde:

Z_t - valor observado

$$\bar{Z}_0 = Z_1$$

$$t = 1, \dots, N$$

N - número de observações

\bar{Z}_t - valor exponencialmente alisado

α - constante de alisamento
 $0 \leq \alpha \leq 1$

Substituindo os elementos de ordem inferior a t na expressão geral, obtém-se:

$$\bar{Z}_t = \alpha \sum_{k=0}^{t-1} (1-\alpha)^k Z_{t-k} + (1-\alpha)^t \bar{Z}_0 \quad (3.2.)$$

Com a expressão 4.1.2., verifica-se que o método pondera com maior intensidade as observações mais recentes.

A previsão de valores futuros da série é realizada pela expressão:

$$\hat{Z}_t(h) = \alpha Z_t + (1-\alpha) \hat{Z}_{t-1}(h+1) \quad (3.3.)$$

onde:

\hat{Z}_t - valor previsto para o período t

Z_t - valor observado no período t

h - número de períodos para previsão

O erro de previsão é definido como:

$$E_t = Z_t - \hat{Z}_{t-1} \quad (3.4.)$$

Uma previsão pode ser obtida da anterior somando-se um múltiplo do erro de previsão.

Quanto menor for o valor de α mais estáveis serão as previsões finais, significando maior ponderação para observações passadas e conseqüentemente menor influência de flutuações presentes na previsão.

Uma maneira de selecionar α consiste em minimizar o somatório dos quadrados dos erros:

$$S = \sum_{t=l+1}^N (Z_t - \hat{Z}_{t-1})^2 \quad (3.5.)$$

onde:

N - número de observações

l - número de observações utilizadas na determinação de α

\hat{Z}_{t-1} - valor previsto para um período.

3.2.Exemplo

Para ilustrar este método de previsão, será utilizada a série histórica de demandas máximas de energia elétrica do Rio Grande do Sul, apresentada no item 2.2.19.

As séries de demandas observadas e previstas através do método de alisamento exponencial estão apresentadas na Tabela 3.1.

As demandas previstas foram calculadas por rotinas do programa descrito no capítulo 5.

Tabela 3.1. - Demandas Observadas e Previstas

ANO	DEMANDA OBSERVADA (MW)	DEMANDA PREVISTA (MW)
1976	806,2	806,2
1977	910,4	900,0
1978	991,0	981,9
1979	1107,8	1095,2
1980	1274,8	1256,8
1981	1353,0	1343,4
1982	1469,1	1456,5
1983	1593,8	1580,1
1984	1650,9	1643,8
1985	1829,5	1810,9
1986	1903,9	1894,6
1987	2088,5	2069,1
1988	2108,4	2104,5
1989	2197,3	2188,0
1990	2255,7	2248,9
1991	2323,6	2316,1
1992	2208,5	2219,3
1993	-	2251,1
1994	-	2326,3
1995	-	2381,1

Os valores das séries de demandas observadas e previstas foram representados graficamente na Figura 3.1.

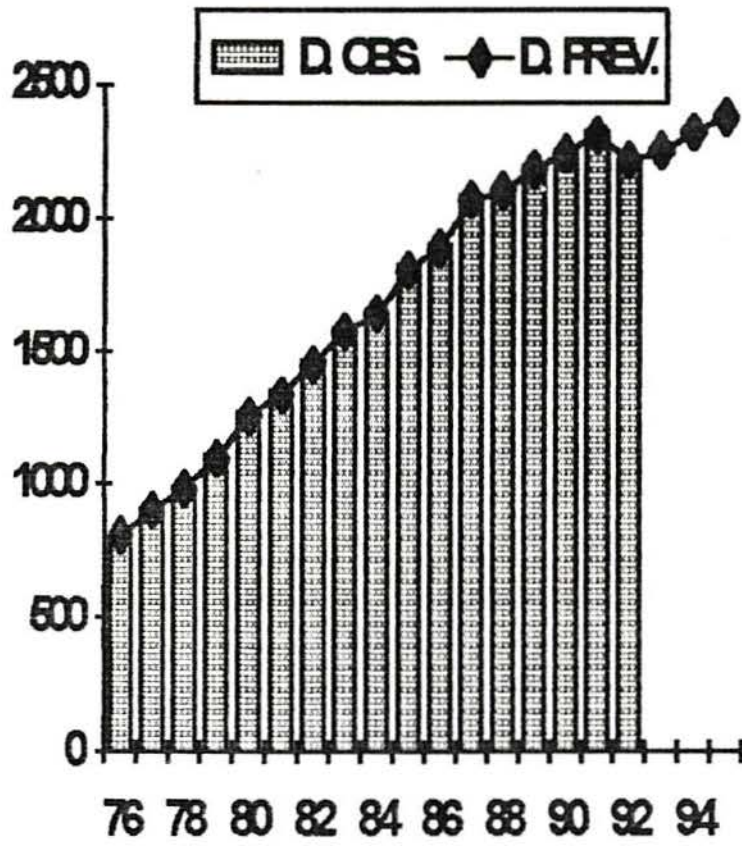


Figura 3.1. Demandas Máximas (MW) Observadas e Previstas

CAPÍTULO 4

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DA CONVOLUÇÃO DE DENSIDADES DE PROBABILIDADES

4.1. Introdução

O planejamento de sistemas de geração é uma das etapas mais importantes do processo de expansão de uma concessionária de energia elétrica. As diretrizes e as decisões adotadas nesta fase determinam profundamente todas as demais fases do processo.

Entre as incertezas que são consideradas estão os seguintes itens:

- confiabilidade dos grupos geradores;
- programas de manutenção implantados;
- custos de combustível;
- custos de construção;
- disponibilidade e custos de capital.

O interesse desta dissertação está voltado para a confiabilidade de sistemas de geração de energia elétrica, que envolve a confiabilidade dos diversos grupos geradores que compõem um sistema considerado.

Em sistemas de geração de energia elétrica a confiabilidade normalmente é expressa através de dois índices:

- PROBALIDADE DE PERDA DE CARGA(IPPC):** probabilidade de não atendimento de demandas superiores à potência instalada.
- VALOR ESPERADO DE ENERGIA NÃO ATENDIDA:** energia associada ao não atendimento de demandas superiores a um valor

determinado.

Embora na seleção de alternativas de expansão muitas vezes sejam utilizadas técnicas empíricas ou mesmo o sentimento, a determinação das necessidades de incremento da potência instalada normalmente é realizada através de processos analíticos.

4.2. Modelo Probabilístico de Unidades Geradoras

Independentemente do tipo ou combinação de unidades geradoras utilizado em um sistema de potência, os grupos geradores apresentam aleatoriamente desligamentos forçados.

A tabela 4.1. apresenta dados típicos de indisponibilidade [29] para diversos tipos de grupos geradores:

Tabela 4.1. - Dados Típicos de de Indisponibilidade de Geradores

TIPO DE USINA	INDISPONIBILIDADE (%)
Gás	63,2
Diesel	60,0
Nuclear	17,1
Geotérmica	16,1
Bombeamento	11,0
Carvão acima de 400 MW	10,5
Carvão até 400MW	9,4
Hidráulica	3,1

Para considerar o desligamento forçado aleatório ou a disponibilidade de uma unidade é necessário conhecer a função

densidade de probabilidade que descreve a probabilidade de um grupo gerador estar disponível ou estar indisponível.

Para descrever graficamente a disponibilidade de um grupo gerador a partir de dados históricos, pode-se utilizar um gráfico como o representado na Figura 4.1.:

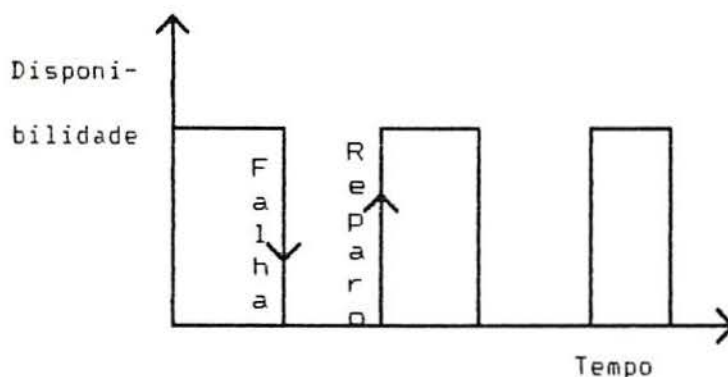


Figura 4.1 - Disponibilidade de um Grupo Gerador

Neste diagrama admite-se que as falhas aleatórias e os reparos constituam um processo de dois estados, disponibilidade e indisponibilidade. Este processo ocorre no tempo e está sujeito a leis probabilísticas, sendo denominado processo estocástico. A disponibilidade igual a zero significa indisponibilidade e vice-versa.

A disponibilidade, simbolizada pela letra p , é igual à probabilidade de o grupo gerador estar disponível.

A indisponibilidade, simbolizada pela letra q , é igual à probabilidade de o grupo gerador estar indisponível.

Como admite-se que o processo apresente dois estados, verifica-se que:

$$p+q=1 \quad (4.1.)$$

É comum ser utilizada a densidade de probabilidade de indisponibilidade forçada $f_{if}(L_i)$ para o grupo gerador i . A representação gráfica de $f_{if}(L_i)$ está apresentada na Figura 4.2.

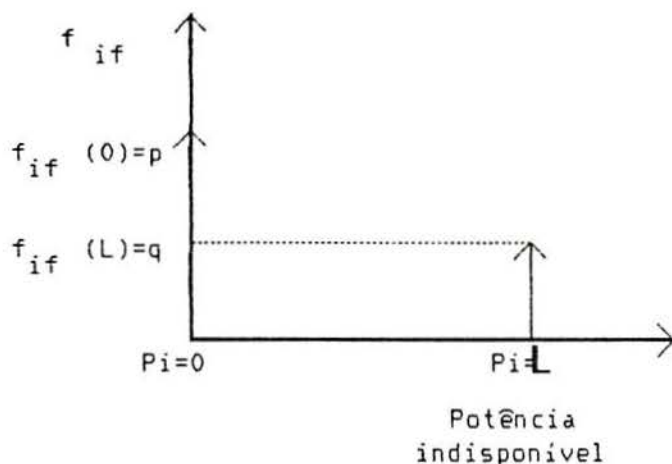


Figura 4.2 - Densidade de Probabilidade de Indisponibilidade de um Grupo Gerador

A interpretação da figura mostra que para uma potência indisponível de 0 MW a densidade de probabilidade de indisponibilidade forçada é igual a p e que para uma potência indisponível de L MW a densidade de probabilidade de indisponibilidade forçada é igual a q .

4.2. Distribuição Probabilística de Demanda

A partir das demandas instantâneas de um sistema elétrico, pode-se traçar uma curva demanda X tempo para um determinado período, como na Figura 4.3.:

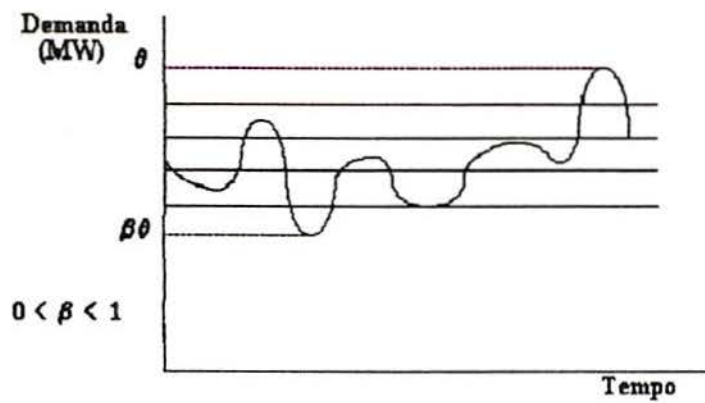


Figura 4.3. - Demandas Instantâneas de um Sistema Elétrico

O traçado da curva de duração de demanda é realizado pela identificação das freqüências de ocorrência de demandas, como pode ser observado na Figura 4.4.:

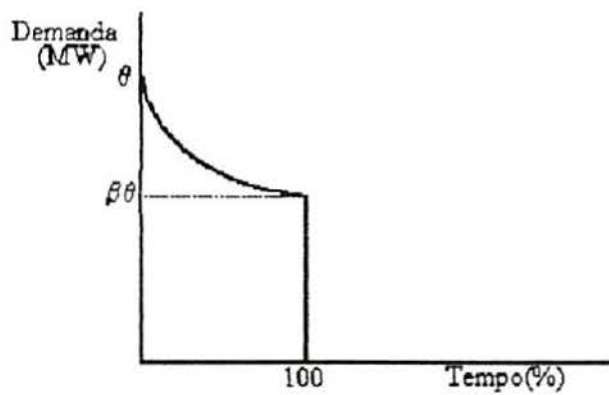


Figura 4.4. - Curva de Duração de Demanda

Invertendo os eixos da curva de duração e normalizando o tempo, obtem-se a curva de distribuição de probabilidade de demanda, que apresenta a probabilidade de que a demanda exceda o valor da abcissa:

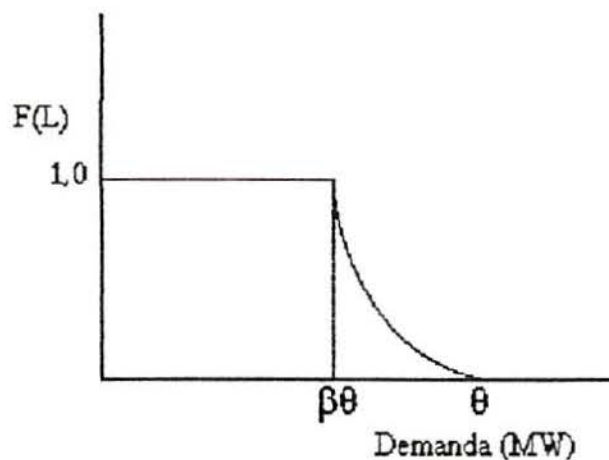


Figura 4.5. - Distribuição de Probabilidade de Demanda

Normalizando as demandas na curva de distribuição de probabilidade de demanda, obtem-se o perfil de demanda para um período genérico, conforme se verifica na figura 4.6.:

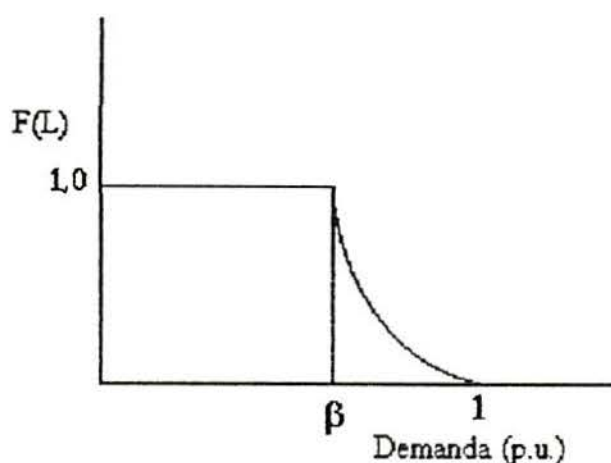


Figura 4.6. - Perfil de Demanda para um Período Genérico

4.4. Incerteza na Previsão

O crescimento de demanda de energia elétrica é dividido em duas parcelas, uma principal dependente de fatores sociais e econômicos e outra secundária dependente de condições meteorológicas.

O valor máximo da carga em um determinado período depende dos valores aleatórios máximos de demanda e dos correspondentes níveis aleatórios de carga do sistema. Desta forma o valor máximo de carga é descrito por uma densidade de probabilidade conjunta, cujos parâmetros são a demanda máxima aleatória θ e a demanda aleatória $L = \beta \theta$, sendo $0 \leq \beta \leq 1$.

A densidade de probabilidade conjunta é obtida pela aplicação da expressão (2.60.):

$$f(L, \theta) = f(L/\theta)f(\theta) \quad (4.2.)$$

A densidade de probabilidade de demanda aleatória é calculada pela expressão (2.63.):

$$f(L) = \int_{-\infty}^{\infty} f(L/\theta)f(\theta)d\theta \quad (4.3)$$

A distribuição de demanda L é obtida pela integração da densidade de probabilidade, sendo igual à probabilidade de um valor l determinado, que $-\infty < L \leq l$.

Portanto:

$$F^*(L) = \int_{-\infty}^L f(L)dL \quad (4.4.)$$

Substituindo:

$$\begin{aligned} F^*(L) &= \int_{-\infty}^L \int_{-\infty}^{\infty} f(L/\theta)f(\theta)d\theta dL \\ &= \int_{-\infty}^{\infty} f(\theta) \int_{-\infty}^L f(L/\theta)dL d\theta \\ &= \int_{-\infty}^{\infty} f(\theta) F^*(L/\theta) d\theta \end{aligned} \quad (4.5.)$$

Para obter a probabilidade de $L > l$, deve-se calcular a distribuição:

$$F(L) = 1 - F^*(L). \quad (4.6.)$$

Substituindo:

$$\begin{aligned} F(L) &= 1 - \int_{-\infty}^{\infty} f(\theta) F^*(L/\theta) d\theta \\ &= \int_{-\infty}^{\infty} f(\theta) F(L/\theta) d\theta \end{aligned} \quad (4.7.)$$

4.5. Valor Esperado de Demanda e Energia

A expressão do valor esperado de demanda é a seguinte:

$$\bar{L} = \int_{-\infty}^{\infty} L f(L) dL \quad (4.8.)$$

onde:

L - demanda

f(L) - densidade de probabilidade de L

A densidade de probabilidade de L pode ser expressa pela equação:

$$f(L) = \frac{d}{dL} F^*(L) \quad (4.9.)$$

Substituindo:

$$\bar{L} = \int_0^{\infty} L dF^*(L) \quad (4.10.)$$

Como $F(L)$ e $F^*(L)$ são complementares, pode-se escrever:

$$F^*(L) = 1 - F(L) \quad (4.11.)$$

Portanto:

$$dF^*(L) = -F(L) \quad (4.12.)$$

Substituindo na integral obtem-se:

$$\begin{aligned} \bar{L} &= \int_1^0 -LdF(L) \\ &= \int_0^1 LdF(L) \end{aligned} \quad (4.13.)$$

O valor esperado da demanda pode ser expresso em função da demanda, conforme é mostrado na equação 4.14.:

$$d(LF(L)) = LdF(L) + F(L)dL \quad (4.14.)$$

Isolando $LdF(L)$, obtem-se:

$$LdF(L) = d(LF(L)) - F(L)dL \quad (4.15.)$$

Integrando a expressão anterior, obtem-se:

$$\bar{L} = \int_0^1 LdF(L) = \int_0^{\theta} F(L)dL \quad (4.16.)$$

A Figura 4.6. mostra um perfil de carga simplificado, que ilustra os conceitos que foram apresentados:

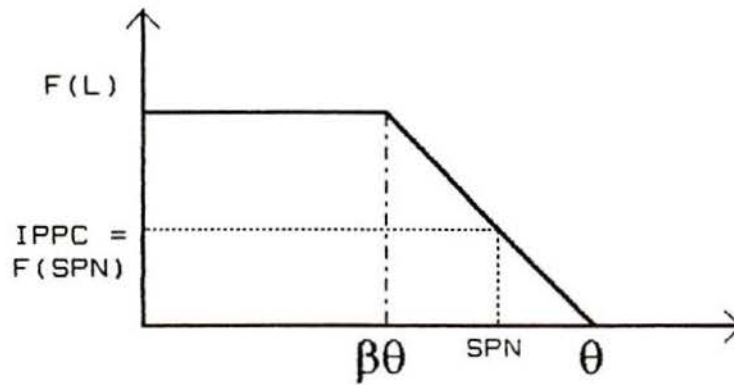


Figura 4.7. - Perfil de Demanda Simplificado

SPN é a soma das potências das unidades geradoras e IPPC é a probabilidade de que a demanda seja superior a esta soma.

O valor esperado para a energia associada à demanda é obtido pela multiplicação do valor esperado da demanda pela duração do período considerado:

$$\bar{E} = T \cdot \bar{L} = T \int_0^{\theta} F(L) dL \quad (4.17.)$$

A expressão do valor esperado de demanda não atendida é a seguinte:

$$\varepsilon(DNA) = \int_{SPN}^{\theta} F(L) dL \quad (4.18.)$$

O valor esperado para a energia não atendida é obtido pelo produto do valor esperado da demanda não atendida pela duração do período considerado:

$$\varepsilon(ENA) = T \cdot \varepsilon(DNA) = T \int_{SPN}^{\theta} F(L) dL \quad (4.19.)$$

4.6. Demanda Efetiva

A carga efetiva de um sistema de potência é definida pela expressão:

$$L_e \triangleq L + \sum_{i=1}^{NM} L_{oi} \quad (4.20.)$$

onde NM - número de máquinas disponíveis

$$L_{oi} = PN_i$$

- demanda forçada aleatória provocada pelo desligamento forçado da máquina i

A potência instalada no sistema é obtida pela expressão:

$$SPN = \sum_{i=1}^{NM} PN_i \quad (4.21.)$$

Para obter a distribuição de probabilidade de carga efetiva $F(L_e)$ utiliza-se a distribuição de probabilidade de carga $F(L)$ e a densidade de probabilidade de carga forçada aleatória $f_o(L_{oi})$.

Como L_e é a soma de duas variáveis aleatórias independentes, L e L_{oi} , com distribuições conhecidas, pode-se obter a distribuição de carga efetiva usando a equação recursiva de convolução:

$$F'(L_e) = \int_0^{L_e} F'^{-1}(L_e - L_{oi}) f_o(L_{oi}) dL_{oi} \quad (4.22.)$$

onde:

$F'(L_e)$ - distribuição de probabilidade de carga

efetiva convolvida com as cargas aleatórias forçadas das primeiras i unidades.

A distribuição de probabilidade de carga efetiva convolvida com as primeiras i unidades, $F'(L_e)$, é idêntica à distribuição de probabilidade de carga, $F(L)$, quando $i=0$ e quando $i=NM$ é idêntica à distribuição de probabilidade de carga efetiva $F(L_e)$.

Como a densidade de probabilidade de carga forçada aleatória é uma função discreta a expressão (4.22.) se transforma em:

$$F'(L_e) = \sum_{k=1}^{NE} F'^{-1}(L_e - L_{oi}) f_{oi}(L_{oi}) \quad (4.23.)$$

onde:

NE - número de estados que L_{oi} pode assumir

Uma vez que o modelo das máquinas prevê dois estados, a densidade de probabilidade de carga forçada aleatória assume os valores:

$$f_{oi}(L_{oi}=0) = p_i \quad (4.24.)$$

onde:

p_i - disponibilidade da máquina i

$$f_{oi}(L_{oi}=PN_i) = q_i \quad (4.25.)$$

onde:

q_i - indisponibilidade da máquina i

Substituindo p_i e q_i em (4.23.), obtem-se:

$$F'(L_i) = F'^{-1}(L_i) \cdot p_i + F'^{-1}(L_i - PN_i) \cdot q_i \quad (4.26.)$$

onde:

$$i = 1, 2, \dots, NM$$

No caso de manutenção de uma unidade geradora genérica i , a determinação da distribuição de carga efetiva é realizada através da desconvolução da unidade considerada das restantes $i-1$ que permanecem em serviço. Isolando $F'^{-1}(L_i)$ na equação 4.26., obtem-se:

$$F'^{-1}(L_i) = \frac{F'(L_i) - F'^{-1}(L_i - PN_i) \cdot q_i}{p_i} \quad (4.27.)$$

No processo de desconvolução de uma unidade, verifica-se que o valor obtido para $F(L_e)$ é superior ao valor obtido pela convolução de unidades que permaneceram em serviço.

4.7. Capacidade de Atendimento Efetivo de Demanda

A capacidade de atendimento efetivo de demanda é um conceito que estabelece que somente uma fração da potência nominal

de uma nova máquina instalada no sistema de potência é disponível para atendimento de demanda sendo o restante utilizado para manter a confiabilidade em limites previamente especificados.

Quando uma máquina é instalada, a confiabilidade do sistema é aumentada mais ou menos significativamente, conforme a potência nominal da mesma. O incremento de demanda que ocorre até a confiabilidade atingir o valor original é menor que a potência nominal da nova unidade, sendo denominado capacidade de atendimento efetivo de demanda.

CAPÍTULO 5

MODELO COMPUTACIONAL

5.1. Introdução

O modelo computacional desenvolvido para o cálculo da confiabilidade através da convolução de densidades de probabilidade de indisponibilidade de grupos geradores é composto pelos seguintes módulos:

- leitura e impressão dos dados;
- previsão de demanda para o horizonte considerado;
- obtenção da distribuição de probabilidade de carga;
- verificação da consistência dos dados;
- formação dos vetores de características das máquinas existentes e a instalar;
- determinação da confiabilidade do sistema considerando a instalação de novas máquinas e o limite especificado para o IPPC;
- impressão dos resultados.

5.2. Leitura e Apresentação dos Dados

Os dados utilizados no programa são lidos em um arquivo, onde constam as seguintes informações:

- número de demandas observadas (NDOB);
- número de demandas a serem previstas (NDP);
- número de máquinas existentes (NME);
- número de máquinas a instalar (NMI);
- valor aceitável para o IPPC (ALOLP);

- ano inicial do estudo(primeira observação(ANO))
- valores das demandas(DOB);
- potências nominais das máquinas existentes(PN(I));
- potências nominais das máquinas previstas para instalação(PNA(I));
- probabilidade de as máquinas existentes estarem indisponíveis(Q(I));
- probabilidade de as máquinas previstas para instalação estarem indisponíveis(QA(I));
- nome do arquivo(XNOME);
- número de demandas observadas utilizadas na previsão (ME);
- número de demandas observadas não utilizadas na previsão(KL);
- limite mínimo para a constante de alisamento(ALF1);
- limite máximo para a constante de alisamento(ALF2);
- incremento da constante de alisamento(ALF3);

Após a leitura dos dados, são calculadas as probabilidades de estarem disponíveis as máquinas existentes e as previstas para instalação, subtraindo-se da unidade as respectivas probabilidades de estarem indisponíveis.

O usuário poderá optar por apresentação dos dados lidos e dos resultados no monitor ou impressão dos mesmos.

5.3.Previsão de Demanda

A previsão de demanda é realizada pela subrotina PRDEM em conjunto com as subrotinas PRDEMA1 e PRDEMA2.

A subrotina PRDEM realiza verificações de valores e, dependendo do caso, envia dados à subrotina PRDEMA1 e/ou PRDEMA2. O fluxograma da subrotina PRDEM está mostrado na Figura 5.1.

A subrotina PRDEMA1 executa verificações de dados e, caso sejam adequados, calcula o valor da constante de alisamento α . O fluxograma desta subrotina está mostrado na Figura 5.2.

A subrotina PRDEMA2 executa a previsão de demanda utilizando a constante de alisamento determinada anteriormente. O Fluxograma desta subrotina está mostrado na Figura 5.3.

5.4.Obtenção da Distribuição de Probabilidade de Carga

A distribuição de probabilidade de carga é definida a partir dos parâmetros obtidos na subrotina CDIMM: demanda mínima (DMIN), demanda máxima (DMAX) e a relação entre ambas identificada por β nesta dissertação e por α no livro de Sullivan[13].

O fluxograma da subrotina CDIMM está mostrado na Figura 5.4.

5.5.Verificação da Consistência dos Dados

A consistência dos dados é verificada pela subrotina CONSDA, onde é comparado o somatório das potências das máquinas

existentes com a demanda mínima. Caso o somatório seja menor que a demanda mínima, a execução do programa é cancelada e emitida uma mensagem ao usuário.

O fluxograma da subrotina CONSDA está apresentado na Figura 5.5.

5.6. Formação dos Vetores de Características de Máquinas Existentes e a Instalar

A subrotina VDIPN justapõe as características de máquinas existentes e a instalar nos vetores de potências nominais (PPN), de probabilidade de as máquinas estarem disponíveis (PP) e de probabilidades de as máquinas estarem indisponíveis (QQ). Após a justaposição os vetores resultantes são apresentados ao usuário.

A Figura 5.6. apresenta o fluxograma da subrotina VDIPN.

5.7. Determinação da Confiabilidade

A determinação da confiabilidade é realizada através de um subconjunto de instruções e de subrotinas, cujo fluxograma básico está mostrado na Figura 5.7.

A Tabela 5.1. indica as figuras onde estão apresentados os fluxogramas das subrotinas utilizadas na determinação da confiabilidade:

Tabela 5.1. - Identificação dos Fluxogramas das Subrotinas

SUBROTINA	FIGURA
VCPDMM	5.8.
VSP	5.9.
DEMPC	5.10.
DPRI	5.11.
VPDEA	5.12.
GRPD	5.13.
VEENAT	5.14.
VENA	5.15.
EQRET	5.16.
AIRET	5.16.

SUBROTINA PRDEM

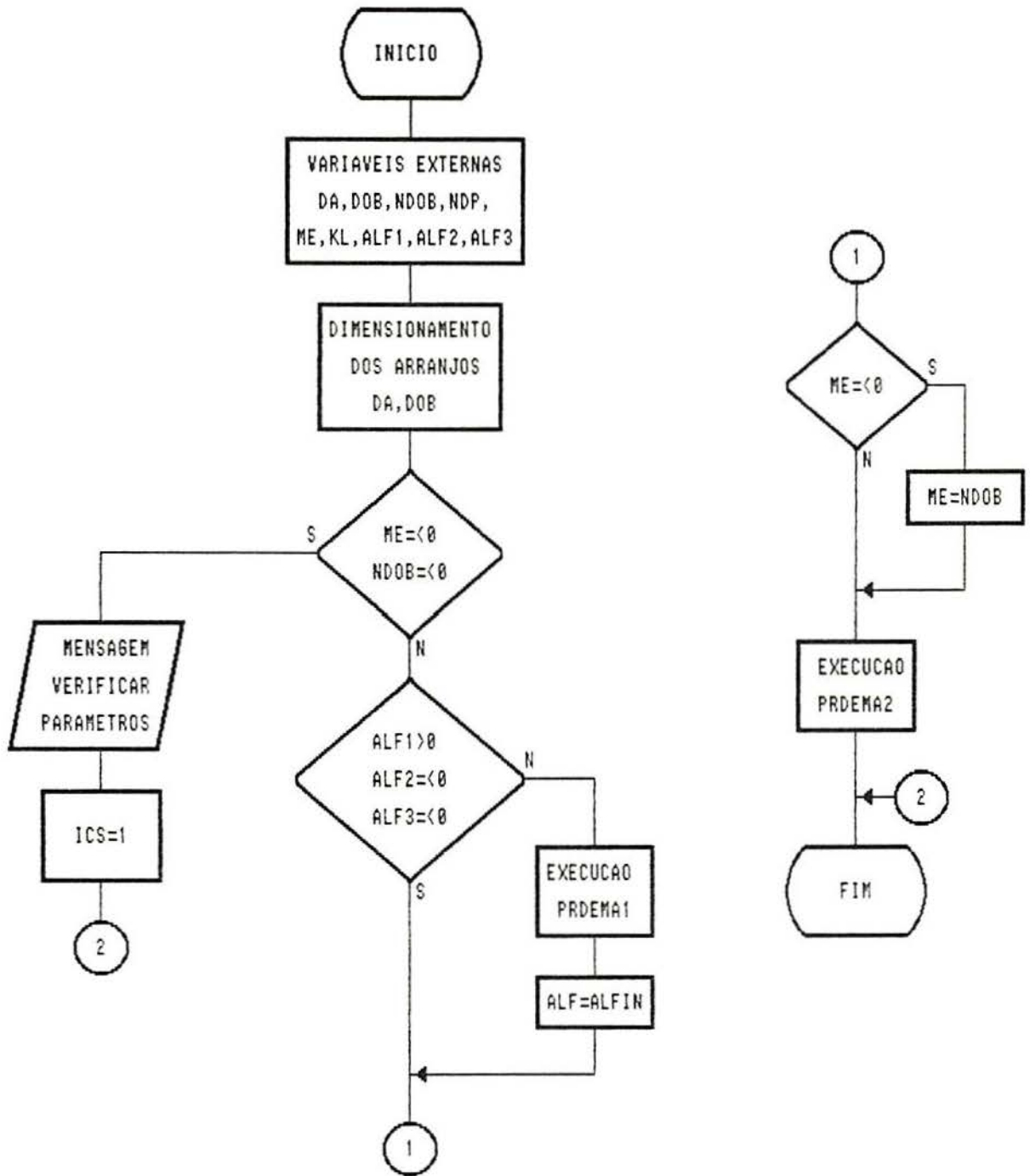


Figura 5.1.

SUBROTINA PRDEMA1

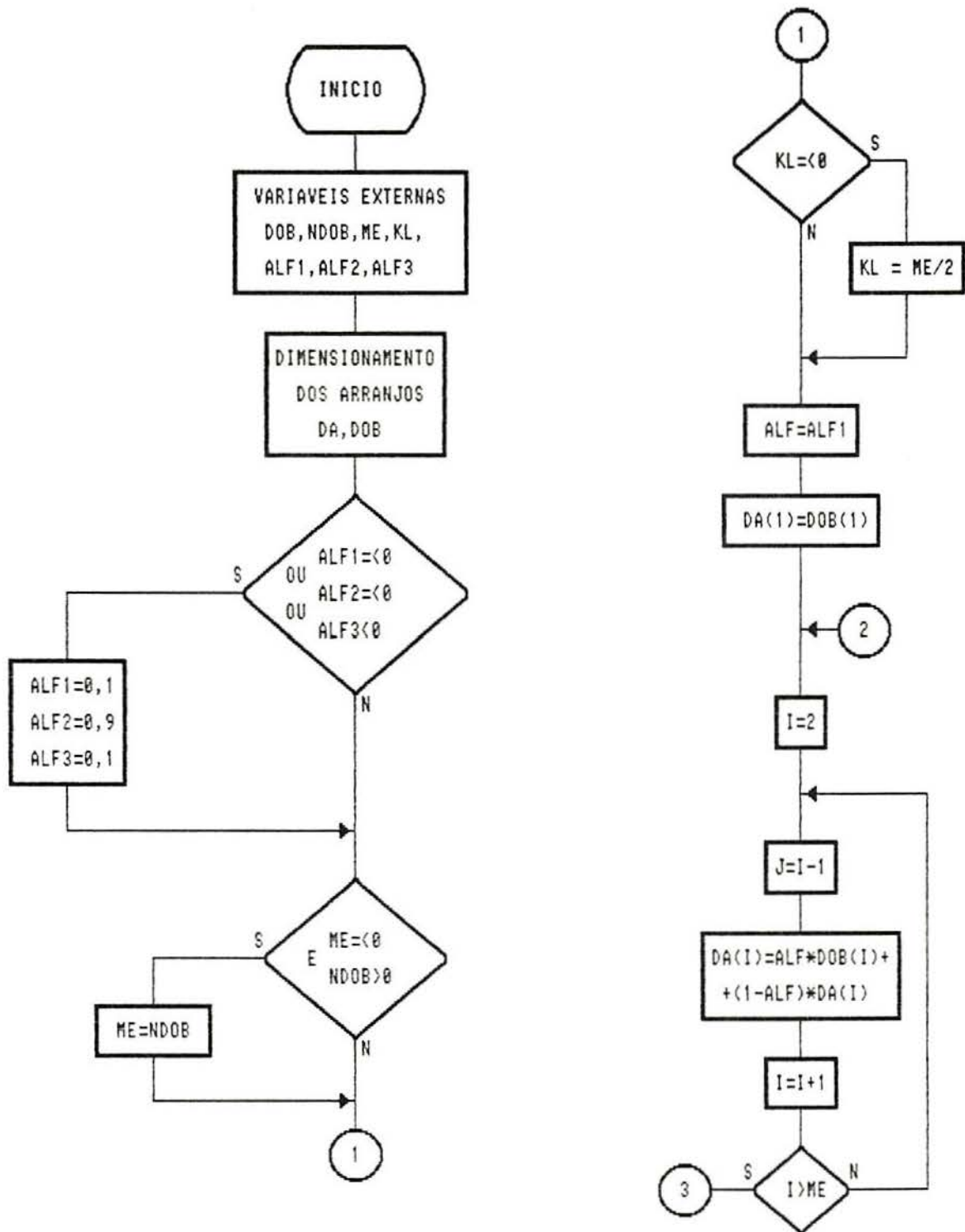


Figura 5.2.-1/2

SUBROTINA PRDEMA1

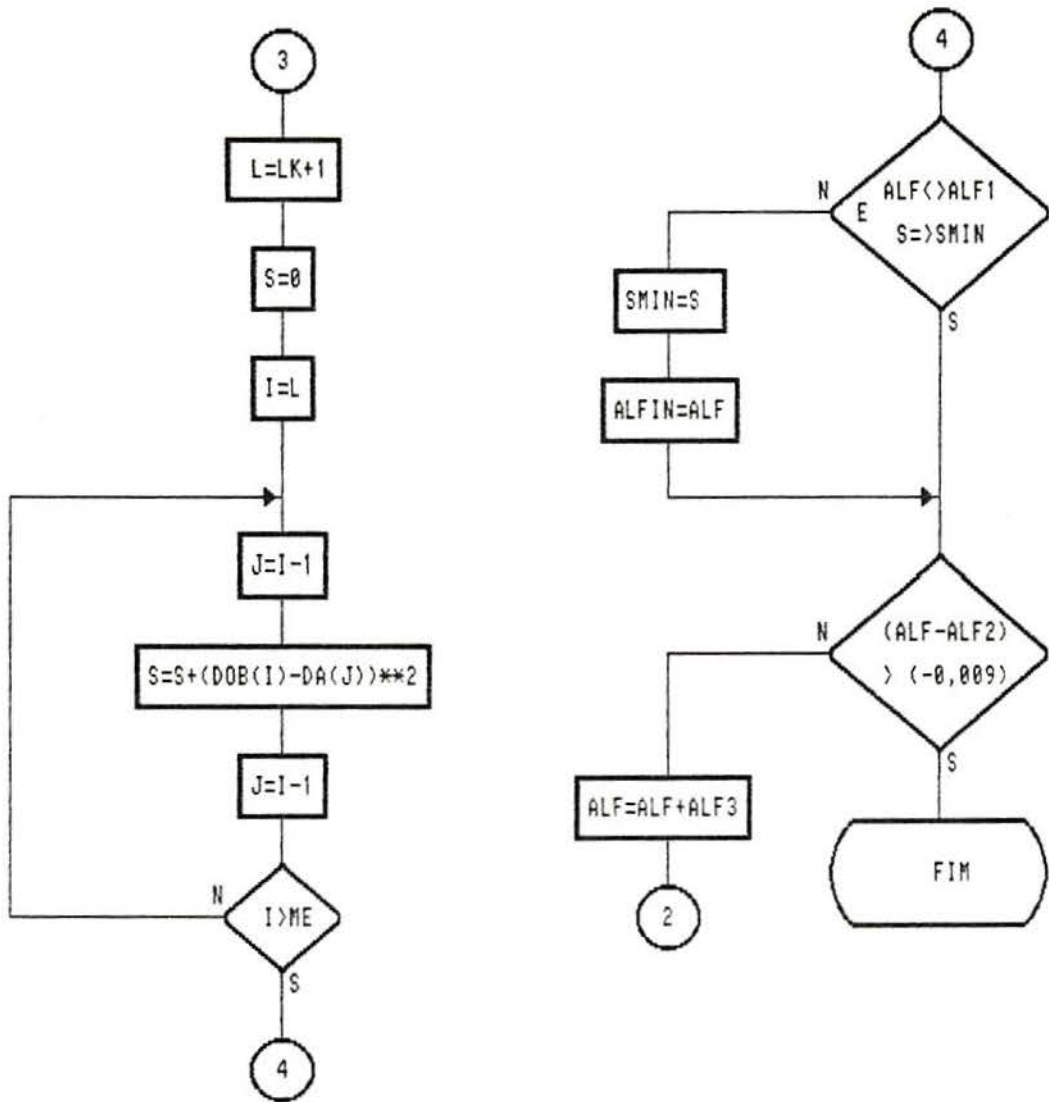


Figura 5.2.-2/2

SUBROTINA PRDEMA2

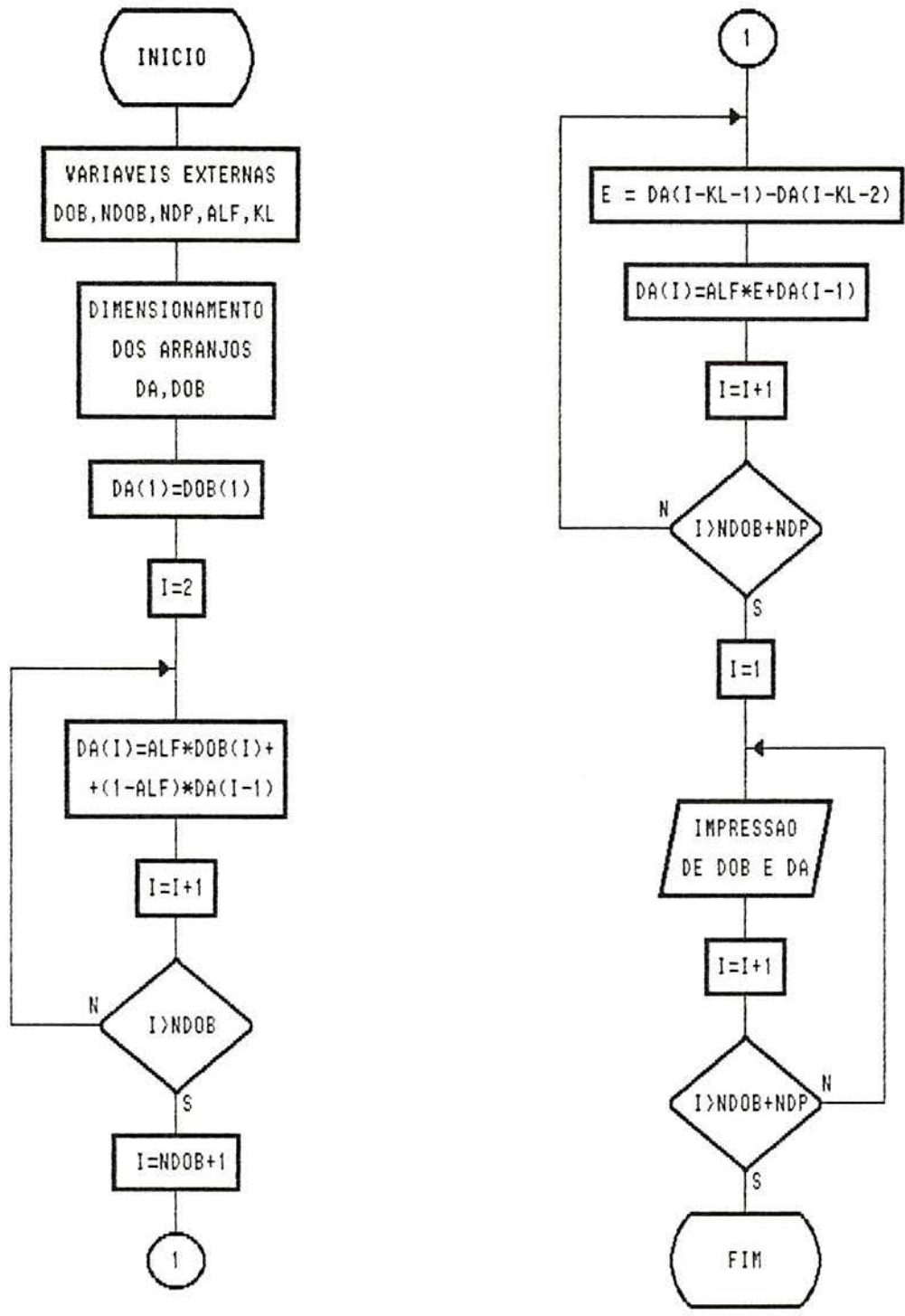


Figura 5.3.

SUBROTINA CDIMM

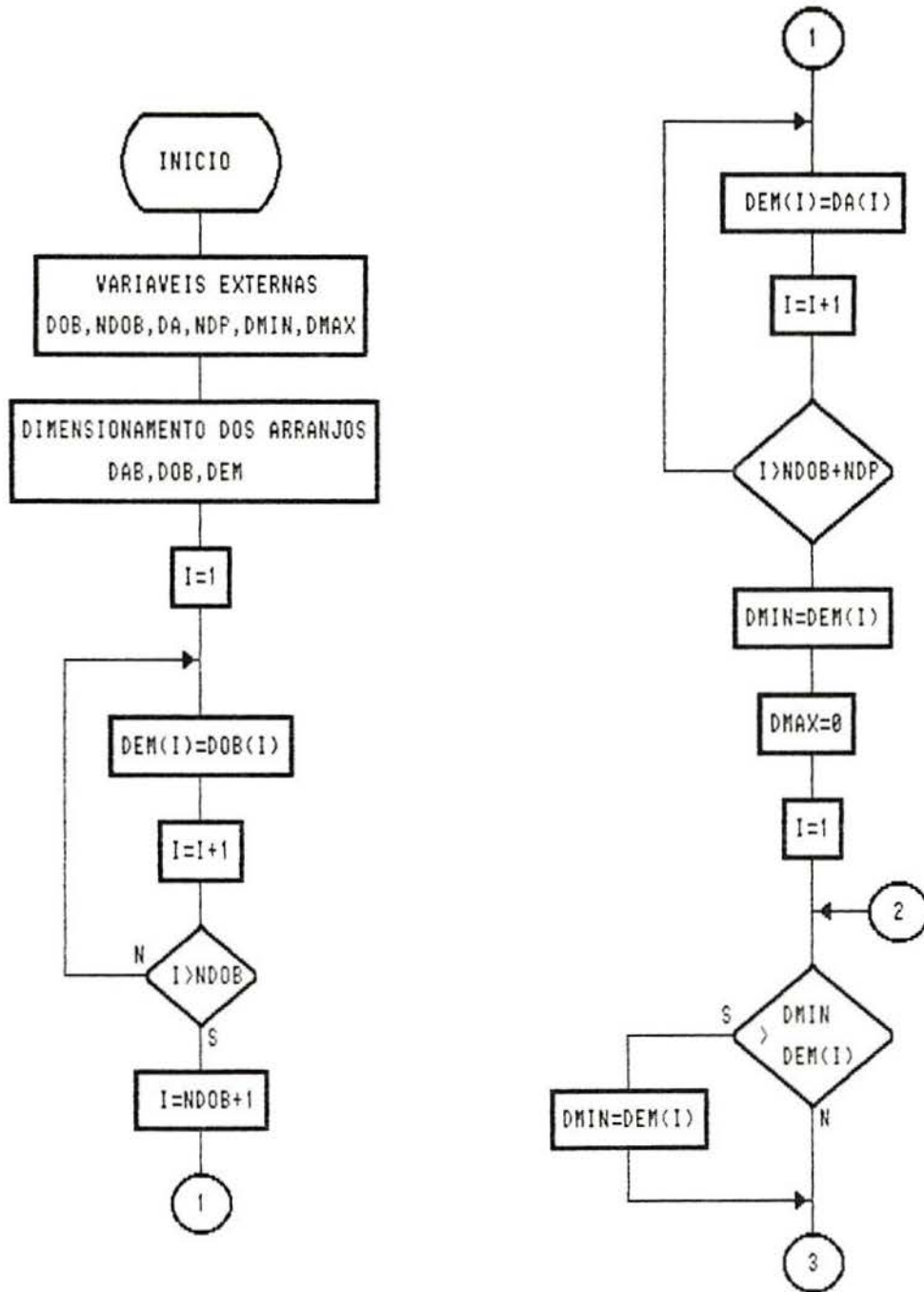


Figura 5.4.-1/2

SUBROTINA CDIMM

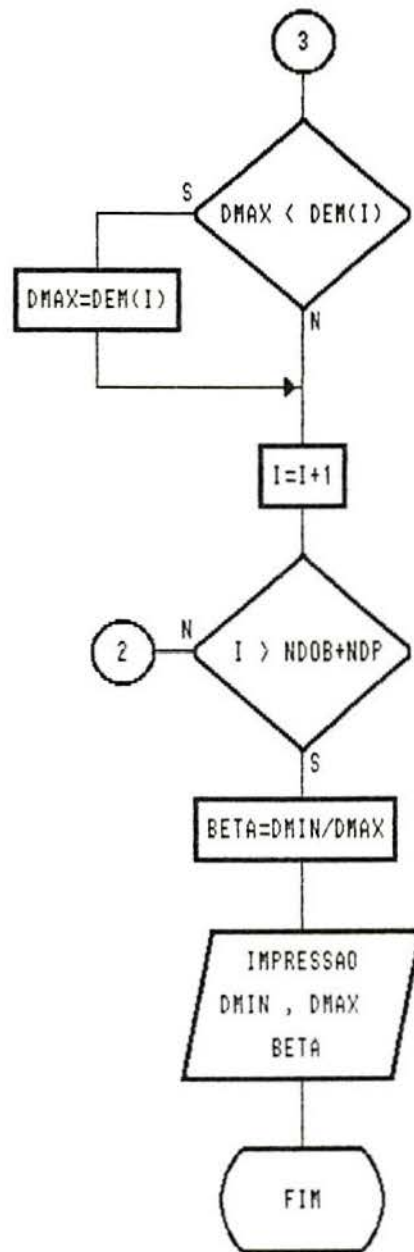


Figura 5.4.-2/2

SUBROTINA CONSDA

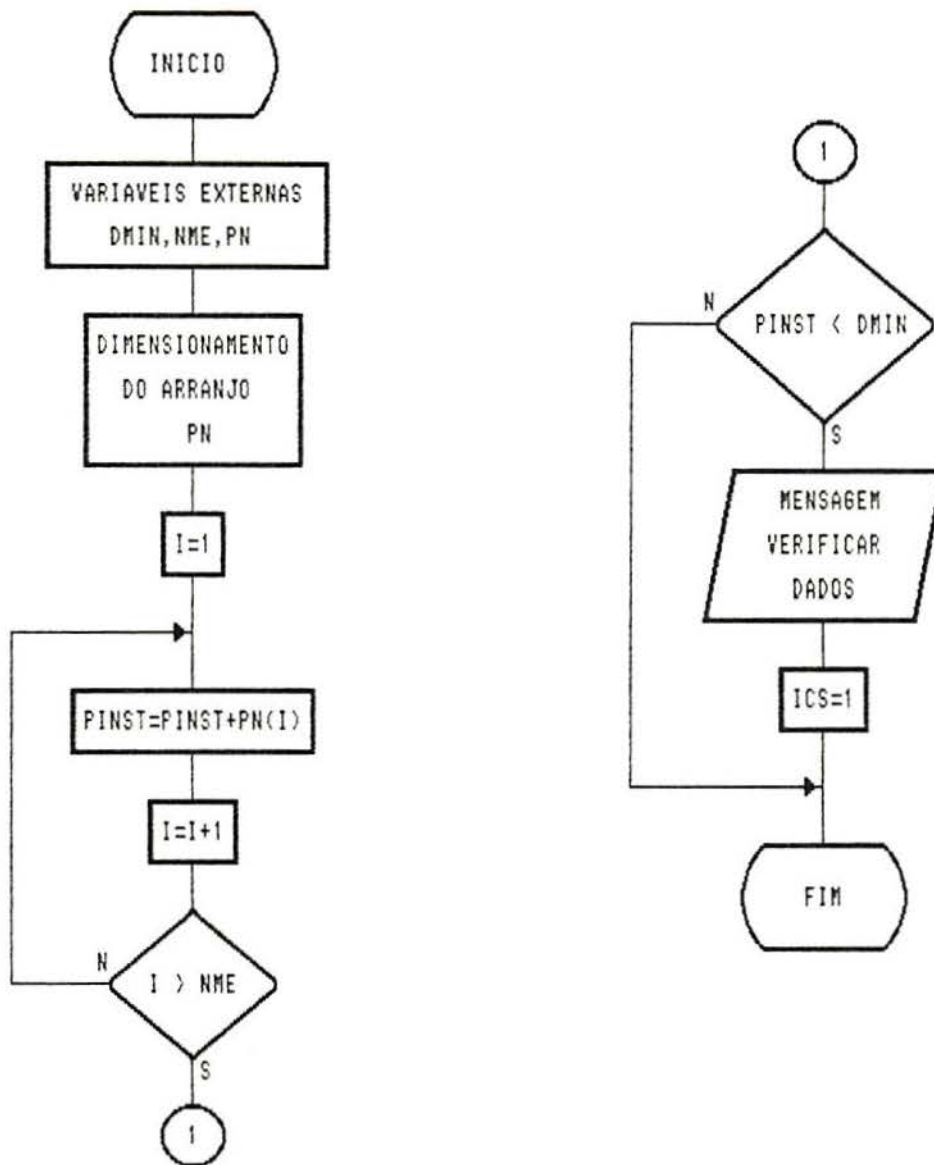


Figura 5.5.

SUBROTINA VDIPN

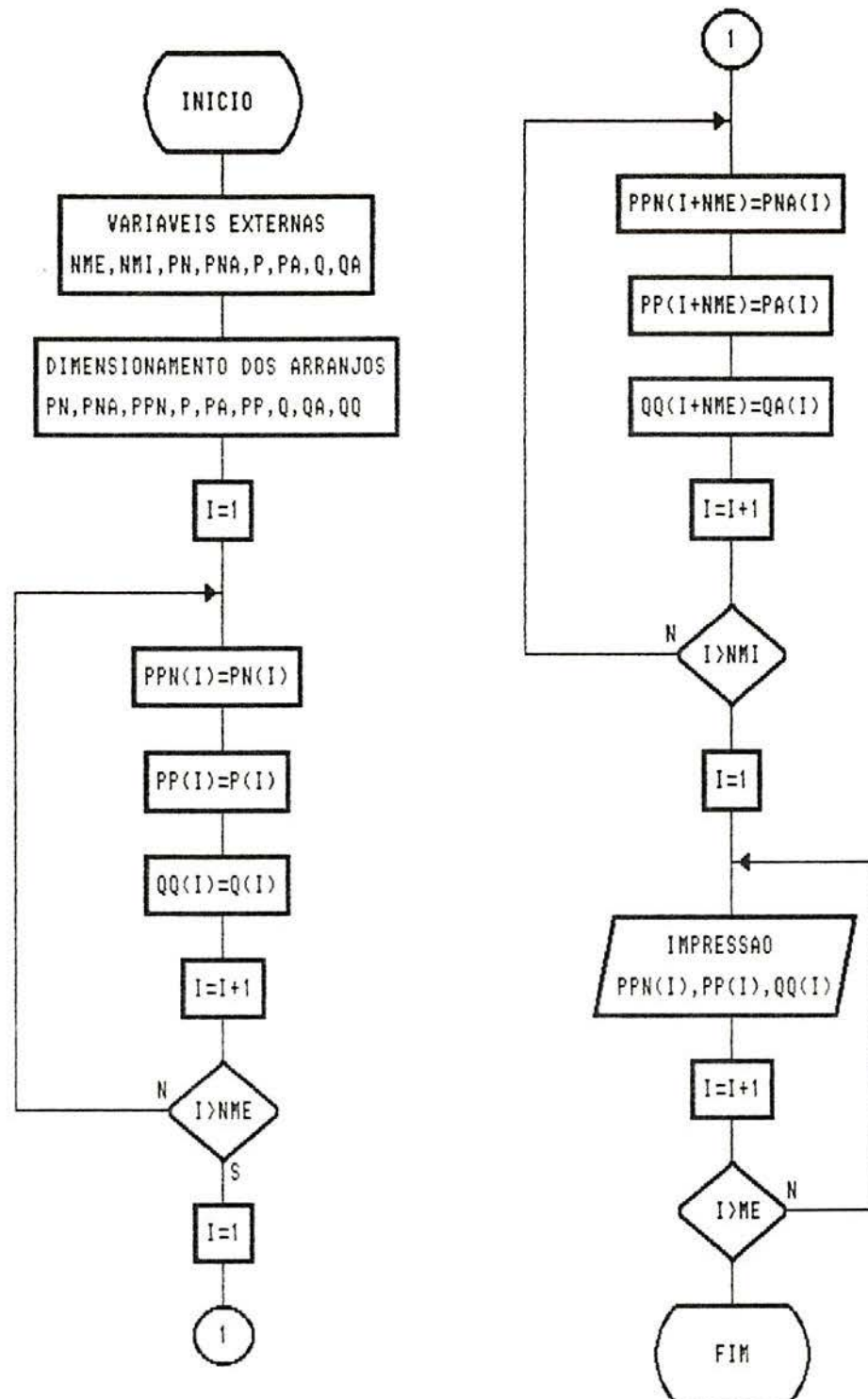


Figura 5.6.

DETERMINACAO DA CONFIABILIDADE

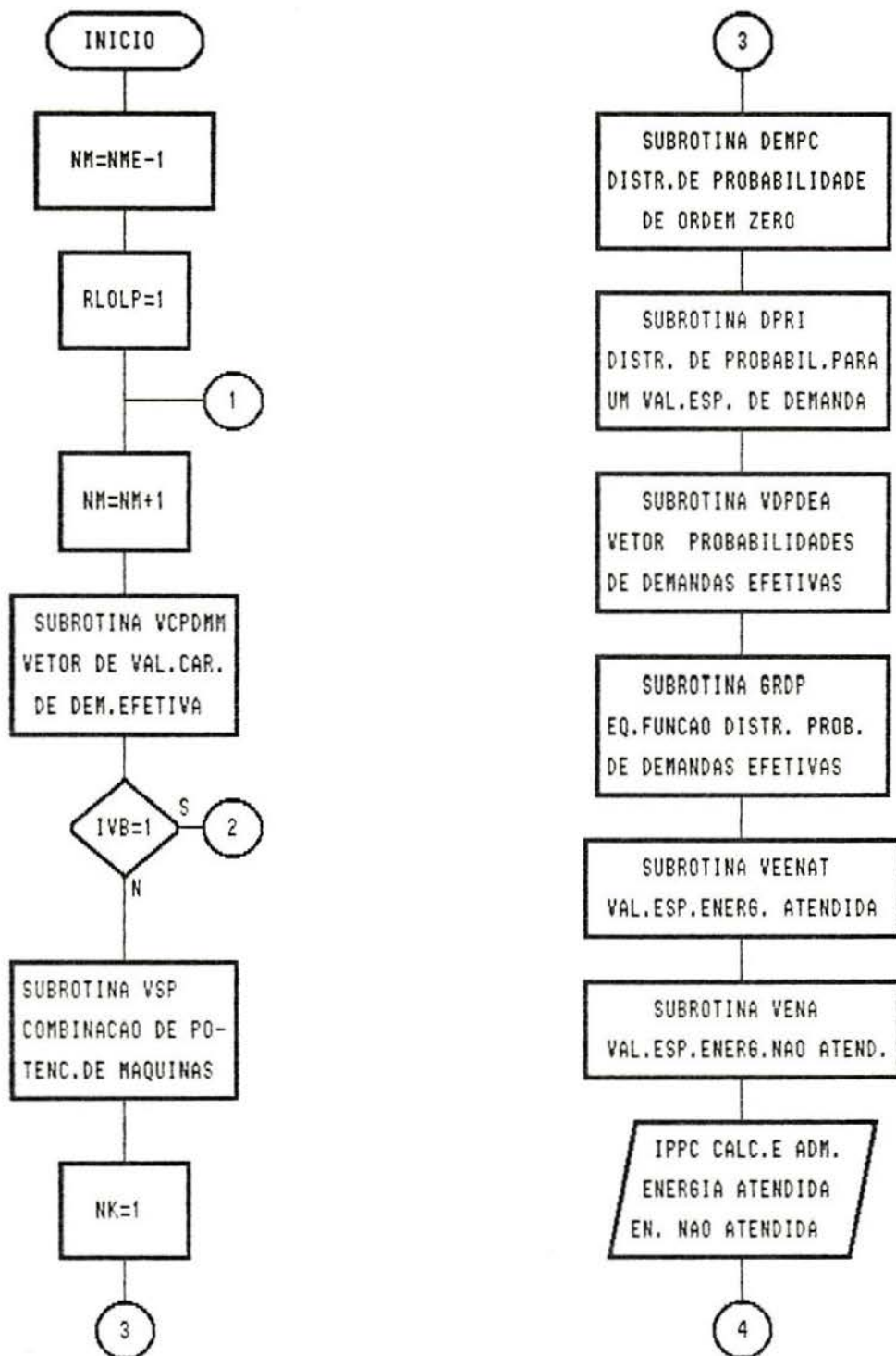


Figura 5.7.-1/2

DETERMINACAO DA CONFIABILIDADE

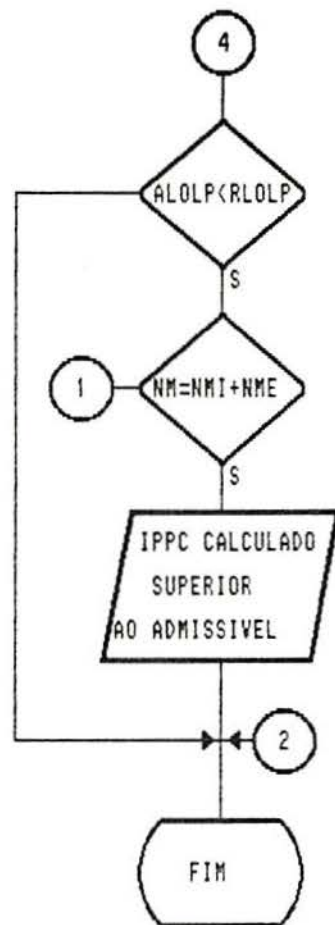


Figura 5.7.-2/2

SUBROTINA VCPDMM

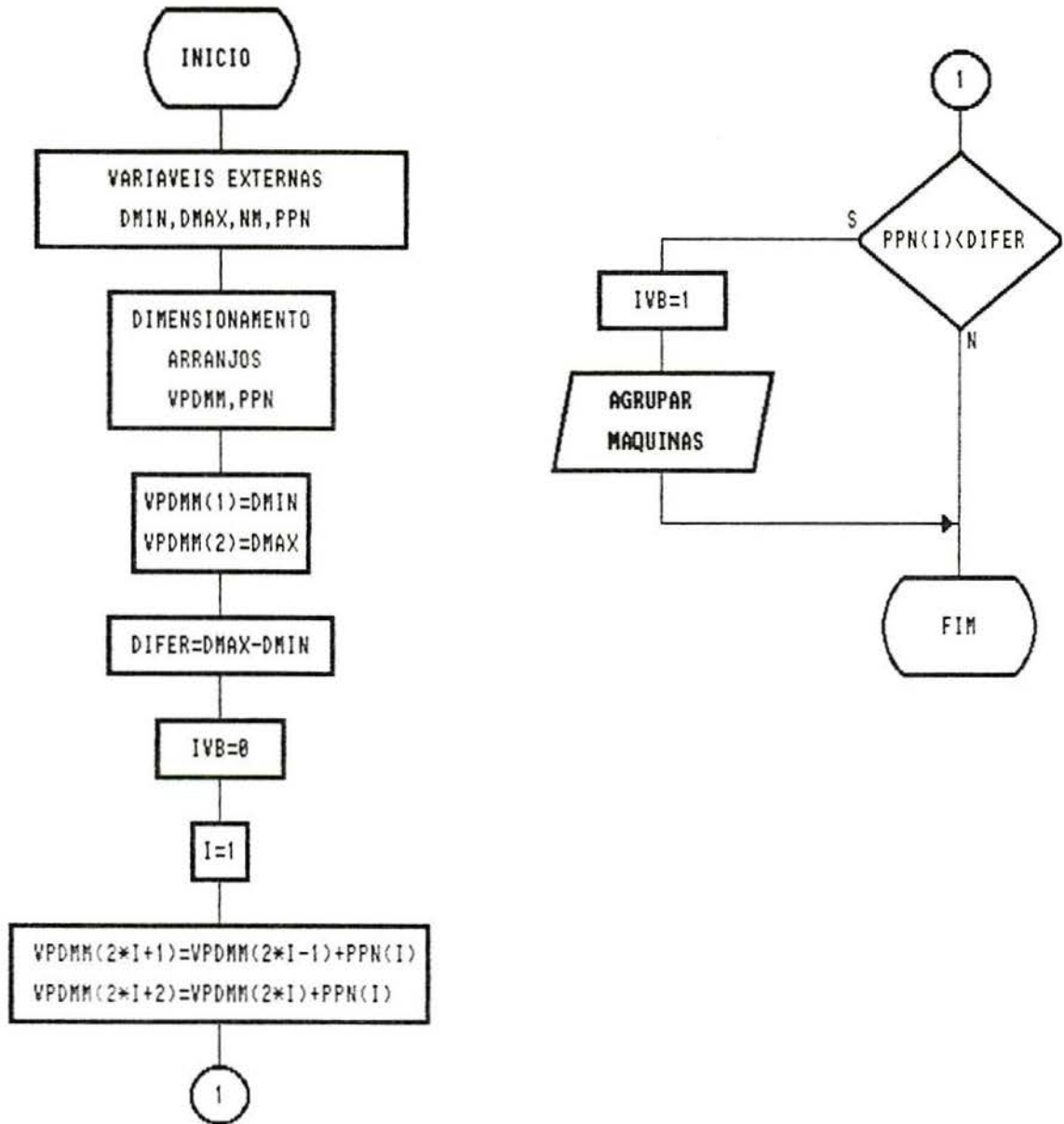


Figura 5.8.

SUBROTINA VSP

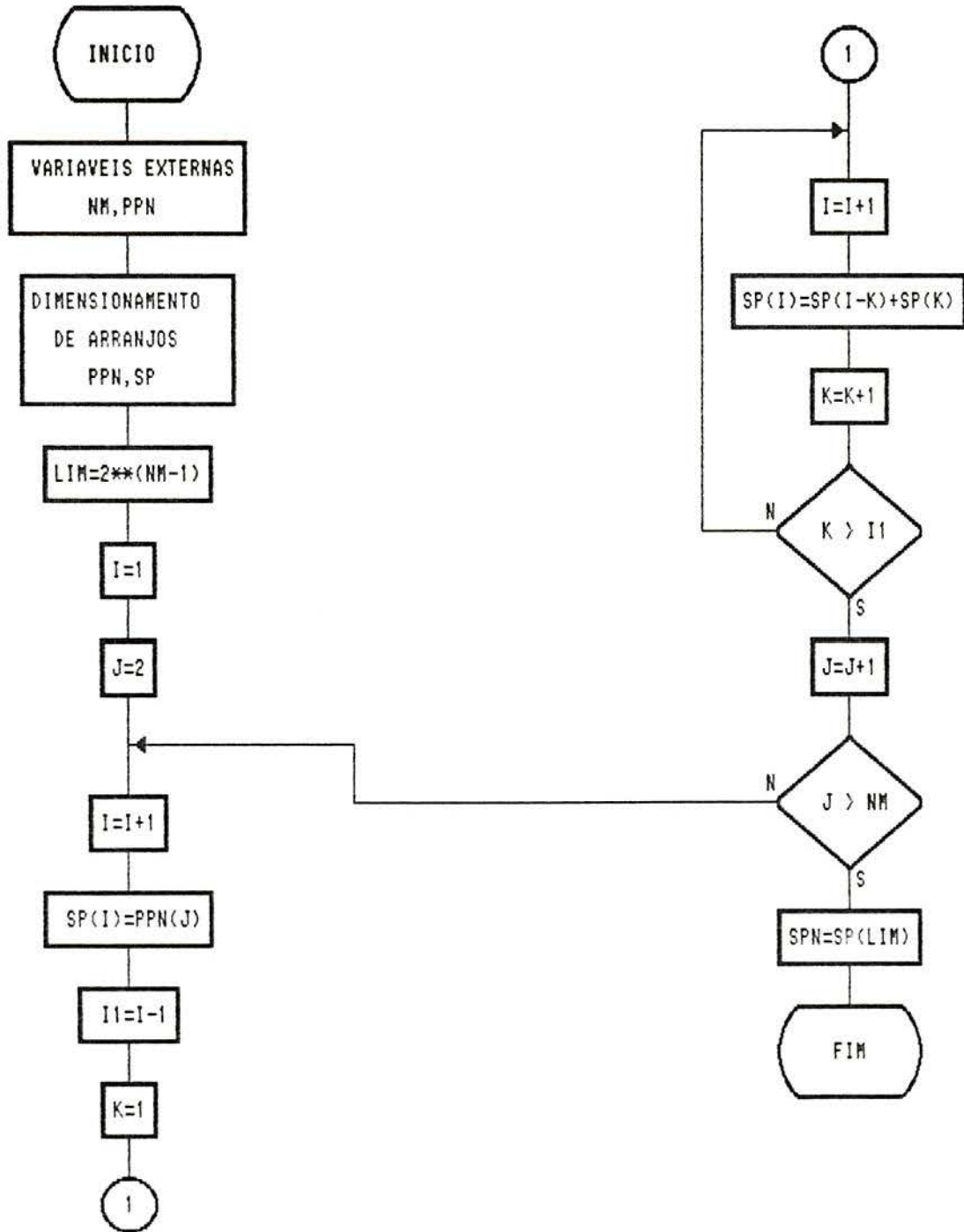


Figura 5.9.

SUBROTINA DEMPC

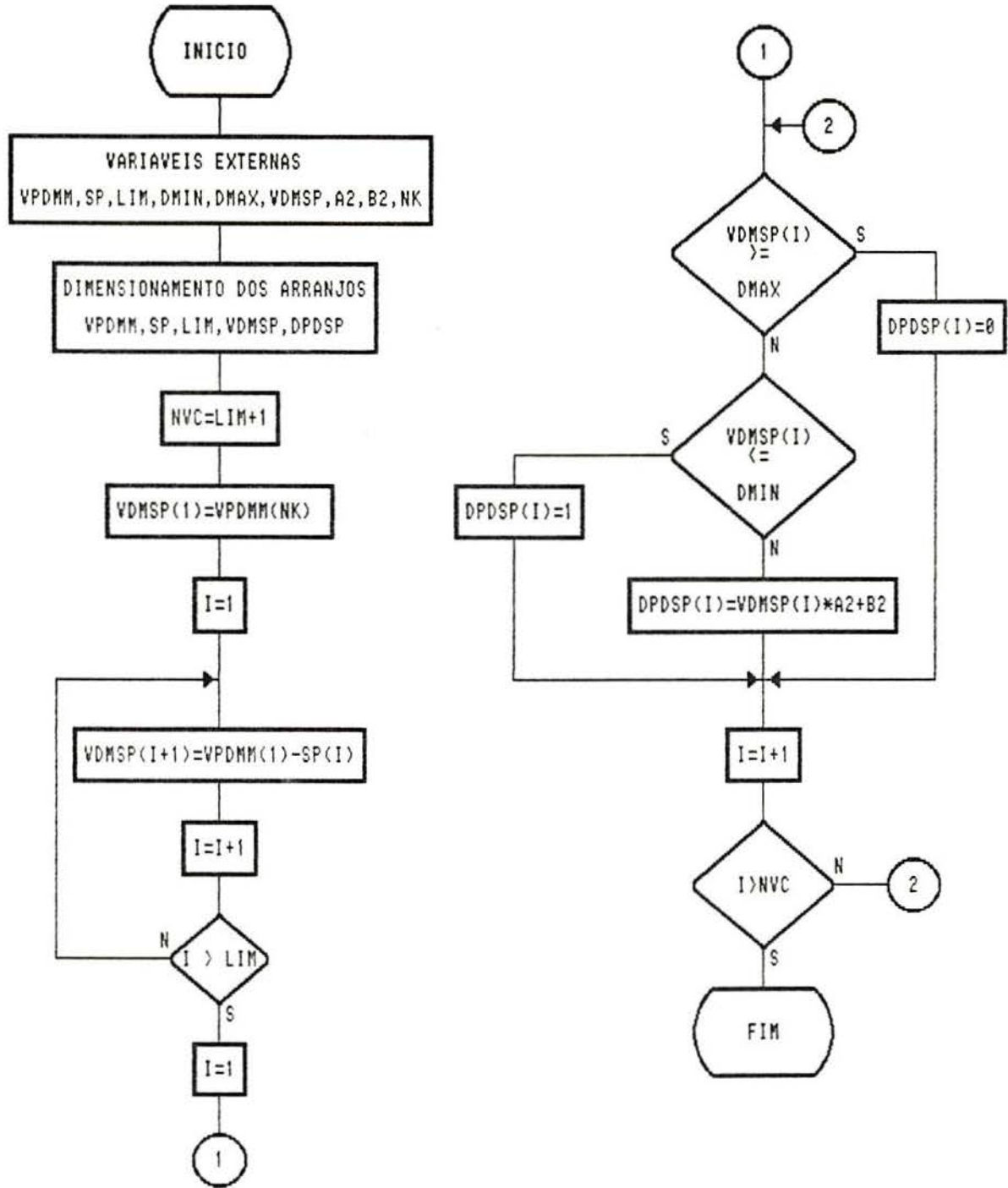


Figura 5.10.

SUBROTINA DPRI

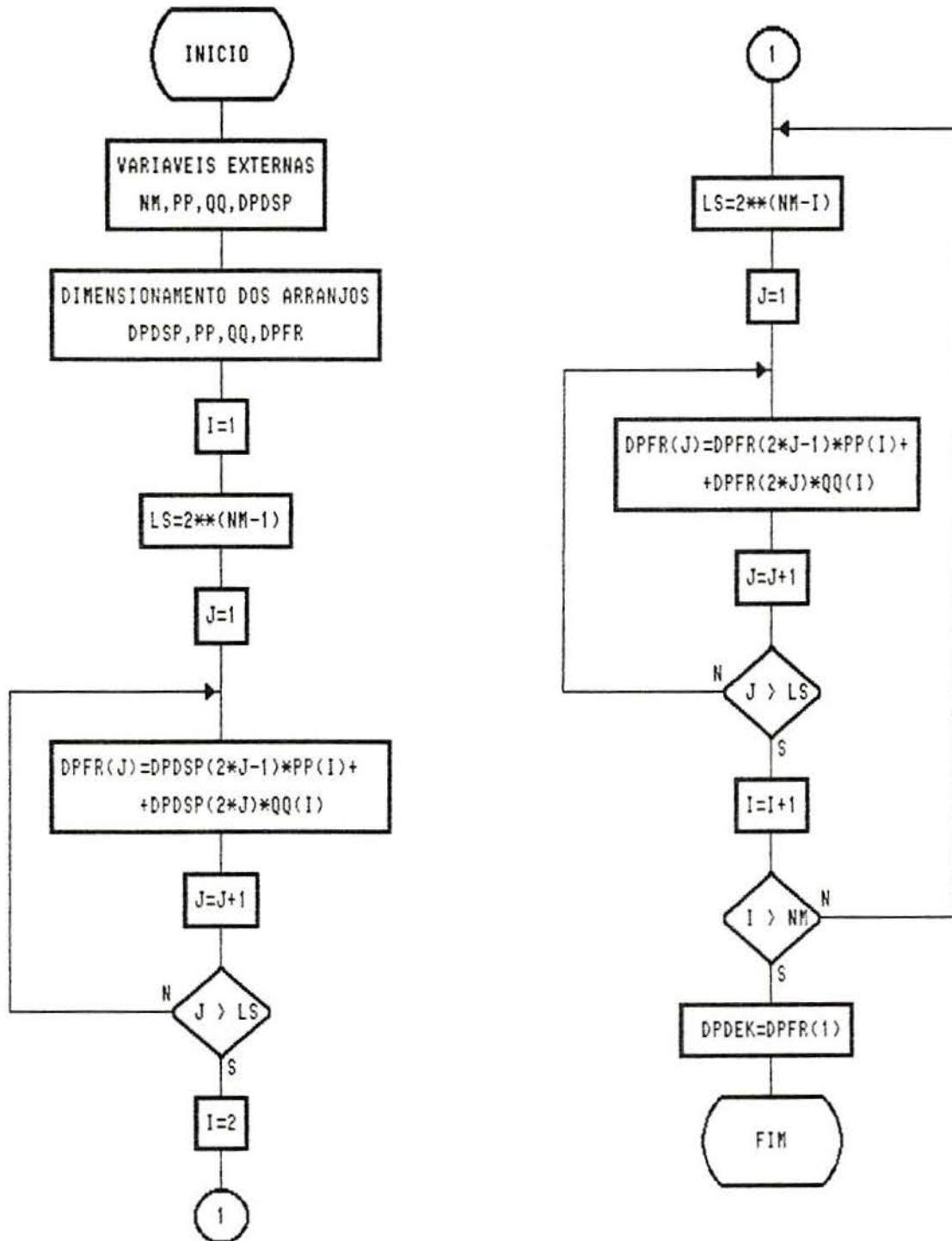


Figura 5.11.

SUBROTINA VDPDEA

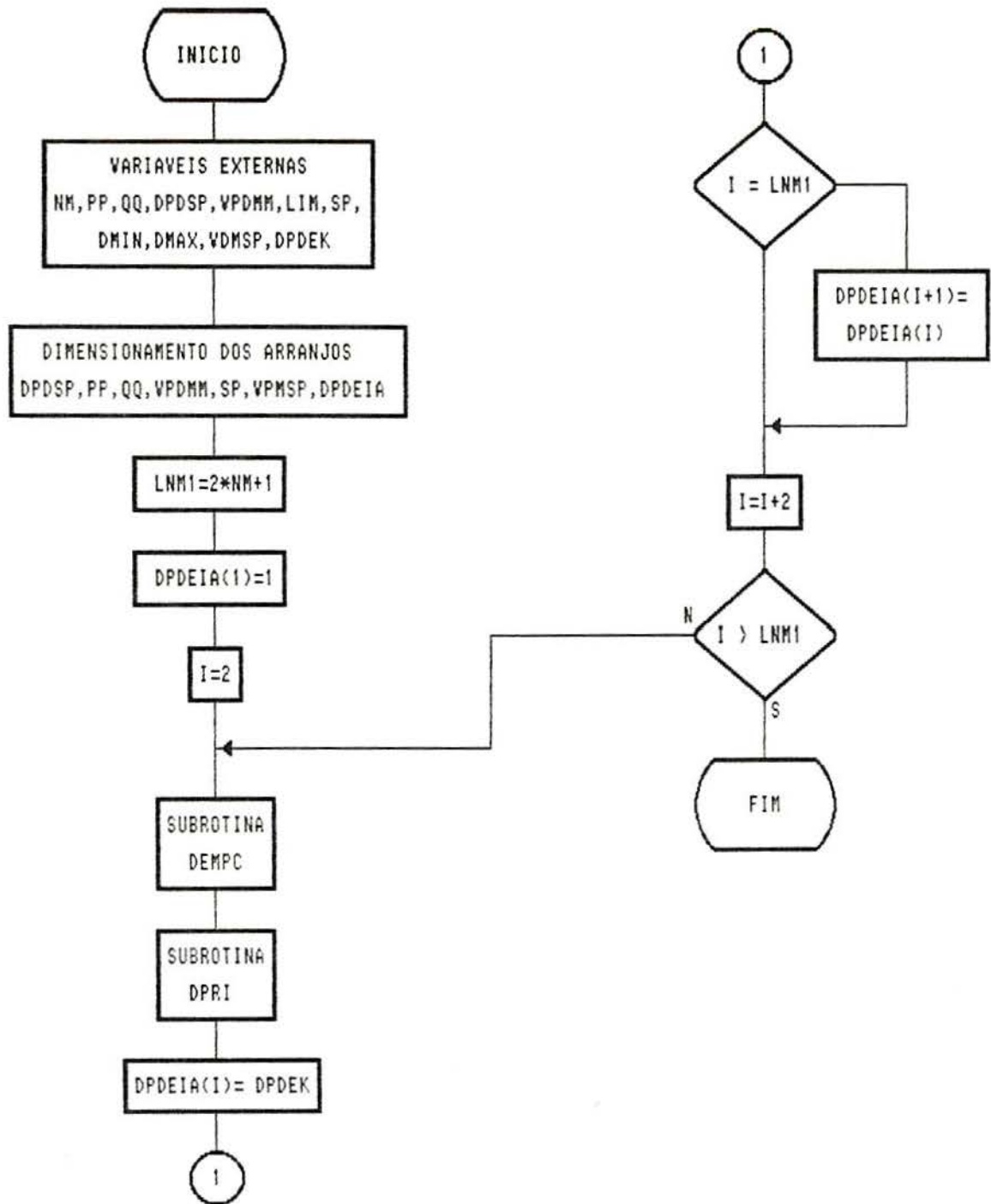


Figura 5.12.

SUBROTINA GRPD

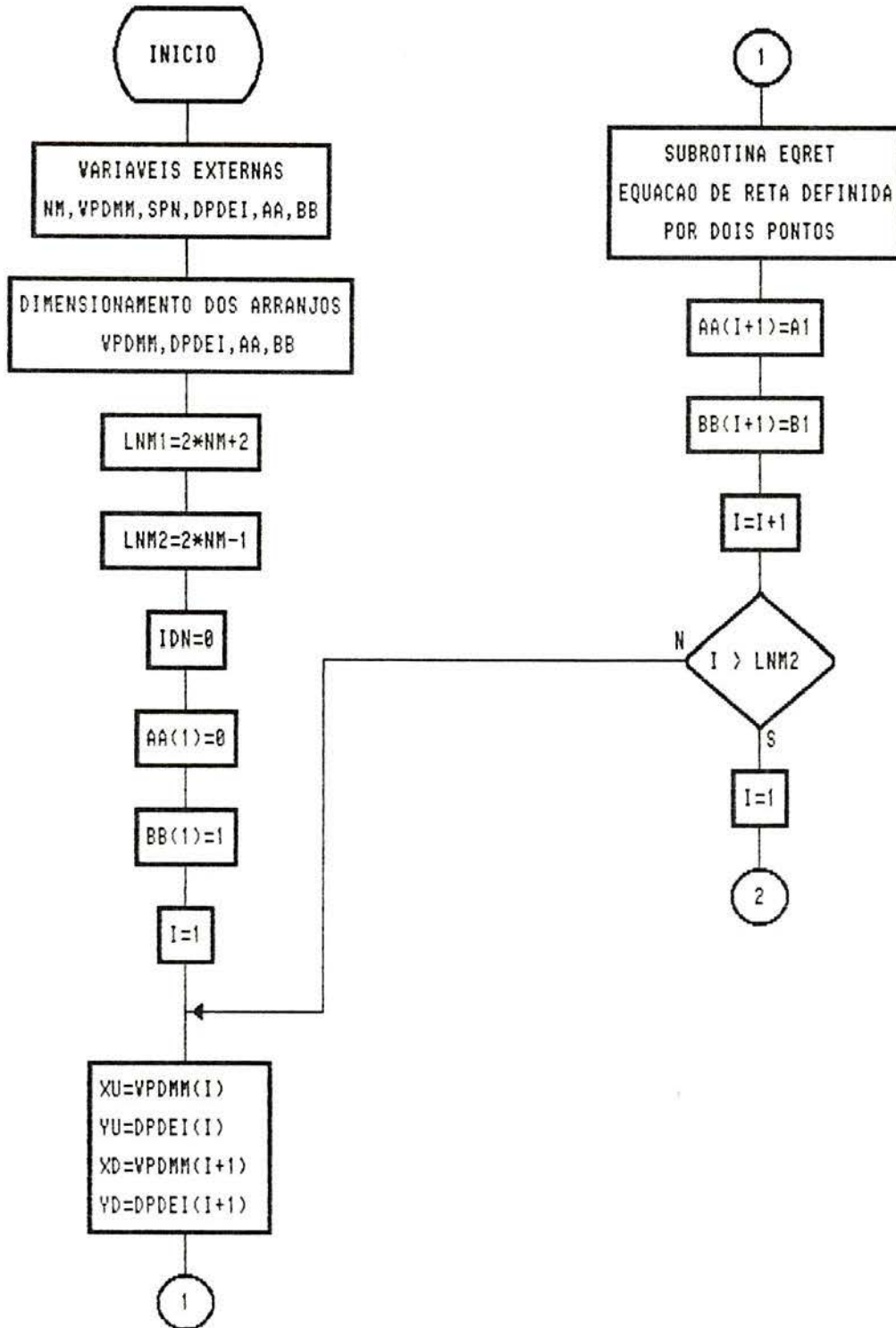


Figura 5.13.-1/2

SUBROTINA GRPD

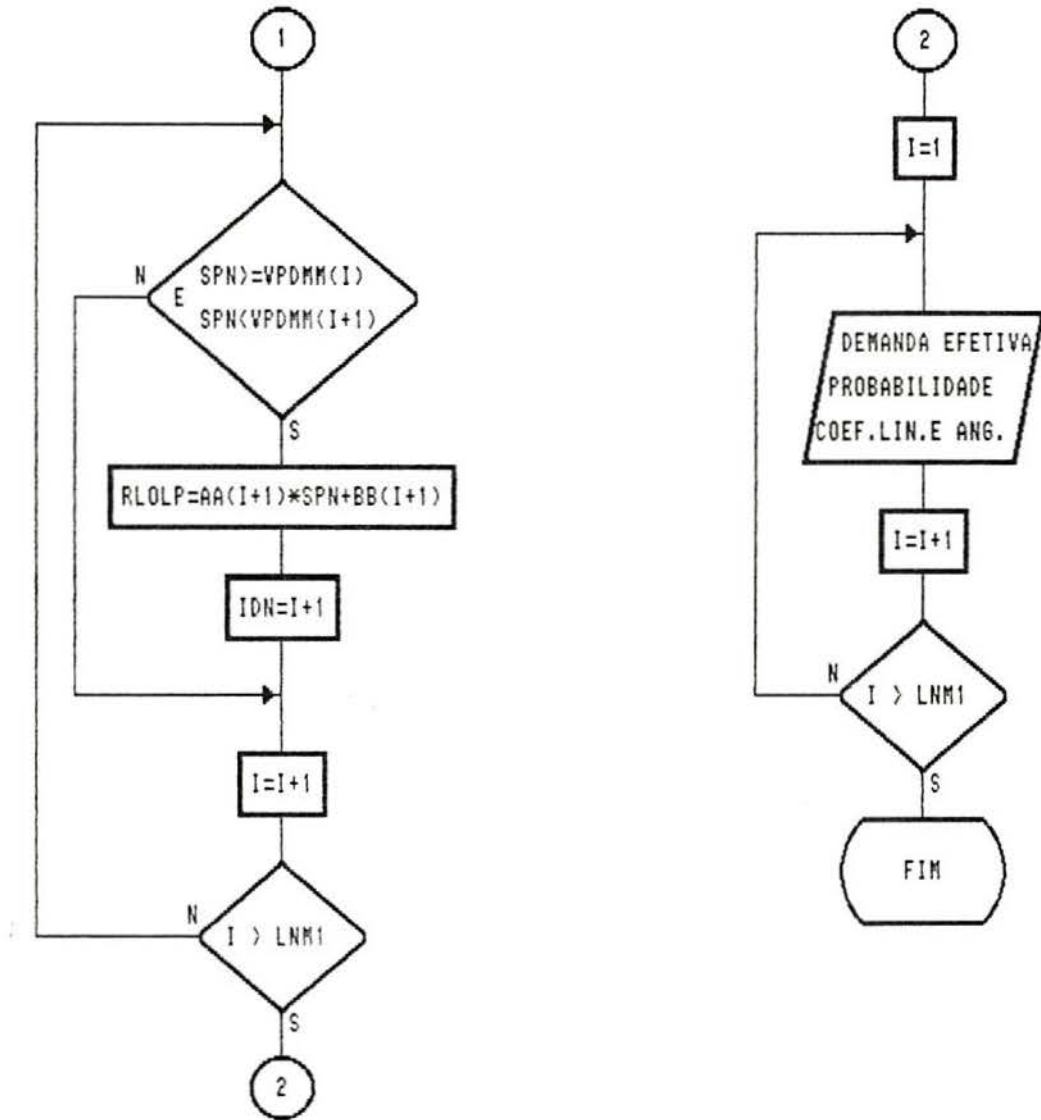


Figura 5.13.-2/2

SUBROTINA VEENAT

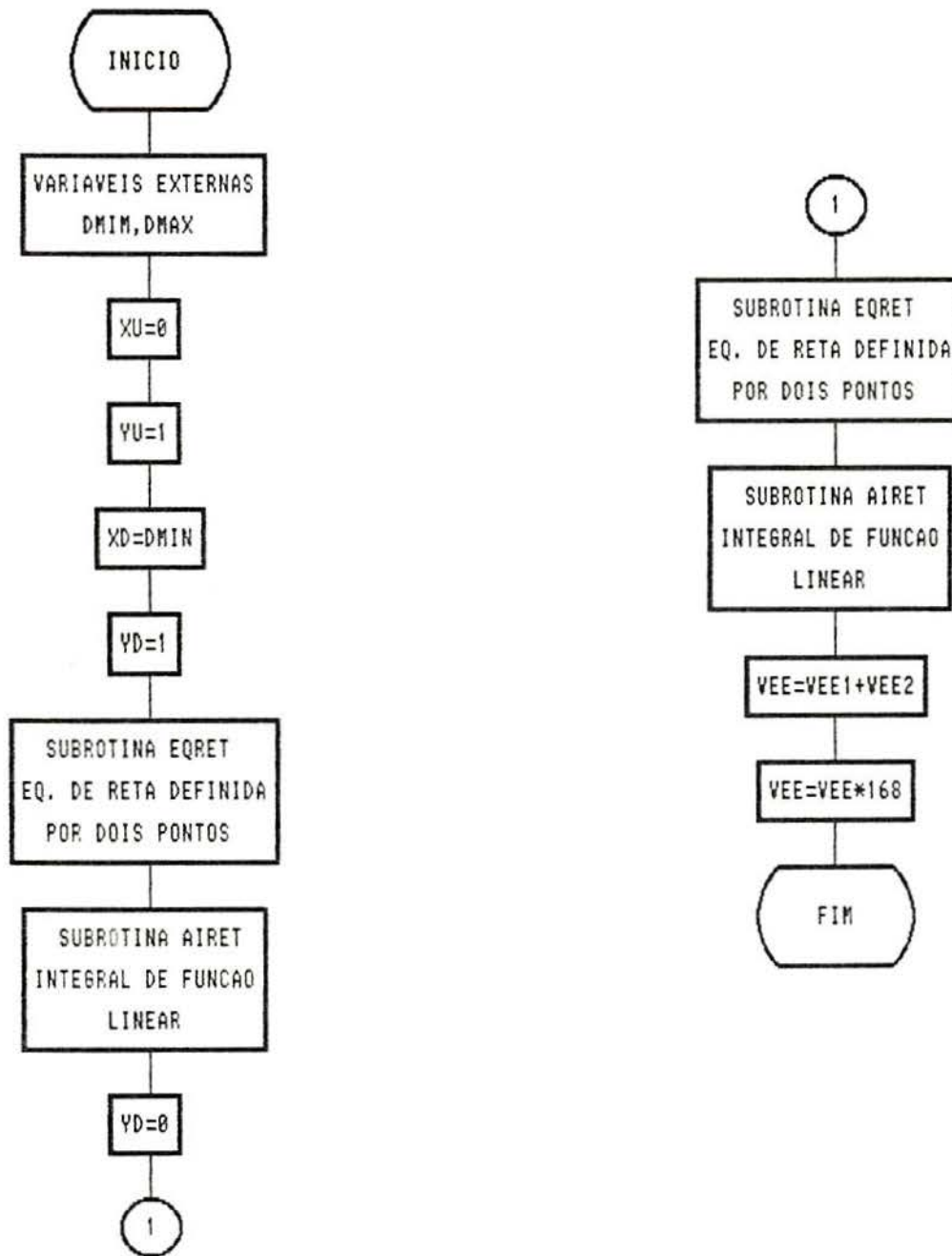


Figura 5.14.

SUBROTINA VENA

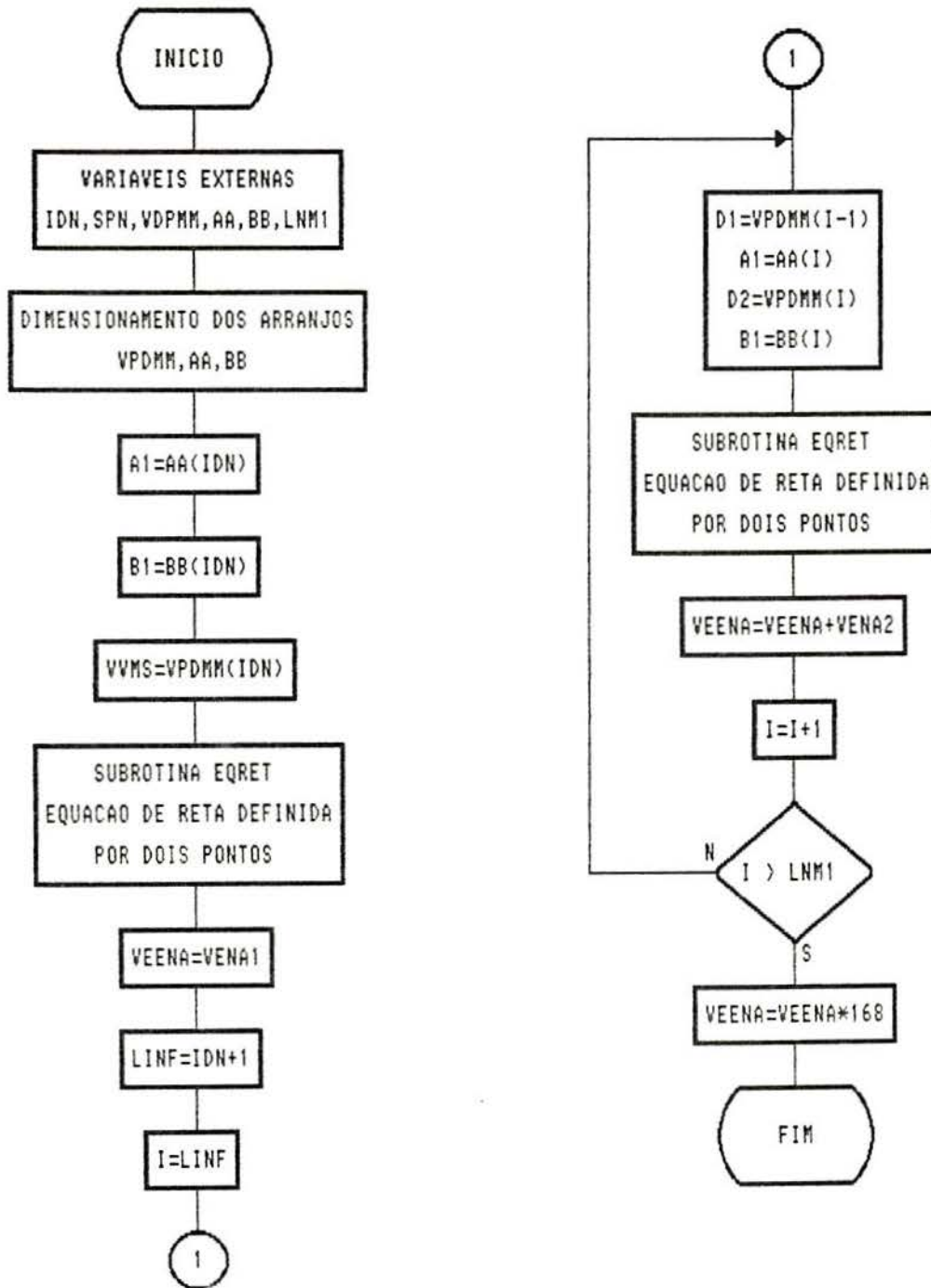
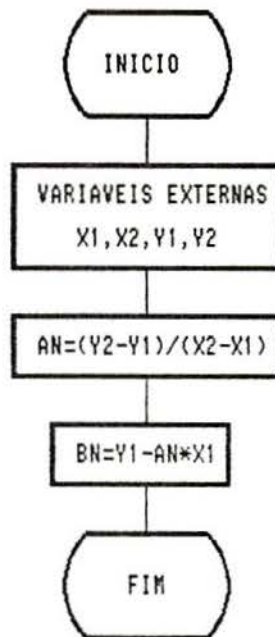


Figura 5.15.

SUBROTINA EQRET



SUBROTINA AIRET

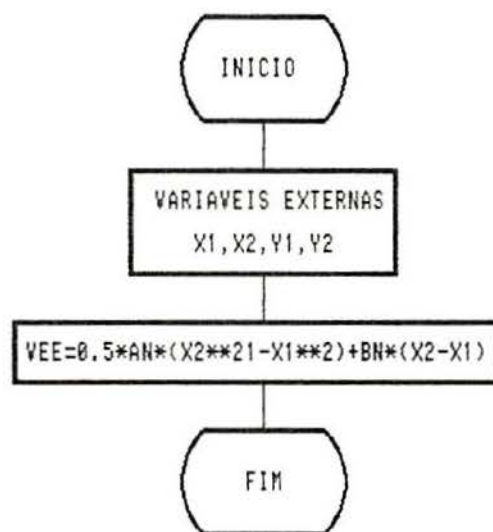


Figura 5.16.

CAPÍTULO 6

CASOS ESTUDADOS

6.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo estão apresentados os resultados dos diversos casos estudados através da utilização do programa desenvolvido para o cálculo de confiabilidade.

Em todos os casos foi considerada uma geração própria de 1348 MW com disponibilidade de 71,2% e o ingresso de 1350 MW do Sistema Interligado como unidades geradoras existentes, com uma disponibilidade de 99,9%.

As máquinas agregadas ao Sistema foram consideradas com disponibilidade de 97%.

Os resultados apresentados são aqueles considerados aceitáveis, em que o IPPCC (índice de probabilidade de perda de carga calculado) é inferior ao IPPCA (índice de probabilidade de perda de carga admissível).

A demanda mínima considerada para o perfil de demanda foi a demanda ocorrida quatro anos antes do ano considerado. A previsão de demanda foi realizada para um ano além dos valores disponíveis na série histórica. O valor obtido foi aditado à série histórica para a realização da previsão do ano seguinte.

6.2.CASOS COM IPPC ACEITÁVEL IGUAL A 1% (1,68 h/SEM)

6.2.1.Expansão com Unidades de Potência de 600 MW

Os resultados dos casos de expansão com máquinas de potência de 600 MW aceitáveis estão sintetizados na Tabela 6.1.:

Tabela 6.1.Resultados da Expansão com Unidades de 600 MW

ANO	UNIDADES ADITADAS	POTÊNCIA TOTAL (MW)	IPPC ACEITÁVEL (h/SEM)	IPPC CALCULADO (h/SEM)	ENERGIA NÃO ATENDIDA (MWh)
1993	5	5698	1,6800	0,0069	0,7
1994	-	5698	1,6800	0,0107	1,3
1995	-	5698	1,6800	0,0143	1,9
1996	-	5698	1,6800	0,0193	3,9
1997	-	5698	1,6800	0,0193	5,4
1998	-	5698	1,6800	0,0193	6,3
1999	-	5698	1,6800	0,0193	7,3
2000	-	5698	1,6800	0,0193	8,3

6.2.2.Expansão com Unidades de Potência de 500 MW

Os resultados dos casos de expansão com máquinas de potência de 500 MW aceitáveis estão sintetizados na Tabela 6.2.:

Tabela 6.2.Resultados da Expansão com Unidades de 500 MW

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
	ADITADAS	TOTAL (MW)	ACEITÁVEL (h/SEM)	CALCULADO (h/SEM)	ATENDIDA (MWh)
1993	5	5198	1,6800	0,1873	3,4
1994	-	5198	1,6800	1,6077	64,0
1995	1	5698	1,6800	0,0039	0,5
1996	-	5698	1,6800	0,0079	1,0
1997	-	5698	1,6800	0,0086	1,7
1998	-	5698	1,6800	0,0086	2,2
1999	-	5698	1,6800	0,0086	2,6
2000	-	5698	1,6800	0,0086	3,0

6.2.3.Expansão com Unidades com Potência de 400 MW

Os resultados dos casos de expansão com máquinas de potência de 400 MW aceitáveis estão sintetizados na Tabela 6.3.:

Tabela 6.3.Resultados da Expansão com Unidades de 400 MW

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
	ADITADAS	TOTAL (MW)	ACEITÁVEL (h/SEM)	CALCULADO (h/SEM)	ATENDIDA (MWh)
1993	7	5498	1,6800	0,0037	0,5
1994	-	5498	1,6800	0,0054	0,8

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
	ADITADAS	TOTAL (MW)	ACEITÁVEL (h/SEM)	CALCULADO (h/SEM)	ATENDIDA (MWh)
1995	-	5498	1,6800	0,0070	1,1
1996	-	5498	1,6800	0,0106	2,3
1997	-	5498	1,6800	0,5030	6,8
1998	-	5498	1,6800	1,5534	35,5
1999	1	5898	1,6800	0,0044	0,6
2000	-	5898	1,6800	0,0061	0,8

6.2.4. Expansão com Unidades com Potência de 350 MW

Os resultados dos casos de expansão com máquinas de potência de 350 MW aceitáveis estão sintetizados na Tabela 6.4.:

Tabela 6.4. Resultados da Expansão com Unidades de 350 MW

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
	ADITADAS	TOTAL (MW)	ACEITÁVEL (h/SEM)	CALCULADO (h/SEM)	ATENDIDA (MWh)
1993	8	5498	1,6800	0,0028	0,3
1994	-	5498	1,6800	0,0047	0,6
1995	-	5498	1,6800	0,0064	0,9
1996	-	5498	1,6800	0,0105	1,8
1997	-	5498	1,6800	0,5662	7,1
1998	1	5848	1,6800	0,0031	0,4

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
	ADITADAS	TOTAL (MW)	ACEITÁVEL (h/SEM)	CALCULADO (h/SEM)	ATENDIDA (MWh)
1999	-	5848	1,6800	0,0055	0,7
2000	-	5848	1,6800	0,0074	1,0

6.3.CASOS COM IPPC ACEITÁVEL IGUAL A 2% (3,36 h/SEM)

6.3.1.Expansão com Unidades Potência de 600 MW

Os resultados dos casos de expansão com máquinas de potência de 600 MW aceitáveis estão sintetizados na Tabela 6.5.:

Tabela 6.5.Resultados da Expansão com Unidades de 600 MW

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
	ADITADAS	TOTAL (MW)	ACEITÁVEL (h/SEM)	CALCULADO (h/SEM)	ATENDIDA (MWh)
1993	2	3898	3,3600	2,9121	3345,4
1994	2	5098	3,3600	3,0286	272,3
1995	1	5698	3,3600	0,0143	1,9
1996	-	5698	3,3600	0,0193	3,9
1997	-	5698	3,3600	0,0193	5,4
1998	-	5698	3,3600	0,0193	6,3
1999	-	5698	3,3600	0,0193	7,3

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
	ADITADAS	TOTAL (MW)	ACEITÁVEL (h/SEM)	CALCULADO (h/SEM)	ATENDIDA (MWh)
2000	-	5698	3,3600	0,0193	8,3

6.3.2. Expansão com Unidades de Potência de 500 MW

Os resultados dos casos de expansão com máquinas de potência de 500 MW aceitáveis estão sintetizados na Tabela 6.6.:

Tabela 6.6. Resultados da Expansão com Unidades de 500 MW

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
	ADITADAS	TOTAL (MW)	ACEITÁVEL (h/SEM)	CALCULADO (h/SEM)	ATENDIDA (MWh)
1993	5	5198	3,3600	0,1873	3,4
1994	-	5198	3,3600	1,6077	64,0
1995	-	5198	3,3600	2,8048	179,5
1996	1	5698	3,3600	0,0079	1,0
1997	-	5698	3,3600	0,0086	1,7
1998	-	5698	3,3600	0,0086	2,2
1999	-	5698	3,3600	0,0086	2,6
2000	-	5698	3,3600	0,0086	3,0

6.3.3. Expansão com Unidades com Potência de 400 MW

Os resultados dos casos de expansão com máquinas de potência de 400 MW aceitáveis estão sintetizados na Tabela 6.7.:

Tabela 6.7. Resultados da Expansão com Unidades de 400 MW

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
	ADITADAS	TOTAL (MW)	ACEITÁVEL (h/SEM)	CALCULADO (h/SEM)	ATENDIDA (MWh)
1993	6	5098	3,3600	2,7597	152,2
1994	1	5498	3,3600	0,0054	0,8
1995	-	5498	3,3600	0,0070	1,1
1996	-	5498	3,3600	0,0106	2,3
1997	-	5498	3,3600	0,5030	6,8
1998	-	5498	3,3600	1,5534	35,5
1999	-	5498	3,3600	3,3212	162,6
2000	1	5898	3,3600	0,0061	0,8

6.3.4. Expansão com Unidades com Potência de 350 MW

Os resultados dos casos de expansão com máquinas de potência de 350 MW aceitáveis estão sintetizados na Tabela 6.8.:

Tabela 6.8. Resultados da Expansão com Unidades de 350 MW

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
	ADITADAS	TOTAL (MW)	ACEITÁVEL (h/SEM)	CALCULADO (h/SEM)	ATENDIDA (MWh)
1993	7	5148	3,3600	1,7120	52,3
1994	1	5498	3,3600	0,0047	0,6
1995	-	5498	3,3600	0,0064	0,9
1996	-	5498	3,3600	0,0105	1,8
1997	-	5498	3,3600	0,5662	7,1
1998	-	5498	3,3600	0,0064	39,5
1999	1	5848	3,3600	0,0055	0,7
2000	-	5848	3,3600	0,0074	1,0

6.4. CASOS COM IPPC ACEITÁVEL IGUAL A 3% (5,04 h/SEM)

6.4.1. Expansão com Unidades Potência de 600 MW

Os resultados dos casos de expansão com máquinas de potência de 600 MW aceitáveis estão sintetizados na Tabela 6.9.:

Tabela 6.9. Resultados da Expansão com Unidades de 600 MW

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
	ADITADAS	TOTAL (MW)	ACEITÁVEL (h/SEM)	CALCULADO (h/SEM)	ATENDIDA (MWh)
1993	2	3898	5,0400	2,9121	3345,4
1994	1	4498	5,0400	4,2831	2626,6
1995	-	4498	5,0400	4,2831	2876,1
1996	-	4498	5,0400	4,2831	3348,1
1997	-	4498	5,0400	4,2831	3692,3
1998	-	4498	5,0400	4,2831	3882,8
1999	-	4498	5,0400	4,2831	4117,8
2000	-	4498	5,0400	4,2831	4319,7

6.4.2. Expansão com Unidades de Potência de 500 MW

Os resultados dos casos de expansão com máquinas de potência de 500 MW aceitáveis estão sintetizados na Tabela 6.10.:

Tabela 6.10. Resultados da Expansão com Unidades de 500 MW

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
	ADITADAS	TOTAL (MW)	ACEITÁVEL (h/SEM)	CALCULADO (h/SEM)	ATENDIDA (MWh)
1993	3	4198	5,0400	4,2798	3632,3
1994	-	4198	5,0400	4,2798	3907,4

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
		TOTAL	ACEITÁVEL	CALCULADO	ATENDIDA
	ADITADAS	(MW)	(h/SEM)	(h/SEM)	(MWh)
1995	-	4198	5,0400	4,2798	4157,7
1996	-	4198	5,0400	4,2798	4628,4
1997	-	4198	5,0400	4,2798	4987,9
1998	-	4198	5,0400	4,2798	5204,0
1999	3	5698	5,0400	0,0086	2,6
2000	-	5698	5,0400	0,0086	3,0

6.4.3. Expansão com Unidades com Potência de 400 MW

Os resultados dos casos de expansão com máquinas de potência de 400 MW aceitáveis estão sintetizados na Tabela 6.11.:

Tabela 6.11. Resultados da Expansão com Unidades de 400 MW

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
		TOTAL	ACEITÁVEL	CALCULADO	ATENDIDA
	ADITADAS	(MW)	(h/SEM)	(h/SEM)	(MWh)
1993	3	3898	5,0400	4,2798	4915,2
1994	3	5098	5,0400	4,3849	388,8
1995	-	5498	5,0400	0,0070	1,1
1996	-	5498	5,0400	0,0106	2,3
1997	-	5498	5,0400	0,5030	6,8
1998	-	5498	5,0400	1,5534	35,5

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
	ADITADAS	TOTAL (MW)	ACEITÁVEL (h/SEM)	CALCULADO (h/SEM)	ATENDIDA (MWh)
1999	-	5498	5,0400	3,3212	162.6
2000	-	5898	5,0400	4,9644	340.7

6.4.4. Expansão com Unidades com Potência de 350 MW

Os resultados dos casos de expansão com máquinas de potência de 350 MW aceitáveis estão sintetizados na Tabela 6.12.:

Tabela 6.12. Resultados da Expansão com Unidades de 350 MW

ANO	UNIDADES	POTÊNCIA	IPPC	IPPC	ENERGIA NÃO
	ADITADAS	TOTAL (MW)	ACEITÁVEL (h/SEM)	CALCULADO (h/SEM)	ATENDIDA (MWh)
1993	7	5148	5,0400	1,7120	52,3
1994	-	5148	5,0400	3,6090	230,1
1995	1	5498	5,0400	0,0064	0,9
1996	-	5498	5,0400	0,0105	1,8
1997	-	5498	5,0400	0,5662	7,1
1998	-	5498	5,0400	1,7485	39,5
1999	-	5498	5,0400	4,1891	218,1
2000	1	5848	5,0400	0,0074	1,0

CAPÍTULO 7

ANÁLISE DOS CASOS ESTUDADOS

7.1. INTRODUÇÃO

A análise dos casos estudados foi realizada com base em tres parâmetros, para cada índice de probabilidade de perda de carga admissível(IPPC-A):

- unidades geradoras aditadas
- índice de probabilidade de perda de carga calculado
- energia não atendida

7.2. CASOS COM IPPC-A IGUAL A 1% (1,68h/SEM)

7.2.1. Número Unidades Geradoras Aditadas

A Tabela 7.1. apresenta o número de unidades geradoras aditadas, de acordo com suas respectivas potências unitárias e o ano de início de operação considerado:

Tabela 7.1. Unidades Geradoras Aditadas

<u>POTÊNCIA</u>	600	500	400	350
ANO				
1993	5	5	7	8
1994	-	-	-	-
1995	-	1	-	-
1996	-	-	-	-
1997	-	-	-	-
1998	-	-	-	1
1999	-	-	1	-
2000	-	-	-	-

7.2.2. Valor do Índice de Probabilidade de Perda de Carga
Calculado (IPPC-C)

A Tabela 7.2. apresenta o índice de probabilidade de perda de carga calculado nas diversas hipóteses de aditamento de unidades geradoras de acordo com suas respectivas potências unitárias :

Tabela 7.2. IPPC-C para as Alternativas de Aditamento de Unidades Geradoras

<u>POTÊNCIA</u>	600	500	400	350
ANO				
1993	0,0069	0,1873	0,0037	0,0028
1994	0,0107	1,6077	0,0054	0,0047
1995	0,0143	0,0039	0,0070	0,0064
1996	0,0193	0,0079	0,0106	0,0105
1997	0,0193	0,0860	0,5030	0,5662
1998	0,0193	0,0860	1,5534	0,0031
1999	0,0193	0,0860	0,0044	0,0055
2000	0,0193	0,0860	0,0061	0,0074

7.2.3. Energia Não Atendida

A Tabela 7.3. apresenta a energia não atendida nas diversas hipóteses de aditamento de unidades geradoras de acordo com suas respectivas potências unitárias :

Tabela 7.3. Energia Não Atendida (MWh) para as Alternativas de Aditamento de Unidades Geradoras

<u>POTÊNCIA</u>	600	500	400	350
<u>ANO</u>				
1993	0,7	3,4	0,5	0,3
1994	1,3	64,0	0,8	0,6
1995	1,9	0,5	1,1	0,9
1996	3,9	1,0	2,3	1,8
1997	5,4	1,7	6,8	7,1
1998	6,3	2,2	35,5	0,4
1999	7,3	2,6	0,6	0,7
2000	8,3	3,0	0,8	1,0

7.2.4. Análise dos Casos

Nos quatro casos estudados é requerida uma mobilização intensiva de recursos para possibilitar a instalação de um número considerável de unidades geradoras já no primeiro ano, de forma a satisfazer o IPPC especificado.

Admitindo-se que os recursos para a instalação física das unidades consideradas, bem como as dificuldades tecnológicas inerentes a tais unidades não difiram significativamente, a alternativa de utilizar máquinas de 600MW apresenta-se como a mais interessante.

7.3.CASOS COM IPPC-A IGUAL A 2% (3,36h/SEM)

7.3.1.Número de Unidades Geradoras Aditadas

A Tabela 7.4. apresenta o número de unidades geradoras aditadas anualmente de acordo com suas respectivas potências unitárias :

Tabela 7.4. Unidades Geradoras Aditadas

<u>POTÊNCIA</u>	600	500	400	350
ANO				
1993	2	5	6	7
1994	2	-	1	1
1995	1	-	-	-
1996	-	1	-	-
1997	-	-	-	-
1998	-	-	-	-
1999	-	-	-	1
2000	-	-	1	-

7.3.2.Valor do Índice de Probabilidade de Perda de Carga Calculado (IPPC-C)

A Tabela 7.5. apresenta o índice de probabilidade de perda de carga calculado nas diversas hipóteses de aditamento de

unidades geradoras de acordo com suas respectivas potências unitárias :

Tabela 7.5. IPPC-C para as Alternativas de Aditamento de Unidades Geradoras

<u>POTÊNCIA</u>	600	500	400	350
ANO				
1993	2,9121	0,1873	2,7597	1,7120
1994	3,0286	1,6077	0,0054	0,0047
1995	0,0143	2,8048	0,0070	0,0064
1996	0,0193	0,0079	0,0106	0,0105
1997	0,0193	0,0860	0,5030	0,5662
1998	0,0193	0,0860	1,5534	1,7485
1999	0,0193	0,0860	3,3212	0,0055
2000	0,0193	0,0860	0,0061	0,0074

7.3.3. Energia Não Atendida

A Tabela 7.6. apresenta a energia não atendida nas diversas hipóteses de aditamento de unidades geradoras de acordo com suas respectivas potências unitárias :

Tabela 7.6. Energia Não Atendida (MWh) para as Alternativas de Aditamento de Unidades Geradoras

POTÊNCIA	600	500	400	350
ANO				
1993	3345,4	3,4	152,2	52,3
1994	272,3	64,0	0,8	0,6
1995	1,9	179,5	1,1	0,9
1996	3,9	1,0	2,3	1,8
1997	5,4	1,7	6,8	7,1
1998	6,3	2,2	35,5	39,5
1999	7,3	2,6	162,6	0,7
2000	8,3	3,0	0,8	1,0

7.3.4. Análise dos Casos

A alternativa de utilização de unidades com potência de 600 MW apresenta um escalonamento de instalação de unidades mais favorável que as demais.

Embora todas as alternativas hajam apresentado um desempenho aceitável, o desempenho da alternativa com unidades de 350 MW foi o mais elevado.

7.4.CASOS COM IPPC-A IGUAL A 3% (5,04h/SEM)

7.4.1.Número de Unidades Aditadas

A Tabela 7.7. apresenta o número de unidades geradoras aditadas anualmente de acordo com suas respectivas potências unitárias :

Tabela 7.7. Unidades Geradoras Aditadas

<u>POTÊNCIA</u>	600	500	400	350
ANO				
1993	2	3	3	7
1994	1	-	3	-
1995	-	-	-	1
1996	-	-	-	-
1997	-	-	-	-
1998	-	-	-	-
1999	-	3	-	-
2000	-	-	-	1

7.4.2.Valor do Índice de Probabilidade de Perda de Carga Calculado (IPPC-C)

A Tabela 7.8. apresenta o índice de probabilidade de perda de carga calculado nas diversas hipóteses de aditamento de

unidades geradoras de acordo com suas respectivas potências unitárias :

Tabela 7.8. IPPC-C para as Alternativas de Aditamento de Unidades Geradoras

<u>POTÊNCIA</u>	600	500	400	350
ANO				
1993	2,9121	4,2798	4,2798	1,7120
1994	4,2831	4,2798	4,3849	3,6090
1995	4,2831	4,2798	0,0070	0,0064
1996	4,2831	4,2798	0,0106	0,0105
1997	4,2831	4,2798	0,5030	0,5662
1998	4,2831	4,2798	1,5534	1,7485
1999	4,2831	0,086	3,3212	4,1841
2000	4,2831	0,086	4,9644	0,0074

7.4.3. Energia Não Atendida

A Tabela 7.9. apresenta a energia não atendida nas diversas hipóteses de aditamento de unidades geradoras de acordo com suas respectivas potências unitárias :

Tabela 7.9. Energia Não Atendida (MWh) para as Alternativas de Aditamento de Unidades Geradoras

<u>POTÊNCIA</u>	600	500	400	350
ANO				
1993	3345,4	3632,3	4915,8	52,3
1994	2626,6	3907,4	388,8	230,1
1995	2876,1	4157,7	1,1	0,9
1996	3348,1	4628,4	2,3	1,8
1997	3692,3	4987,9	6,8	7,1
1998	3882,8	5204,0	35,5	39,5
1999	4117,8	2,6	162,6	218,1
2000	4319,7	3,0	340,7	1,0

7.4.4. Análise dos Casos

Analogamente aos casos com IPPC-A de 2% (3,36h/SEM), o escalonamento de instalação de máquinas da alternativa de utilização de unidades com 600 MW é mais favorável que os demais. A potência total instalada é significativamente inferior às demais alternativas.

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES

A aplicação ao Sistema CEEE do programa desenvolvido para a determinação da confiabilidade de sistemas elétricos de potência através da convolução de densidades de probabilidade de ocorrência de demandas máximas aleatórias e de demandas efetivas máximas possibilitou estabelecer as seguintes conclusões:

- A expansão do Sistema CEEE através dos casos com índice de probabilidade de perda de carga 3% (5,04h/SEM) apresenta um razoável equilíbrio entre escalonamento de instalações, desempenho e potência final instalada.

- Como a operação comercial de empreendimentos de geração é atingida após um período de cerca de 5 anos a partir do início da implantação dos mesmos, as unidades necessárias para manter o índice de probabilidade de perda de carga no valor especificado estariam disponíveis no mínimo em 1998.

- Até o ano de instalação das máquinas acima citadas, o risco de indisponibilidade de energia, representado pelo índice de probabilidade de perda de carga, vai aumentar gradualmente até atingir valores superiores a 20 vezes o valor especificado.

- Caso a potência das unidades geradoras escolhidas para expansão seja diferente das consideradas nos casos estudados, novos

estudos deverão ser realizados, pois a combinação de unidades geradoras não é um fenômeno linear, isto é, o todo não é um simples somatório dos componentes.

- Devido aos severos custos sociais a que a sociedade será submetida, serão necessárias medidas visando a conscientização da população sobre a importância da energia elétrica, da conservação de energia e do uso intensificado de energias alternativas.

CAPÍTULO 9

RECOMENDAÇÕES

No término desta dissertação, constata-se a existência de uma série de pontos que poderiam ser desenvolvidos para facilitar e melhorar o planejamento de sistemas de potência e, entre outros, recomenda-se o estudo dos temas:

- Otimização do cálculo de confiabilidade utilizando a convolução de densidades de probabilidades de ocorrência de demandas aleatórias e demandas efetivas máximas.
- Utilização do método acima citado para otimizar a programação de manutenção de unidades geradoras.
- Desenvolvimento de rotinas para utilização do método em sistemas de potência interligados.
- Desenvolvimento de metodologia para possibilitar a utilização do método sem vincular a potência das unidades geradoras ao perfil de carga.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] LYMAN, W.J. Fundamental Consideration in Preparing Master System Plan. Electrical World, New York, 101(24):788-92, 1933.
- [2] SMITH Jr., S.A., Spare Capacity Fixed by Probabilities of Outage, Electrical World, New York, 101:222-25, 1934.
- [3] SMITH, S.A., Jr. Service Reliability Measured by Probabilities of Outage, Electrical World, New York, 103:371-74, 1934.
- [4] ENDRENYI, J. Reliability Modeling in Electric Power Systems, Belfast, John Wiley & Sons, 1978. 338p.
- [5] KIST, C. THOMAS, G.J. Probability Calculations for System Generation Reserves. AIEE Transactions 77:515-20, 1958.
- [6] BILLINTON, R. Power System Reliability Evaluation, New York, Gordon and Breach Science Publishers, 1970. 299p.
- [7] DAY, J.T. SHORTLEY, P.B., SKOGLUND, J.W. Expected Value of Generation Deficit: A Supplemental Measure of Power System Reliability, IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, PAS-91:2213-23, 1972.
- [8] GARVER, L.L. Adjusting Maintenance Schedules to Levelize Risk, IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, PAS-91:2057-63, 1972.
- [9] VASSEL, G.S., TIBBERTS, N. Analysis of Generating Capacity Reserve Requirements for Interconnected Power Systems, IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS and Systems, PAS-91:638-49, 1972.
- [10] BILLINTON, R. Bibliography on the Application of Probability Methods in Power Systems Reliability Evaluation. IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, PAS-91:649-60, 1972.
- [11] BILLINTON, R. WOOD, A. KINGLEE, R.J. Power System Reliability Calculations. MIT Press, Massachusetts, 1973. 173p.
- [12] BILLINTON, R. Practical Application of Reliability and Maintainability Concepts to Generating Station Design, IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, PAS-92:1814-24, 1973.
- [13] SULLIVAN, R.L. Power Systems Planning, New York, McGraw Hill International Book, 1977. 324p.
- [14] IEEE SUBCOMMITTEE ON THE APPLICATION OF PROBABILITY METHODS. Bibliography on the Application of Probability Methods in Power Systems Reliability Evaluation 1971-1978. IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, PAS-97:2235-42, 1978.

- [15] CAMARGO, C.C. de B. Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência Elétrica. Rio de Janeiro, LTC/ELETOBRÁS, 1981. 206p.
- [16] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Expansion Planning for Electrical Generating Systems: A Guidebook. Vienna, 1984. 612p. (Technical Reports Series, 241).
- [17] DEGGERONI, R. Análise da Confiabilidade de Sistemas de Geração de Energia Elétrica. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, 1987.
- [18] DIXON, W.J., MASSEY Jr., F. Introduction to Statistical Analysis. 3rd. ed., Tokyo, International Student Edition, McGraw Hill Kogakusha Ltd., 1969, 638 p.
- [19] LARSON, HAROLD J. Introduction to the Theory of Statistics. New York, John Wiley & Sons Inc., 1973, 242 p.
- [20] SPIEGEL, MURRAY R. Estatística. Coleção Schaum, São Paulo Editora McGraw Hill do Brasil, 1974, 580p.
- [21] MILLER, I., FREUND, J.E., Probability and Statistics for Engineers. Englewood Cliffs, Prentice Hall, 1965, 432p.
- [22] ALBRECHT, Paul F. Basis probability and statistics for reliability analysis. Schenectady, General Electric, s.d. 12p.
- [23] MEYER, P.L. Probabilidade Aplicações à Estatística. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 1978, 391p.
- [24] DeGROOT, M. H. Probability and Statistics. Massachusetts, 2nd. ed., Addison Wesley Publishing Company, 1986. 723p.
- [25] COMISSÃO DE INTEGRAÇÃO ELÉTRICA REGIONAL. SUBCOMITÊ DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS. Sistema de Estatística CIER. Manual de Geração. Rio de Janeiro. 1989, 205p.
- [26] MORETIN, Pedro A. TOLOI, C.M.C. Previsão de Séries Temporais. 2.ed., São Paulo, Atual Editora Ltda., 1987, 439p.
- [27] MORETIN, P.A. TOLOI, C.M.C. Séries Temporais. São Paulo, Atual, 2.ed., 1987, 136p.
- [28] MONTGOMERY, Douglas C. et al Forecasting and Time Series Analysis. New York, McGraw Hill, 1976, 303p.
- [29] RICHWINE, Robert R. et alli. Gerating Unit Availability Trends 1984-1988. Princeton, NJ, North American Electric Reliability Council, 1990. 28p.

ANEXO

```

C
C
C
C          PROGRAMA DE POS-GRADUACAO EM ENGENHARIA MECANICA
C
C          CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERACAO
C
C
C
C $STORAGE:2
C $DEBUG
C DOUBLE PRECISION
C
C          DIMENSION
C PN(10),PNA(10),P(10),Q(10),DOB(99),PA(10),QA(10),DA(99),
C   1          XNOME(15),SP(1100),VPDMM(40),VDMSP(1100),DPDSP(1100),
C   2
C PP(20),QQ(20),AA(40),BB(40),DPDEIA(40),DEM(200),PPN(20),
C   3          DCVMQ(40)
C CHARACTER ARQ*8
C INTEGER XX,ANO,KL,IDN,LNM1,IVB,ICS
C.....
C.....
C
C LEITURA DE DADOS DE ENTRADA
C
C NDOB =NUMERO DE DADOS DE DEMANDA OBSERVADOS
C NDP  =NUMERO DE DADOS DE DEMANDA A SEREM PREVISTOS
C NME  =NUMERO DE MAQUINAS EXISTENTES
C NMI  =NUMERO DE MAQUINAS A INSTALAR
C ALOLP=IPPC ACEITAVEL
C ANO  =ANO INICIAL DO ESTUDO
C DOB  =VETOR DE DEMANDAS OBSERVADAS
C Q    =VETOR DE PROBABILIDADES DAS MAQUINAS ESTAREM FORA DE
OPERACAO
C PN   =VETOR DE POTENCIAS ATIVAS DAS MAQUINAS EM OPERACAO (MW)
C QA   =VETOR DE PROBABILIDADES DAS MAQUINA A INSTALAR
C      FORA DE OPERACAO
C PNA  =VETOR DE POTENCIAS ATIVAS DAS MAQUINAS A INSTALAR (MW)
C
C
C OPEN (4,FILE='PRN',STATUS='OLD')
C
100 CONTINUE
WRITE(0,101)
101 FORMAT(////////////////////,15X,
1 'TECLE [0] PARA PARA QUE A SAIDA SEJA O VIDEO',//,
2 15X,'TECLE [1] PARA QUE A SAIDA SEJA A IMPRESSORA',//,
3 15X,'TECLE EM SEGUIDA O NOME DO ARQUIVO ',/ )
READ(0,102)IX,ARQ
102 FORMAT(I1,A8)
IF(IX.EQ.0) THEN
XX=0

```

```

                ELSE
                    XX=4
            ENDIF
            OPEN(5,FILE=ARQ,STATUS='OLD')
            READ(5,105)NDOB,NDP,NME,NMI,ALOLP,AND
105  FORMAT(4X,I3,3X,I3,3X,I3,3X,I3,5X,F5.3,3X,I4,)
            READ(5,106)KL,ME,ALF1,ALF2,ALF3
106  FORMAT(2X,I2,2X,I2,4X,F4.2,4X,F4.2,4X,F4.2)
            READ(5,107)XNOME
107  FORMAT(5X,15A4)
            WRITE(XX,108)XNOME
108  FORMAT(1H1,/,5X,15A4)
            WRITE(XX,109)NDOB,NDP,NME,NMI,ALOLP
109  FORMAT(/,7X,67(' '),/,7X,
1      '!' NUMERO DE DADOS DE DEMANDA                ',12X,'-
,
2      I3,'      !',/,7X,
3      '!' NUMERO DE DADOS A SEREM PREVISTOS        ',12X,'-
,
4      I3,5X,'!'/,7X,
5      '!' NUMERO DE MAQUINAS EXISTENTES            ',12X,'-
,
6      I3,'      !',/,7X,
7      '!' NUMERO DE MAQUINAS A INSTALAR            ',12X,'-
,
8      I3,'      !',/,7X,
9      '!' INDICE DE PROBABILIDADE DE PERDA DE CARGA
ACEITAVEL',3X,
A      '- ',3X,F4.3,' !')
            WRITE(XX,110)KL,ME,ALF1,ALF2,ALF3
110  FORMAT(7X,
1      '!' NUMERO DE DADOS NAO UTILIZADOS NA PREVISAO',12X,'-
,
2      I2,'      !',/,7X,
3      '!' NUMERO DE DADOS UTILIZADOS NA PREVISAO  ',12X,'-
,
4      I2,'      !',/,7X,
5      '!' VALOR INFERIOR DA CONSTANTE DE ALISAMENTO ',12X,'-
,
6      F4.3,'      !',/,7X,
7      '!' VALOR SUPERIOR DA CONSTANTE DE ALISAMENTO ',12X,'-
,
8      F4.3,'      !',/,7X,
9      '!' INCREMENTO DA CONSTANTE DE ALISAMENTO  ',12X,'-
,
+      F4.3,'      !',/,7X,67(' '))
            READ(5,111)(DOB(I),I=1,NDOB)
111  FORMAT(9(F8.1))
            DO 113 I=1,NME
                READ(5,112)Q(I),PN(I)
112  FORMAT(F5.3,F6.2)
                P(I)=1.0-Q(I)
113  CONTINUE
            DO 115 I=1,NMI
                READ(5,114)QA(I),PNA(I)

```

```

114     FORMAT(F5.3,F6.2)
        PA(I)=1.0-QA(I)
115 CONTINUE
C
C.....
C
C 201 WRITE(0,121)XNOME
C 121 FORMAT (4(/),5X,15A4,/)
        WRITE(XX,122)
122 FORMAT(10(/),7X,65('-'),/,7X,';',8X,'CARACTERISTICAS DA(S)'
*      ' MAQUINA(S) EXISTENTE(S)',10X,';')
        WRITE(XX,123)
123 FORMAT(7X,65('-'),/,7X,'; ORDEM ; INDISPONIBILIDADE ',
*      ' ; DISPONIBILIDADE ; POT.NOMINAL(MW) ;',/,7X,65('-'))
        DO 202 I=1,NME
            WRITE(XX,124)I,Q(I),P(I),PN(I)
124     FORMAT(7X,';',I2,3X,';',6X,F5.3,8X,';',4X,F5.3,8X,';',
*      ' 4X,F7.2,4X,';')
202 CONTINUE
        WRITE(XX,125)
125 FORMAT(7X,65('-'),/)
        WRITE(XX,126)
126 FORMAT(////,7X,65('-'),/,7X,'; CARACTERISTICAS DA(S)'
*      ' MAQUINA(S) A SER(EM) INSTALADA(S) ;')
        WRITE(XX,127)
127 FORMAT(7X,65('-'),/,7X,'; ORDEM ; INDISPONIBILIDADE ',
*      ' ; DISPONIBILIDADE ; POT.NOMINAL(MW) ;',/,7X,65('-'))
        DO 203 I=1,NMI
            WRITE(XX,128)I,QA(I),PA(I),PNA(I)
128     FORMAT(7X,';',I2,3X,';',6X,F5.3,8X,';',4X,F5.3,8X,';',
*      ' 4X,F7.2,4X,';')
            WRITE(XX,129)
129 FORMAT(7X,65('-'))
C
C.....
C
C PREVISAO DE DEMANDA
C
C     CALL PRDEM(XX,DOB,DA,NDOB,NDP,ME,KL,ALF1,ALF2,ALF3,ICS)
C     IF(ICS .EQ. 1) GOTO 999
C
C.....
C
C     CALCULO DA DISTRIBUICAO DE PROBABILIDADE DE CARGA(F(D))
C
C     CALL CDIMM(XX,NDOB,DEM,DOB,DA,NDP,DMIN,DMAX,BETA)
C
C.....
C
C VERIFICACAO DA CONSISTENCIA DOS DADOS

```

```

C
  CALL CONSDA(XX,NME,PN,DMIN,ICS)
  IF(ICS .EQ. 1) GOTO 999
C.....
C
C   FORMACAO DOS VETORES DAS CARACTERISTICAS DAS MAQUINAS
  INSTALADAS
C   E A INSTALAR
C
C
  CALL VDIPN(XX,NME,NMI,PN,PNA,PPN,P,PA,Q,QA,PP,QQ)
C
C.....
C
  NM=NME-1
  RLOLP=1
  DO WHILE ((NM .LT. NME+NMI) .AND. (ALOLP .LT. RLOLP))
    NM=NM+1
C
C.....
C
C   CALCULO DOS VALORES DE DEMANDA EFETIVA PELA COMBINACAO DE
  VALORES DE
C   POTENCIAS NOMINAIS E DEMANDAS MINIMA E MAXIMA
C
C   VCPDMM-COMBINACAO DOS VALORES DE POTENCIA NOMINAIS E
  DEMANDAS
C   MINIMA E MAXIMA
C
C   VPDMM -VETOR DOS VALORES CARACTERISTICOS DE DEMANDA
  EFETIVA
C
  CALL VCPDMM(XX,DMIN,DMAX,NM,PPN,VPDMM,IVB)
  IF (IVB .EQ. 1) GOTO 999
C
C
C.....
C
C   CALCULO DAS COMBINACOES DE POTENCIA NOMINAIS DAS MAQUINAS
C
C   VSP-COMBINACAO POTENCIAS DE MAQUINAS
C
  CALL VSP(NM,PPN,LIM,SP,SPN)
C
C.....
C
C   CALCULO DA DISTRIBUICAO DE PROBABILIDADE DE ORDEM ZERO
C
  NK=1
  CALL DEMPC(VPDMM,SP,LIM,DMIN,DMAX,VDMSP,DPDSP,A2,B2,NK)

```



```

C
C.....
.....
C
C      CALCULO DA DENSIDADE DE PROBABILIDADE PARA UM VALOR VDMSP
DE DEMAN-
C      DA EFETIVA COM TODAS AS MAQUINAS CONVOLUIDAS E DA
PROBABILIDADE COM
C      A ULTIMA MAQUINA DESCONVOLUIDA
C
C      CALL DPRI(NM,PP,QQ,DPDSP,DPDEK,DPDCV)
C
C.....
.....
C
C      CALCULO DO VETOR DENSIDADE DE PROBABILIDADE DE DEMANDA
EFETIVA
C
C      CALL VDPDEA(VPDMM,NM,PP,QQ,LIM,SP,DMIN,DMAX,VDMSP,DPDSP,A2,
*          B2,DPDEK,DPDEIA)
C
C
C.....
.....
C
C      DETERMINACAO DAS EQUACOES DA FUNCAO DENSIDADE DE
PROBABILIDADE EFETIVA
C
C      CALL GRDP(XX,VPDMM,NM,DPDEIA,AA,BB,SPN,RLOLP,IDN,LNM1)
C
C.....
.....
C
C      CALCULO DO VALOR ESPERADO DE ENERGIA ATENDIDA
C
C      CALL VEENAT(DMIN,DMAX,VEE)
C
C.....
.....
C
C      CALCULO DO VALOR ESPERADO DA ENERGIA NAO ATENDIDA
C
C      CALL VENA(IDN,VPDMM,SPN,LNM1,AA,BB,VEENA)
C
C.....
.....
C
C      IMPRESSAO DOS RESULTADOS
C
C      WRITE(XX,130)NME,NM-NME,SPN,ALOLP*168,RLOLP*168,VEE,VEENA
130      FORMAT(///,6X,62(' '),/,6X,
1          ': NUMERO DE MAQUINAS EXISTENTES      = ',I8,
2          ' ',/,6X,
3          ': NUMERO DE MAQUINAS ADICIONADAS      = ',I8,

```

```

4          '          ' ,/,6X,
5          ' ; POTENCIA INSTALADA          = ' ,F10.1,
6          ' MW          ' ,/,6X,
7          ' ; PROB. DE PERDA DE CARGA ADMISSIVEL = ' ,F13.4,
8          ' H/SEM ' ,/,6X,
9          ' ; PROB. DE PERDA DE CARGA CALCULADA = ' ,F13.4,
A          ' H/SEM ' ,/,6X,
B          ' ; ENERGIA ATENDIDA (1 SEMANA)          = ' ,F9.1,
C          ' MWh          ' ,/,6X,
D          ' ; ENERGIA NAO ATENDIDA (1 SEMANA)          = ' ,F9.1,
E          ' MWh          ' ,/,6X,62('-' ),/)
          IF ((NM .EQ. NME+NMI) .AND. (ALOLP .LT. RLOLP)) THEN
          WRITE(XX,131)
131          FORMAT(/,9X,
1          '
          _____ ' ,
2          /,9X,
3          ' ;
' ,
4          /,9X,
5          ' ; A T E N C A O
' ,
6          /,9X,
7          ' ;
' ,
8          /,9X,
9          ' ; INDICE DE PROB. DE PERDA DE CARGA CALCULADO
' ,
A          /,9X,
B          ' ;
' ,
C          /,9X,
D          ' ; SUPERIOR AO IPPC ADMISSIVEL
' ,
E          /,9X,
F          '
          _____ ( ' )
          ENDIF
          END DO
C
          PAUSE
C.....
C.....
C
C          DESCONVOLUCAO DA ULTIMA MAQUINA
C
          SPN=SPN-PPN(NM)
          NM=NM-1
          CALL VCPDMM(XX,DMIN,DMAX,NM,PPN,VPDMM,IVB)
          CALL
DCVUMAQ(VPDMM,NM,LIM,SP,DMIN,DMAX,VDMS,DPDSP,A2,B2,PP,QQ,
*          DPDCV,DCVMQ)
C.....
C.....
C

```

```

C      DETERMINACAO DAS EQUACOES DA FUNCAO DENSIDADE DE
PROBABILIDADE EFETIVA
C
      CALL GRDP (XX,VPDMM,NM,DCVMQ,AA,BB,SPN,RLOLP, IDN,LNM1)
C
C.....
C
C      CALCULO DO VALOR ESPERADO DA ENERGIA NAO ATENDIDA
C
      CALL VENA (IDN,VPDMM,SPN,LNM1,AA,BB,VEENA)
C
C.....
C
C      IMPRESSAO DOS RESULTADOS COM UMA MAQUINA DESCONVOLUIDA
C
      WRITE (XX,132) NM,SPN,RLOLP*168,VEENA
132   FORMAT (///,6X,62(' - '),/,6X,
1     ' ; RESULTADOS COM A DESCONVOLUCAO DA ULTIMA ',
2     ' MAQUINA      ;',/,6X,62(' - '),/,6X,
3     ' ; NUMERO TOTAL DE MAQUINAS      = ',I8,
4     ' ;',/,6X,
5     ' ; POTENCIA INSTALADA      = ',F10.1,
6     ' MW      ;',/,6X,
7     ' ; PROB. DE PERDA DE CARGA CALCULADA = ',F13.4,
8     ' H/SEM ;',/,6X,
9     ' ; ENERGIA NAO ATENDIDA (1 SEMANA) = ',F9.1,
A     ' MWh      ;',/,6X,62(' - '),/)
999 CONTINUE
C   PAUSE
      WRITE (0,144)
144  FORMAT (//,
1     10X,'  TECLE [1] PARA RODAR OUTRO CASO',//,
2     10X,'  TECLE OUTRA TECLA PARA FINALIZAR')
      READ (0,145) LCT
145  FORMAT (I1)
      IF (LCT .EQ. 1) GOTO 100
      WRITE (XX,146)
146  FORMAT (1H1,' ')
      STOP
      END
C
C.....
C
C      SUBROUTINE PRDEM (XX,DOB,DA,NDOB,NDP,ME,KL,ALF1,ALF2,ALF3,ICS)
C
C      PREVISAO DE DEMANDA
C
      DIMENSION DA(99),DOB(99)
      INTEGER XX,NDOB
      REAL ALFIN
      IF (ME .LE. 0 .AND. NDOB .LE. 0) THEN
          WRITE (XX,501)
      
```

```

501  FORMAT(//,9X,
1
-----
2      /,9X,
3      ' '
',
4      /,9X,
5      ' '          A T E N C A O
',
6      /,9X,
7      ' '
',
8      /,9X,
9      ' '          VERIFICAR  PARAMETROS  DA
',
A      /,9X,
B      ' '
',
C      /,9X,
D      ' '          SERIE  DE  DEMANDAS
',
E      /,9X,
F      ' '
-----
      ICS=1
      GOTO 802
      ENDIF
C
C  ESCOLHA DA CONSTANTE DE ALISAMENTO
C
      IF(ALF1 .GT. 0 .AND. ALF2 .LE. 0 .AND. ALF3 .LE. 0) GOTO 801
      CALL PRDEMA1(XX,DOB,NDOB,ME,KL,ALF1,ALF2,ALF3,ALFIN)
      ALF=ALFIN
C
C  AJUSTAMENTO DA SERIE E PREVISAO DE DEMANDA
C
801  IF(ME .LE. 0)ME=NDOB
      CALL PRDEMA2(XX,DOB,NDOB,NDP,DA,ALF,KL)
802  RETURN
      END
C
C.....
.....
C
      SUBROUTINE PRDEMA1(XX,DOB,NDOB,ME,KL,ALF1,ALF2,ALF3,ALFIN)
C
C  ESCOLHA DA CONSTANTE DE ALISAMENTO
C
      INTEGER XX
      DIMENSION DA(99),DOB(99)
      WRITE(XX,500)
500  FORMAT(' ',/)
CL  WRITE(XX,501)NDOB,ME,KL
CL  501 FORMAT(' NDOB = ',I3,' ME = ',I3,' KL = ',I3,' PRDEMA1
146',/)

```



```

CL  WRITE(0,502)ALF1,ALF2,ALF3
CL  502 FORMAT(////,' ALF1 = ',F4.3,' ALF2 = ',F4.3,' ALF3 =
',F4.3,/)
CL  WRITE(0,504)NDOB,ME
CL  504 FORMAT(' NDOB = ',I3,' ME = ',I3)
      IF(ALF1 .LE. 0 .OR. ALF2 .LE. 0 .OR. ALF3 .LE. 0) GOTO 802
808  IF(ME .LE. 0 .AND. NDOB .GT. 0)ME=NDOB
      IF(KL .LE. 0)KL=ME/2
      ALF=ALF1
      DA(1)=DOB(1)
807  DO 803 I=2,ME
      J=I-1
      DA(I)=ALF*DOB(I)+(1-ALF)*DA(J)
803  CONTINUE
      L=KL+1
      S=0
      DO 804 I=L,ME
      J=I-1
      S=S+(DOB(I)-DA(J))*2
804  CONTINUE
      IF(ALF .EQ. ALF1 .OR. S .LE. SMIN) THEN
        SMIN=S
        ALFIN=ALF
      ENDIF
      IF((ALF-ALF2) .GT. -0.009) GOTO 806
      ALF=ALF+ALF3
      GOTO 807
802  ALF1=0.1
      ALF2=0.9
      ALF3=0.1
      GOTO 808
806  CONTINUE
      RETURN
      END

C
C.....
C.....
C
      SUBROUTINE PRDEMA2(XX,DOB,NDOB,NDP,DA,ALF,KL)
C
C  AJUSTAMENTO DA SERIE E PREVISAO DE DEMANDA
C
      DIMENSION DA(99),DOB(99)
      INTEGER XX
      DA(1)=DOB(1)
      DO 801 I=2,NDOB
        DA(I)=ALF*DOB(I)+(1-ALF)*DA(I-1)
801  CONTINUE
C  DO 802 I=1,NDOB
C  WRITE(XX,501)I,DOB(I),I,DA(I),E,EP
C  501  FORMAT(' DOB(',I3,') = ',F12.2,' DA(',I3,') = ',F12.2,
C  *      ' E = ',F12.4,' EP = ',F6.4,/)
C  802  CONTINUE
      DO 804 I=NDOB+1,NDOB+NDP
        E=DA(I-KL-1)-DA(I-KL-2)

```

```

      DA(I)=ALF*E+DA(I-1)
804 CONTINUE
      WRITE (XX,502)
502 FORMAT(1H1,///,7X,58('-'),/,6X,
1      ' : ORDEM : DEMANDA OBSERVADA (MW) : DEMANDA AJUSTADA
(MW)'
2      ', : ',/,7X,58('-'))
      DO 803 I=1,NDOB+NDP
          WRITE (XX,503) I,DOB(I),DA(I)
503   FORMAT(6X,' : ',I3,3X,' : ',4X,F9.2,10X,' : ',7X,F9.2,6X,'
: ')
803 CONTINUE
      WRITE (XX,504)
504 FORMAT(7X,58('-'),/)
      PAUSE
      RETURN
      END

C
C.....
C
      SUBROUTINE CDIMM(XX,NDOB,DEM,DOB,DA,NDP,DMIN,DMAX,BETA)
C
C   COMBINACAO DE DEMANDAS OBSERVADAS E PREVISTAS E IDENTIFICACAO
DE
C   VALORES MAXIMO E MINIMO
      DIMENSION DEM(200),DOB(100),DA(100)
      INTEGER XX,LIC
      WRITE (XX,500)
500 FORMAT(' ')
      LIC=NDP+NDOB-4
      DO 801 I=1,NDOB
          DEM(I)=DOB(I)
801 CONTINUE
      DO 802 I=NDOB+1,NDOB+NDP
          DEM(I)=DA(I)
802 CONTINUE
      DMIN=DEM(LIC)
      DMAX=0
      DO 803 I=LIC,NDOB+NDP
          IF (DMIN .GT. DA(I)) DMIN=DEM(I)
          IF (DMAX .LT. DEM(I)) DMAX=DEM(I)
803 CONTINUE
      BETA=DMIN/DMAX
      WRITE (XX,504)DMIN,DMAX,BETA
504 FORMAT(//,7X,36('-'),/,6X,' : DEMANDA MINIMA = ',F11.3,'
: ',
1      /,6X,' : DEMANDA MAXIMA = ',F11.3,' : ',/,
2      6X,' : BETA = DMIN/DMAX = ',8X,F4.3,' : ',/,7X,36('-
: ))
      PAUSE
      RETURN
      END

C.....
C.....

```



```

C
C   SUBROUTINE CONSDA(XX,NME,PN,DMIN,ICS)
C
C   VERIFICACAO DA CONSISTENCIA DOS DADOS
  DIMENSION PN(10)
  INTEGER XX,ICS,NME
  DO 801 I=1,NME
    PINST=PINST+PN(I)
  801 CONTINUE
CL  WRITE(XX,501)PINST
CL  501 FORMAT('  PINST = ',F8.3,' MW',/)
  IF (PINST .LT. DMIN) THEN
    WRITE(XX,502)
  502  FORMAT(//,9X,
1      '
2      /,9X,
3      '
4      /,9X,
5      '          POTENCIA          INSTALADA
6      /,9X,
7      '
8      /,9X,
9      '          INFERIOR A          DEMANDA          MINIMA
A      /,9X,
B      '
C      /,9X,
D      '          VERIFICAR          DADOS
E      /,9X,
F      '
:-----:
      ICS=1
      ENDIF
      RETURN
      END

```

```

C.....
C.....

```

```

C
C   SUBROUTINE EQRET(X1,X2,Y1,Y2,AN,BN)
C
C   CALCULO DOS PARAMETROS DE RETA DEFINIDA POR DOIS PONTOS
C
  AN=(Y2-Y1)/(X2-X1)
  BN=Y1-AN*X1
  RETURN
  END

```

```

C.....
C.....
C

```

```

SUBROUTINE AIRET(X1,X2,AN,BN,VEE)
C
C   CALCULO DA INTEGRAL DE UMA FUNCAO LINEAR
C
VEE=.5*AN*(X2**2-X1**2)+BN*(X2-X1)
RETURN
END
.....
C
SUBROUTINE VCPDMM(XX,DMIN,DMAX,NM,PPN,VPDMM,IVB)
C
C   COMBINACAO DE VALORES DE POTENCIA E DEMANDAS MAXIMA E MINIMA
C
C   VPDMM - VETOR DE VALORES DE DEMANDA EFETIVA
C
DIMENSION VPDMM(40),PPN(20)
INTEGER XX,IVB
VPDMM(1)=DMIN
VPDMM(2)=DMAX
DIFER=DMAX-DMIN
IVB=0
DO 802 I=1,NM
  VPDMM(2*I+1)=VPDMM(2*I-1)+PPN(I)
  VPDMM(2*I+2)=VPDMM(2*I)+PPN(I)
  IF (PPN(I).LT.DIFER) THEN
    IVB=1
    WRITE(XX,502)
    FORMAT(//,9X,
502 1
-----,
2      /,9X,
3      ' ' ;
',
4      /,9X,
5      ' ' ;   POTENCIA DE MAQUINA INFERIOR A (DMAX-DMIN)
',
6      /,9X,
7      ' ' ;
',
8      /,9X,
9      ' ' ;   AGRUPAR MAQUINAS
',
A      /,9X,
B      ' ' ;
',
C      /,9X,
D      ' ' ;   PARA EVITAR ERROS DE PROCESSAMENTO
',
E      /,9X,
F      ' ' ;
-----,
GOTO 899
ENDIF
802 CONTINUE

```

```

      LNM1=2*NM+2
899  CONTINUE
      RETURN
      END
C
.....
.
C
      SUBROUTINE VSP(NM,PPN,LIM,SP,SPN)
C
C      COMBINACOES DE VALORES DE POTENCIAS NOMINAIS
C
      DIMENSION PPN(20),SP(1100)
      INTEGER LIM,NM,I,J,K
      LIM=2**NM-1
      I=1
      SP(1)=PPN(1)
      DO 802 J=2,NM
          I=I+1
          SP(I)=PPN(J)
          I1=I-1
          DO 803 K=1,I1
              I=I+1
              SP(I)=SP(I-K)+SP(K)
803      CONTINUE
802  CONTINUE
      SPN=SP(LIM)
      RETURN
      END
C
.....
.
C
      SUBROUTINE DEMPC(VPDMM,SP,LIM,DMIN,DMAX,VDMSP,DPDSP,A2,B2,NK)
C
C      DETERMINACAO DE VALORES DE DEMANDA EFETIVA SUBTRAIDOS DE
      VALORES COM-
C      BINADOS DE POTENCIAS NOMINAIS(SP) E SUAS RESPECTIVAS
      DISTRIBUICOES DE
C      DE PROBABILIDADE
C
C      VPDMM - VETOR DE VALORES DE DEMANDA EFETIVA
C      VDMSP - VETOR DE VAL. DE DEM. EFETIVA SUBTRAIDOS DE
      COMBINACOES DE
C      POTENCIA
C      DPDSP - VETOR DAS DENSIDADES DE PROBABILIDADES ASSOCIADAS A
      VDMSP
C
      DIMENSION SP(1100),VPDMM(40),VDMSP(1100),DPDSP(1100)
      INTEGER LIM,NVC,I
      NVC=LIM+1
      VDMSP(1)=VPDMM(NK)
      DO 801 I=1,LIM
          VDMSP(I+1)=VDMSP(1)-SP(I)
801  CONTINUE

```

```

DO 802 I=1,NVC
  IF (VDMSP(I) .GE. DMAX) THEN
    DPDSP(I)=0
  ELSEIF (VDMSP(I) .LE. DMIN) THEN
    DPDSP(I)=1
  ELSE
    DPDSP(I)=A2*VDMSP(I)+B2
  ENDIF
802 CONTINUE
RETURN
END
C
C.....
C
SUBROUTINE VDIPN(XX,NME,NMI,PN,PNA,PPN,P,PA,Q,QA,PP,QQ)
C
C FORMACAO DO VETOR DE INDISPONIBILIDADES, DISPONIBILIDADES E
C POTENCIAS NOMINAIS DAS MAQUINAS EXISTENTES E A INSTALAR
C DIMENSION PN(10),PNA(10),PPN(20),P(10),Q(10),PA(10),QA(10),
* PP(20),QQ(20)
INTEGER XX,LSP,NMI,NME
DO 801 I=1,NME
  PPN(I)=PN(I)
  PP(I)=P(I)
  QQ(I)=Q(I)
801 CONTINUE
LSP=NME + NMI
DO 802 I=1,NMI
  PPN(I+NME)=PNA(I)
  PP(I+NME)=PA(I)
  QQ(I+NME)=QA(I)
802 CONTINUE
WRITE(XX,501)
501 FORMAT(///,7X,64('-'),/,7X,
1      ':',16X,'CARACTERISTICAS DAS MAQUINAS',18X,':',/,
2      7X,64('-'),/,7X,
3      ': ORDEM : POTENCIA : DISPONIBILIDADE :
INDISPONIBI
4      'LIDADE :',/,7X,64('-'))
DO 803 I=1,LSP
  WRITE(XX,502)I,PPN(I),PP(I),QQ(I)
502
FORMAT(7X,':',2X,I2,3X,':',2X,F6.1,4X,':',6X,F5.3,8X,':',7X,
1      F5.3,9X,':')
803 CONTINUE
WRITE(XX,503)
503 FORMAT(7X,64('-'),///)
RETURN
END
C
C.....
C
SUBROUTINE DPRI(NM,PP,QQ,DPDSP,DPDEK,DPDCV)
C

```

```

C   DPDSP - VETOR PROBABILIDADES DE DEMANDAS ASSOCIADAS A VDMSP
C   DPFR  - VETOR PROBABILIDADES DE DEM. EFET.ASSOC. A VPDMM
C           COM ORDEM UMA UNIDADE SUPERIOR
      DIMENSION DPDSP(1100),PP(20),QQ(20),DPFR(1100)
      INTEGER NM,LS,I,J
      REAL DPFR
      I=1
      LS=2**(NM-1)
      DO 801 J=1,LS
        DPFR(J)=DPDSP(2*J-1)*PP(I)+DPDSP(2*J)*QQ(I)
801  CONTINUE
      DO 802 I=2,NM
        LS=2**(NM-I)
        DO 803 J=1,LS
          DPFR(J)=DPFR(2*J-1)*PP(I)+DPFR(2*J)*QQ(I)
          IF (LS .EQ. 2) THEN
            F1LMP=DPFR(2)
          ENDIF
803  CONTINUE
802  CONTINUE
      DPDEK=DPFR(1)
      DPDCV=(DPDEK+F1LMP*QQ(NM))/PP(NM)
      RETURN
      END
C
C.....
C.....
C
      SUBROUTINE GRDP(XX,VPDMM,NM,DPDEI,AA,BB,SPN,RLOLP,IDN,LNM1)
C
C   DETERMINACAO DAS EQUACOES QUE DEFINEM A DISTRIBUICAO DE
C   PROBABILIDADE
C   DE DEMANDA EFETIVA
C
C   VPDMM  - VETOR DE VALORES DE DEMANDA EFETIVA(DMIN-DMAX-
C   PPN(I))
C   DPDEI  - VETOR DE VALORES DE DE PROBABILIDADE DE DEMANDA
C   EFETIVA
C
      DIMENSION VPDMM(40),DPDEI(40),AA(40),BB(40)
      INTEGER XX,I,NM,LNM2,IDN
C   WRITE(0,500)
C   500 FORMAT(///,'   GRPD           ',///)
      LNM1=2*NM+2
      LNM2=2*NM-1
      IDN=0
      AA(1)=0
      BB(1)=1
      DO 802 I=1,LNM2
        XU=VPDMM(I)
        XD=VPDMM(I+1)
        YU=DPDEI(I)
        YD=DPDEI(I+1)
        CALL EQRET(XU,XD,YU,YD,A1,B1)
        AA(I+1)=A1

```



```

      BB(I+1)=B1
802   CONTINUE
      DO 804 I=1,LNM1
      IF ((SPN .GE. VPDMM(I)) .AND. (SPN .LT. VPDMM(I+1))) THEN
          RLOLP=AA(I+1)*SPN+BB(I+1)
          IDN=I+1
      ENDIF
804   CONTINUE
      WRITE(XX,505)
805   FORMAT(1H1,/,/,7X,60('-'),/,7X,
1       ' ',7X,'PARAMETROS DA DISTR.DE PROB. DE DEMANDA
EFETIVA',4X,
2       ' ',/,7X,60('-'),/,7X,
3       ' ORDEM ; DEMANDA ; PROBABI- ; COEF. ;'
4       ' COEF. ;',/,7X,
5       ' ; EFETIVA ; LIDADE ; ANG. ;'
6       ' LIN. ;',/,7X,60('-'))
      DO 805 I=1,LNM1
          WRITE(XX,506)I,VPDMM(I),DPDEI(I),AA(I),BB(I)
806   FORMAT(7X,' ',2X,I2,3X,' ',2X,F7.2,2X,' ',3X,F10.8,3X,' ',
1       ' ',1X,F8.5,1X,' ',1X,F8.5,1X,' ')
805   CONTINUE
      WRITE(XX,507)
807   FORMAT(7X,60('-'),///)
      RETURN
      END

```

```

C
C.....
C

```

```

      SUBROUTINE
VDPDEA(VPDMM,NM,PP,QQ,LIM,SP,DMIN,DMAX,VDMSP,DPDSP,
*      A2,B2,DPDEK,DPDEIA)
C
C   COMBINACAO DE VALORES DE POTENCIA E DEMANDAS MAXIMA E MINIMA
PARA
C   O CALCULO DE PROBABILIDADE DE DEMANDA EFETIVA
C
C   VPDMM - VETOR DE VALORES DE DEMANDA EFETIVA(DMIN-DMAX-PPN(I))
C
      DIMENSION VPDMM(40),PP(20),QQ(20),SP(1100),VDMSP(1100),
*      DPDSP(1100),DPDEIA(40)
      INTEGER I,NM,LNM1
      LNM1=2*NM+2
      DPDEIA(1)=1
      DO 802 I=2,LNM1,2
          CALL DEMPC(VPDMM,SP,LIM,DMIN,DMAX,VDMSP,DPDSP,A2,B2,I)
          CALL DPRI(NM,PP,QQ,DPDSP,DPDEK,DPDCV)
          DPDEIA(I)=DPDEK
          IF (I .EQ. LNM1) GOTO 802
          DPDEIA(I+1)=DPDEIA(I)
802   CONTINUE
      RETURN
      END

```

```

C

```



```

C.....
C
C      SUBROUTINE VENA(IDN,VPDMM,SPN,LNM1,AA,BB,VEENA)
C
C      CALCULO DO VALOR ESPERADO DA ENERGIA NAO ATENDIDA
C
C      DIMENSION VPDMM(40),AA(40),BB(40)
C      INTEGER I,IDN,LNM1
C      A1=AA(IDN)
C      B1=BB(IDN)
C      VVMS=VPDMM(IDN)
C      CALL AIRET(SPN,VVMS,A1,B1,VENA1)
C      VEENA=VENA1
C      LINF=IDN+1
C      DO 801 I=LINF,LNM1
C          D1=VPDMM(I-1)
C          D2=VPDMM(I)
C          A1=AA(I)
C          B1=BB(I)
C          CALL AIRET(D1,D2,A1,B1,VENA2)
C          VEENA=VEENA+VENA2
C      801 CONTINUE
C      VEENA=168*VEENA
C      RETURN
C      END
C
C.....
C
C      SUBROUTINE VEENAT(DMIN,DMAX,VEE)
C
C      CALCULO DO VALOR ESPERADO DA ENERGIA ATENDIDA
C      XU=0
C      YU=1
C      XD=DMIN
C      YD=1
C      CALL EQRET(XU,XD,YU,YD,A1,B1)
C      CALL AIRET(XU,DMIN,A1,B1,VEE1)
C      YD=0
C      CALL EQRET(DMIN,DMAX,YU,YD,A2,B2)
C      CALL AIRET(DMIN,DMAX,A2,B2,VEE2)
C      VEE=VEE1+VEE2
C      VEE=168*VEE
C      RETURN
C      END
C
C.....
C
C      SUBROUTINE DCVUMAQ(VPDMM,NM,LIM,SP,DMIN,DMAX,VDMSP,DPDSP,
C      *      A2,B2,PP,QQ,DPDCV,DCVMQ)
C
C      COMBINACAO DE VALORES DE POTENCIA E DEMANDAS MAXIMA E MINIMA
C      PARA

```

```

C      O CALCULO DE PROBABILIDADE DE DEMANDA EFETIVA COM A ULTIMA
MAQUINA
C      DESCONVOLUIDA
C
C      VPDMM - VETOR DE VALORES DE DEMANDA EFETIVA(DMIN-DMAX-PPN(I))
C
      DIMENSION
VPDMM(40),SP(1100),VDMSP(1100),DPDSP(1100),DCVMQ(40),
      *      PP(20),QQ(20)
      INTEGER I,NM,LNM1
      LNM1=2*NM+2
      DCVMQ(1)=1
      DO 802 I=2,LNM1,2
          CALL DEMPC(VPDMM,SP,LIM,DMIN,DMAX,VDMSP,DPDSP,A2,B2,I)
          CALL DPRI(NM,PP,QQ,DPDSP,DPDEK,DPDCV)
          DCVMQ(I)=DPDCV
          IF (I .EQ. LNM1) GOTO 802
          DCVMQ(I+1)=DCVMQ(I)
802 CONTINUE
      RETURN
      END

```