

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL
DEPARTAMENTO DE HIDRÁULICA E SANEAMENTO

CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO DAS PROPRIEDADES ÓTIMAS
DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROELÉTRICOS

Alberto Luiz Francato

Orientador: Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Civil - Universidade Estadual de Campinas, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil - área de concentração: Recursos Hídricos.

Campinas
Fevereiro/1997



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL
DEPARTAMENTO DE HIDRÁULICA E SANEAMENTO

CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO DAS PROPRIEDADES ÓTIMAS
DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROELÉTRICOS

Alberto Luiz Francato

Orientador: Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa

Campinas

Fevereiro/1997

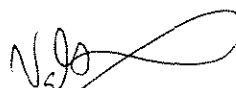
645806

FOLHA DE APROVAÇÃO

Dissertação defendida e aprovada em 27 de fevereiro de 1997, pela banca examinadora constituída pelos professores:



Orientador: Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa
Faculdade de Engenharia Civil - UNICAMP



Prof. Dr. Váler Hernandez
Faculdade de Engenharia Civil - UNICAMP



Prof. Dr. Benedito P. F. Braga Junior
Depto. de Engenharia Hidráulica e Sanitária - EPUSP

atesto que esta é a versão definitiva da
Dissertação de Mestrado

21/03/97



AGRADECIMENTOS:

Ao Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa pela orientação, apoio e constante dedicação que permitiu o desenvolvimento e conclusão do presente trabalho.

Aos professores, funcionários e amigos da Faculdade de Engenharia civil - UNICAMP pela amizade e atenção.

Ao Prof. Dr. Paulo Sampaio Wilken (in memóriam) pelos primeiros passos no aprendizado da pesquisa científica.

Este trabalho contou com o suporte financeiro oferecido pelo CNPq através de bolsa de mestrado.

SUMÁRIO

	LISTA DE FIGURAS.....	ix
	LISTA DE TABELAS.....	xv
	LISTA DE VARIÁVEIS.....	xvi
	RESUMO.....	xix
	ABSTRACT.....	xx
1.	INTRODUÇÃO.....	1
2.	CARACTERIZAÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA HIDROELÉTRICA EM SISTEMAS DE RESERVATÓRIOS DE USO MÚLTIPLO.....	4
2.1	ÓRGÃOS DE UM APROVEITAMENTO HIDRELÉTRICO.....	5
2.2	POTÊNCIA DAS USINAS HIDROELÉTRICAS.....	6
2.3	CÁLCULO DA POTÊNCIA DAS USINAS HIDROELÉTRICAS SEGUNDO PRÁTICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	7
2.4	A INCLUSÃO DE USOS MÚLTIPLOS EM RESERVATÓRIOS DE SISTEMAS HIDROELÉTRICOS.....	9
2.4.1	Irrigação.....	10
2.4.2	Abastecimento público.....	10
2.4.3	Geração de energia hidroelétrica.....	10
2.4.4	Navegação fluvial.....	10
2.4.5	Controle de cheias.....	11
2.4.6	Recreação.....	11
2.5	REPRESENTAÇÃO DAS VAZÕES AFLUENTES.....	11

2.6	PRINCIPAIS DIFICULDADES PARA REPRESENTAÇÃO DAS VARIÁVEIS E DAS RELAÇÕES FUNCIONAIS.....	12
3.	O PROBLEMA DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDRELÉTRICOS.....	14
3.1	TÉCNICAS PARA SOLUÇÃO DE PROBLEMAS DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDRELÉTRICOS.....	14
3.1.1	Modelos de simulação de sistemas.....	15
3.1.2	Modelos de otimização de sistemas.....	18
3.1.2.1	Programação linear.....	20
3.1.2.2	Programação dinâmica.....	21
3.1.2.3	Otimização de fluxo em redes.....	22
3.1.2.4	Modelos mistos.....	23
3.2	ASPECTOS ESPECÍFICOS DO SISTEMA HIDROELÉTRICO BRASILEIRO.....	24
3.3	O MODELO “SISCOM”.....	25
4.	METODOLOGIA.....	27
4.1	INTRODUÇÃO.....	27
4.2	DESCRIÇÃO DO MODELO.....	29
4.2.1	Descrição do problema de programação linear.....	30
4.2.1.1	Equações de restrição.....	30
4.2.1.2	Função objetivo.....	34
4.2.2	Dimensionalidade do problema.....	35
4.3	ARQUITETURA DO MODELO.....	37
4.4	ADEQUABILIDADE DO MODELO.....	40
5.	FATORES DETERMINANTES DAS PROPRIEDADES OPERATIVAS ÓTIMAS DE UM SISTEMA HIDROELÉTRICO...	41
5.1	INFLUÊNCIA DA TOPOLOGIA.....	42
5.2	INFLUÊNCIA DA FUNÇÃO OBJETIVO.....	47
6.	ESTUDO DE CASO.....	54
6.1	ESTUDO DAS PROPRIEDADES ÓTIMAS DO SISTEMA DO RIO PARANAPANEMA.....	59

6.1.1	Série de 1940/1941.....	60
6.1.2	Série de 1934/1935.....	60
6.1.3	Série de 1935/1936.....	61
6.1.4	Série de 1966/1967.....	61
6.1.5	Série de 1957/1958.....	62
6.1.6	Série de 1982/1983.....	62
6.1.7	Aspectos gerais e propriedades ótimas do sistema do rio Paranapanema.....	63
6.2	ESTUDOS DAS PROPRIEDADES ÓTIMAS DO SISTEMA DO RIO PARANAÍBA.....	70
6.2.1	Sistema puro	70
6.2.2	Série de 1954/1955.....	70
6.2.3	Série de 1971/1972.....	71
6.2.4	Série de 1974/1975.....	71
6.2.5	Série de 1948/1949.....	72
6.2.6	Série de 1931/1932.....	72
6.2.7	Série de 1982/1983.....	73
6.2.8	Aspectos gerais e propriedades ótimas do sistema do rio Paranaíba...	73
6.3	ESTUDOS DAS PROPRIEDADES ÓTIMAS DO SISTEMA DO RIO GRANDE.....	82
6.3.1	Série de 1953/1954.....	82
6.3.2	Série de 1971/1972.....	83
6.3.3	Série de 1946/1947.....	83
6.3.4	Série de 1978/1979.....	83
6.3.5	Série de 1965/1966.....	84
6.3.6	Série de 1982/1983.....	84
6.3.7	Aspectos gerais e propriedades ótimas do sistema do rio Grande.....	84
6.4	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS COM O NOVO MODELO E COM O MODELO SISCOM.....	92
6.4.1	Comparações no sistema do rio Paranapanema.....	92
6.4.1.1	Série de 1934/1935.....	92

6.4.1.2	Série de 1935/1936.....	93
6.4.1.3	Série de 1982/1983.....	93
6.4.2	Comparações no sistema do rio Paranaíba.....	96
6.4.2.1	Série de 1954/1955.....	96
6.4.2.2	Série de 1974/1975.....	96
6.4.2.3	Série de 1982/1983.....	96
6.4.3	Comparações no sistema do rio Grande.....	101
6.4.3.1	Série de 1953/1954.....	101
6.4.3.2	Série de 1978/1979.....	101
6.4.3.3	Série de 1982/1983.....	101
7.	CONCLUSÕES.....	104
	Anexo - A.....	107
	Anexo - B.....	113
	Anexo - C.....	114
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	189

LISTA DE FIGURAS

2.1	Representação esquemática de um aproveitamento hidroelétrico.....	5
4.1	Comparação dos intervalos nos processos de otimização no modelo SISCOT e no modelo proposto.....	27
4.2	Fluxograma do modelo proposto.....	39
5.1	Estudo do efeito da topologia dos sistemas hidroelétricos.....	42
5.2	Porcentagem do volume útil para o caso 1.....	43
5.3	Porcentagem do volume útil para o caso 2 (invertido).....	43
5.4	Porcentagem do volume útil para o caso 3 (paralelo).....	44
5.5	Energia armazenada para o caso 1.....	45
5.6	Energia armazenada para o caso 2 (invertido).....	45
5.7	Energia armazenada para o caso 3 (paralelo).....	46
5.8	Diferentes funções objetivo.....	48
5.9	Porcentagem do volume útil para FO 1.....	49
5.10	Porcentagem do volume útil para FO 2.....	49
5.11	Porcentagem do volume útil para FO 3.....	50
5.12	Energia armazenada para FO 1.....	50
5.13	Energia armazenada para FO 2.....	51
5.14	Energia armazenada para FO 3.....	51
6.1.1	Proporção da vazão MLT no ano - Água Vermelha (Sistema do Rio Grande).....	58
6.1.2	Proporção da vazão MLT no ano - São Simão (Sistema do Rio Paranaíba).....	58
6.1.3	Proporção da vazão MLT no ano - Rosana (Sistema do Rio Paranapanema).....	58

6.2.1	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1940/1941 (seca)....	64
6.2.2	Energia gerada - Série 1940/1941 (seca).....	64
6.2.3	Vazão turbinada - Série 1940/1941 (seca).....	64
6.2.4	Vazão vertida - Série 1940/1941 (seca).....	64
6.2.5	Vazão incremental - Série 1940/1941 (seca).....	64
6.2.6	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1934/1935 (seca)....	65
6.2.7	Energia gerada - Série 1934/1935 (seca).....	65
6.2.8	Vazão turbinada - Série 1934/1935 (seca).....	65
6.2.9	Vazão vertida - Série 1934/1935 (seca).....	65
6.2.10	Vazão incremental - Série 1934/1935 (seca).....	65
6.2.11	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1935/1936 (média)..	66
6.2.12	Energia gerada - Série 1935/1936 (média).....	66
6.2.13	Vazão turbinada - Série 1935/1936 (média).....	66
6.2.14	Vazão vertida - Série 1935/1936 (média).....	66
6.2.15	Vazão incremental - Série 1935/1936 (média).....	66
6.2.16	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1966/1967 (média)..	67
6.2.17	Energia gerada - Série 1966/1967 (média).....	67
6.2.18	Vazão turbinada - Série 1966/1967 (média).....	67
6.2.19	Vazão vertida - Série 1966/1967 (média).....	67
6.2.20	Vazão incremental - Série 1966/1967 (média).....	67
6.2.21	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1957/1958 (úmida)..	68
6.2.22	Energia gerada - Série 1957/1958 (úmida).....	68
6.2.23	Vazão turbinada - Série 1957/1958 (úmida).....	68
6.2.24	Vazão vertida - Série 1957/1958 (úmida).....	68
6.2.25	Vazão incremental - Série 1957/1958 (úmida).....	68
6.2.26	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1982/1983 (úmida)..	69
6.2.27	Energia gerada - Série 1982/1983 (úmida).....	69
6.2.28	Vazão turbinada - Série 1982/1983 (úmida).....	69
6.2.29	Vazão vertida - Série 1982/1983 (úmida).....	69
6.2.30	Vazão incremental - Série 1982/1983 (úmida).....	69
6.3.1	Porcentagem de volume útil armazenado - Sistema puro.....	75

6.3.2	Energia gerada - Sistema puro.....	75
6.3.3	Vazão turbinada - Sistema puro.....	75
6.3.4	Vazão vertida - Sistema puro.....	75
6.3.5	Vazão incremental - Sistema puro.....	75
6.3.6	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1954/1955 (seca)....	76
6.3.7	Energia gerada - Série 1954/1955 (seca).....	76
6.3.8	Vazão turbinada - Série 1954/1955 (seca).....	76
6.3.9	Vazão vertida - Série 1954/1955 (seca).....	76
6.3.10	Vazão incremental - Série 1954/1955 (seca).....	76
6.3.11	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1971/1972 (seca)....	77
6.3.12	Energia gerada - Série 1971/1972 (seca).....	77
6.3.13	Vazão turbinada - Série 1971/1972 (seca).....	77
6.3.14	Vazão vertida - Série 1971/1972 (seca).....	77
6.3.15	Vazão incremental - Série 1971/1972 (seca).....	77
6.3.16	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1948/1949 (média)..	78
6.3.17	Energia gerada - Série 1948/1949 (média).....	78
6.3.18	Vazão turbinada - Série 1948/1949 (média).....	78
6.3.19	Vazão vertida - Série 1948/1949 (média).....	78
6.3.20	Vazão incremental - Série 1948/1949 (média).....	78
6.3.21	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1974/1975 (média)..	79
6.3.22	Energia gerada - Série 1974/1975 (média).....	79
6.3.23	Vazão turbinada - Série 1974/1975 (média).....	79
6.3.24	Vazão vertida - Série 1974/1975 (média).....	79
6.3.25	Vazão incremental - Série 1974/1975 (média).....	79
6.3.26	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1931/1932 (úmida)..	80
6.3.27	Energia gerada - Série 1931/1932 (úmida).....	80
6.3.28	Vazão turbinada - Série 1931/1932 (úmida).....	80
6.3.29	Vazão vertida - Série 1931/1932 (úmida).....	80
6.3.30	Vazão incremental - Série 1931/1932 (úmida).....	80
6.3.31	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1982/1983 (úmida)..	81
6.3.32	Energia gerada - Série 1982/1983 (úmida).....	81

6.3.33	Vazão turbinada - Série 1982/1983 (úmida).....	81
6.3.34	Vazão vertida - Série 1982/1983 (úmida).....	81
6.3.35	Vazão incremental - Série 1982/1983 (úmida).....	81
6.4.1	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1953/1954 (seca)....	86
6.4.2	Energia gerada - Série 1953/1954 (seca).....	86
6.4.3	Vazão turbinada - Série 1953/1954 (seca).....	86
6.4.4	Vazão vertida - Série 1953/1954 (seca).....	86
6.4.5	Vazão incremental - Série 1953/1954 (seca).....	86
6.4.6	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1971/1972 (seca)....	87
6.4.7	Energia gerada - Série 1971/1972 (seca).....	87
6.4.8	Vazão turbinada - Série 1971/1972 (seca).....	87
6.4.9	Vazão vertida - Série 1971/1972 (seca).....	87
6.4.10	Vazão incremental - Série 1971/1972 (seca).....	87
6.4.11	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1946/1947 (média)..	88
6.4.12	Energia gerada - Série 1946/1947 (média).....	88
6.4.13	Vazão turbinada - Série 1946/1947 (média).....	88
6.4.14	Vazão vertida - Série 1946/1947 (média).....	88
6.4.15	Vazão incremental - Série 1946/1947 (média).....	88
6.4.16	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1978/1979 (média)..	89
6.4.17	Energia gerada - Série 1978/1979 (média).....	89
6.4.18	Vazão turbinada - Série 1978/1979 (média).....	89
6.4.19	Vazão vertida - Série 1978/1979 (média).....	89
6.4.20	Vazão incremental - Série 1978/1979 (média).....	89
6.4.21	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1965/1966 (úmida)..	90
6.4.22	Energia gerada - Série 1965/1966 (úmida).....	90
6.4.23	Vazão turbinada - Série 1965/1966 (úmida).....	90
6.4.24	Vazão vertida - Série 1965/1966 (úmida).....	90
6.4.25	Vazão incremental - Série 1965/1966 (úmida).....	90
6.4.26	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1982/1983 (úmida)..	91
6.4.27	Energia gerada - Série 1982/1983 (úmida).....	91
6.4.28	Vazão turbinada - Série 1982/1983 (úmida).....	91

6.4.29	Vazão vertida - Série 1982/1983 (úmida).....	91
6.4.30	Vazão incremental - Série 1982/1983 (úmida).....	91
6.5.1	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1935/1936 (média) SISCOM.....	94
6.5.2	Energia gerada - Série 1935/1936 (média) SISCOM	94
6.5.3	Vazão turbinada - Série 1935/1936 (média) SISCOM.....	94
6.5.4	Vazão vertida - Série 1935/1936 (média) SISCOM.....	94
6.5.5	Vazão incremental - Série 1935/1936 (média) SISCOM.....	94
6.5.6	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM.....	95
6.5.7	Energia gerada - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM.....	95
6.5.8	Vazão turbinada - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM.....	95
6.5.9	Vazão vertida - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM.....	95
6.5.10	Vazão incremental - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM.....	95
6.6.1	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1954/1955 (seca) SISCOM.....	98
6.6.2	Energia gerada - Série 1954/1955 (seca) SISCOM.....	98
6.6.3	Vazão turbinada - Série 1954/1955 (seca) SISCOM.....	98
6.6.4	Vazão vertida - Série 1954/1955 (seca) SISCOM.....	98
6.6.5	Vazão incremental - Série 1954/1955 (seca) SISCOM.....	98
6.6.6	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1974/1975 (média) SISCOM.....	99
6.6.7	Energia gerada - Série 1974/1975 (média) SISCOM.....	99
6.6.8	Vazão turbinada - Série 1974/1975 (média) SISCOM.....	99
6.6.9	Vazão vertida - Série 1974/1975 (média) SISCOM.....	99
6.6.10	Vazão incremental - Série 1974/1975 (média) SISCOM.....	99
6.6.11	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM.....	100
6.6.12	Energia gerada - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM.....	100
6.6.13	Vazão turbinada - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM.....	100
6.6.14	Vazão vertida - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM.....	100

6.6.15	Vazão incremental - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM.....	100
6.7.1	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1978/1979 (média) SISCOM.....	102
6.7.2	Energia gerada - Série 1978/1979 (média) SISCOM.....	102
6.7.3	Vazão turbinada - Série 1978/1979 (média) SISCOM.....	102
6.7.4	Vazão vertida - Série 1978/1979 (média) SISCOM.....	102
6.7.5	Vazão incremental - Série 1978/1979 (média).....	102
6.7.6	Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM.....	103
6.7.7	Energia gerada - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM.....	103
6.7.8	Vazão turbinada - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM.....	103
6.7.9	Vazão vertida - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM.....	103
6.7.10	Vazão incremental - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM.....	103

LISTA DE TABELAS

3.1	Alguns modelos de simulação de sistemas.....	17
3.2	Alguns modelos de otimização que usam PL.....	21
3.3	Alguns modelos que usam otimização de fluxo em redes.....	23
4.1	Número de Restrições em função do número de Aproveitamentos (N) e do Horizonte de Planejamento (HZT).....	36
4.2	Número de Variáveis de Decisão em função do número de Aproveitamentos (N) e do Horizonte de Planejamento (HZT).....	36
4.3	Hierarquia apresentada pelo modelo.....	38
5.1	Interpretação da influência dos fatores analisados.....	53
6.1	Cadastro Físico das Usinas Integrantes do Sistema do rio Paranaíba..	55
6.2	Cadastro Físico das Usinas Integrantes do Sistema do rio Grande.....	56
6.3	Cadastro Físico das Usinas Integrantes do Sistema do rio Paranapanema.....	57
6.4	Séries de vazões selecionadas para o processamento dos sistemas.....	59
6.5	Séries selecionadas e demandas energéticas para comparação entre os modelos.....	92

LISTA DE VARIÁVEIS

C_I^{JJ} :	Coefficiente de custo associado ao turbinamento com valor igual a 1;
C_L^{JJ} :	Coefficiente de custo associado ao vertimento com valor igual a 1.000.000;
cf_i :	Nível d'água no canal de fuga da usina i, como função da vazão defluente (m);
$CF(JS,JJ)$:	Cota do nível d'água no canal de fuga do aproveitamento JS, no mês JJ (m);
cm_i :	Nível d'água no reservatório i, em função do volume armazenado (m);
$DEP(JS)$:	Máxima taxa de deplecionamento mensal aceitável no reservatório JS, dado como uma fração do volume útil do reservatório (%Vútil);
$DH(JS,JJ)$:	Perda hidráulica no conduto forçado do aproveitamento JS, no mês JJ (m);
$DPH(JS)$:	Disponibilidade de potência (MW);
$EAR(JS,JJ)$:	Energia armazenada em MW-mês no aproveitamento JS, no mês JJ;
$ENERGY(JJ)$:	Requisito de energia mensal, definido por contratos da empresa (MW-médios);
$ENERM(JJ)$:	Capacidade de geração do sistema (MW-médios);
$EVTB(JS,JJ)$:	Energia vertida turbinável (MW-médios);
$EVTO(JS,JJ)$:	Energia vertida não turbinável (MW-médios);
$EW(JS,JJ)$:	Volume de água evaporado no mês JJ (hm^3);
$FSM(JJ)$:	Fator de correção de unidade para o mês JJ, o qual transforma $hm^3/mês$ para m^3/s ;
g :	Aceleração da gravidade (m/s^2);
$GAMA$:	Tolerância para o requisito energético;

γ :	Peso específico da água (Kg/m^3);
hb_i :	Altura de queda bruta (m);
hp_i :	Perda de carga no conduto forçado (m);
hl_i :	Altura de queda líquida (m);
$HL(JS,JJ)$:	Queda líquida no aproveitamento JS, no final do mês JJ (m);
HZT :	Horizonte de planejamento em meses;
$HYDRO(JS,JJ)$:	Volume de água afluente ao reservatório JS, no mês JJ, resultante da contribuição da bacia intermediária entre o aproveitamento considerado e o aproveitamento imediatamente a montante (hm^3);
i :	Índice que denota uma particular usina hidroelétrica;
I :	Índice associado ao turbinamento de cada usina JS;
IND :	Número de iterações do algoritmo de programação linear;
JJ :	Índice referente ao mês;
JS :	Índice referente à usina, definido sequencialmente de montante para jusante;
$K(0)$:	Fator de factibilidade;
L :	Índice associado ao vertimento de cada usina JS;
N :	Número total de aproveitamentos ativos;
P_i :	Potência produzida numa usina hidrelétrica i , num dado instante (MW);
$P(L,JJ)$:	Volume de água vertida no mês JJ, no aproveitamento JS (hm^3);
$P(I,JJ)$:	Volume de água turbinada no mês JJ, no aproveitamento JS (hm^3);
$P_{\text{máx}}(JS)$:	Potência máxima do aproveitamento JS (MW);
$POWER(JS,JJ)$:	Disponibilidade de potência máxima na usina JS, no mês JJ (MW);
$PRT(JS,JJ)$:	Produtibilidade para uma dada usina JS, num mês JJ ($\text{MW/m}^3/\text{s}$);
$PRT_{\text{esp}}(JS)$:	Produtibilidade específica da usina JS do sistema ($\text{MW/m}^3/\text{s}/\text{m}$);
q_i :	Vazão turbinada na usina i no mês (m^3/s);
$QTUR(JS,JJ)$:	Vazão turbinada na usina JS, no mês JJ (m^3/s);
rg_i :	Rendimento do gerador na usina i (%);
$RM(JS)$:	Rendimento do grupo turbina-gerador no aproveitamento JS (%);
rt_i :	Rendimento da turbina na usina i (%);
u_i :	Volume de água defluente do reservatório i , num certo mês (m^3/s);

U(JS,JJ):	Engolimento máximo do aproveitamento JS no mês JJ (m^3/s);
UMIN(JS,JJ):	Vazão mínima turbinada no mês JJ para funcionamento das turbinas no aproveitamento JS (m^3/s);
v_i :	Volume de água vertido do reservatório i, num certo mês (m^3/s);
va_i :	Volume de água armazenado no reservatório i, num certo mês (m^3);
VMÁX(JS):	Volume máximo operacional no aproveitamento JS (hm^3);
Vútil(JS):	Volume útil do aproveitamento JS (hm^3);
XIN(JS):	Volume de água armazenado no reservatório no início do mês de planejamento (hm^3);
XK(JS,JJ):	Volume armazenado em (hm^3) no aproveitamento JS, no período JJ;
XMÍN(JS):	Volume mínimo operacional no aproveitamento JS (hm^3);
XU(JS):	Volume inicial armazenado no aproveitamento JS ($\%V_{\text{útil}}$);

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento e a avaliação de um modelo de otimização para a operação de sistemas hidroelétricos, o qual subsidiou o estudo de propriedades operativas ótimas desses sistemas. Tratou-se do problema de planejamento da operação de médio prazo, com horizonte de planejamento anual e intervalo de discretização mensal. Foi assumida a hipótese determinística para as vazões afluentes a cada reservatório, com a repetição da análise sobre diferentes séries históricas, especialmente selecionadas para caracterizar cenários representativos. O modelo de otimização apresentado caracteriza-se como um aprimoramento de trabalhos anteriores, constituindo-se em um algoritmo de programação linear, o qual é acionado na forma de iterações sucessivas para contornar as não linearidades presentes no problema. As avaliações do modelo foram feitas sobre os sistemas das bacias dos rios Paranaíba, Paranapanema e Grande, todos da região Sudeste brasileira. Tais avaliações permitiram inferir conclusões sobre as desejadas propriedades operativas ótimas de sistemas hidroelétricos.

ABSTRACT

This work aims to present an optimization model that has been developed for the operation of hydroelectric systems and also has supported the study of the optimal operation properties of such systems. The medium term operation problem was dealt, with an annual horizon planning and a monthly time step. The deterministic hypothesis concerned to river flows has been assumed, with the analysis being repeated for different hystorical record, which were specially selected to represent typical scenarios. The proposed model is a new version of a series of previous research works and it has been formulated based on a linear programming, which is used coupled with a procedure of sucessive iterations aiming at surpass the problem related to non linear equations. The Paranaíba, Paranapanema and Grande hydroelectric systems of brazilian southeast region were selected to evaluate the proposed model. Such evaluations entail conclusions about the wanted optimal operational properties of hydroelectric systems.

1. INTRODUÇÃO

A maioria das atividades desenvolvidas pelo homem está vinculada à utilização de energia, seja ela proveniente de seu próprio esforço físico ou proveniente de fontes naturais. A energia obtida através de fontes naturais pode ser de origem renovável ou não renovável, sendo que as de origem não renováveis estão se esgotando (carvão, petróleo, etc). As fontes de energia renováveis podem ser utilizadas de acordo com a disponibilidade de seus agentes causadores (vento, água, etc). Alguns desses agentes podem ser armazenados em períodos de abundância para que sejam utilizados nos períodos de escassez. A água se enquadra nesta categoria podendo ser armazenada em reservatórios.

A fase pioneira da energia elétrica no Brasil teve início no final do século XIX, acompanhando as iniciativas dos países então desenvolvidos. Nas últimas décadas o Brasil passou por um forte processo de industrialização, o qual somado à demanda de energia proveniente da criação de um grande número de utensílios elétricos, determinou o uso progressivamente crescente da energia elétrica (grande parte hidroelétrica). A disponibilidade de recursos financeiros de empréstimos internacionais facilitou a construção de um grande número de barragens para suprir as crescentes demandas; transformando nossos rios num sistema bastante complexo devido a interconexão hidráulica dos aproveitamentos. Segundo CRUZ (1994) cerca de 95% da energia elétrica consumida no Brasil provém de usinas hidroelétricas.

Após um século de utilização da eletricidade e uma grande capacidade instalada, o setor elétrico brasileiro deve ter a responsabilidade de agir dentro de padrões técnicos elevados, compatíveis com a tecnologia de nossos dias. O potencial hidroelétrico viável sob a ótica social, econômica e ambiental das regiões Sul e Sudeste está praticamente todo explorado, transformando alguns rios numa sequência de reservatórios. Em alguns casos a cota do nível d'água de um reservatório chega a

ter influência na cota do canal de fuga do reservatório imediatamente a montante, indicando o aproveitamento pleno da cascata.

A referida limitação para a construção de novas usinas (ex.: quedas disponíveis menores que 10 m, que acarretam um custo muito alto por KW produzido) e o elevado custo operacional dos sistemas hidrotérmicos tem contribuído significativamente, em escala mundial, para aumentar a importância do planejamento do uso dos recursos hídricos, tendo em vista a otimização da operação. Uma política ótima de operação desses sistemas pode, além de resultar uma economia substancial, também garantir a demanda energética com mais folga.

A operação do sistema elétrico brasileiro deve ter como objetivo atender aos requisitos de fornecimento de energia elétrica, procurando utilizar de forma racional os recursos hídricos disponíveis dentro de um padrão de qualidade aceitável, ou seja, utilizar o mínimo possível os recursos termoeletricos, sem correr o risco de comprometer a confiabilidade do sistema. Num contexto mais abrangente, tal problema pode ser designado como estocástico, não-linear, dinâmico e multiobjetivo. Sobretudo, caracteriza-se como um problema de elevada complexidade, notadamente no caso brasileiro em que verifica-se a presença de um grande número de aproveitamentos numa mesma bacia hidrográfica (forte interconexão hidráulica).

O presente trabalho visa o estudo de propriedades ótimas na operação de sistemas de geração hidroelétrica (propriedades que se mantêm como resultado do modelo de otimização), testando a adequabilidade de um modelo de otimização para o sistema elétrico brasileiro, reunindo grande parte de informações e conhecimentos tecnológicos do assunto. No desenrolar deste trabalho são apresentadas as principais características e condicionantes do problema da operação de um sistema hidroelétrico; as terminologias utilizadas e, finalmente, faz-se a avaliação de um modelo de otimização para planejamento a médio prazo, o qual usa uma rotina de programação linear. Tal modelo subsidia a formulação de conclusões sobre as desejadas propriedades operativas ótimas de sistemas hidroelétricos.

O primeiro passo dado para o desenvolvimento do trabalho foi a familiarização com o problema de planejamento da operação de reservatórios no Brasil e com as metodologias utilizadas, feita através da revisão bibliográfica, cursos e contato com

profissionais experientes da área. Em seguida passou-se ao desenvolvimento de um modelo computacional que implementa uma rotina de otimização em programação linear, escrito em linguagem FORTRAN.

No Capítulo 2 apresenta-se uma caracterização da geração de energia hidroelétrica, destacando os órgãos de um aproveitamento hidroelétrico e as relações de interesse para o planejamento da operação. Neste capítulo trata-se também do cálculo da potência pela forma tradicional e pela metodologia adotada pelo setor elétrico brasileiro.

No Capítulo 3 apresenta-se a problemática do planejamento e operação do sistema hidroelétrico brasileiro, com seus aspectos específicos. Ainda neste capítulo descrevem-se algumas técnicas de pesquisa operacional e também citam-se alguns modelos existentes, empregados para a solução do problema de planejamento da operação.

No Capítulo 4 descreve-se a metodologia proposta com a apresentação de um modelo, apresentando suas equações de restrição, função objetivo e a arquitetura do modelo mostrada através de fluxograma.

No Capítulo 5 foram estudados isoladamente alguns fatores determinantes que intervêm no processo de otimização de sistemas hidroelétricos, tais como a topologia fluvial, o cenário hidrológico, a função objetivo e a equação de atendimento à demanda energética.

Os estudos de caso são descritos no Capítulo 6, onde analisou-se o desempenho do modelo desenvolvido com três diferentes sistemas da região Sudeste Brasileira, pertencentes às bacias dos rios Paranaíba, Paranapanema e Grande. Todos eles tiveram como cenários hidrológicos séries históricas de vazões naturais, selecionadas de maneira a formar amostras estratificadas. Ainda neste capítulo são feitas comparações entre o modelo proposto e outro a partir do qual ele foi desenvolvido.

Finalmente no Capítulo 6 apresentam-se as conclusões do estudo e as recomendações do presente trabalho.

2. CARACTERIZAÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA HIDROELÉTRICA EM SISTEMAS DE RESERVATÓRIOS DE USO MÚLTIPLO

De uma fase inicial em que a preocupação central do planejamento de operação de sistemas hidroelétricos era restrita ao propósito “geração de energia elétrica”, estamos vivendo hoje, mesmo no cenário brasileiro, um estágio diferente em que o conceito sobre uso múltiplo da água se faz presente na operação. De fato, as usinas do sistema hidroelétrico brasileiro estão inseridas em contextos variados em relação ao uso prioritário, com situações de forte predominância da geração hidroelétrica (ex.: bacias dos rios Paranaíba, Paranapanema, Iguaçu, etc) e situações em que ela é secundária (ex.: bacias dos rios Paraíba do Sul, alto Tietê-Billings, etc.).

A produção de energia elétrica nada mais é do que uma transformação de energia potencial hidráulica (água contida no reservatório, situada em cota superior à do grupo turbina-gerador) para energia cinética (água em movimento), que por sua vez movimenta as pás da turbina e conseqüentemente coloca em funcionamento o gerador. Fica evidente que nestes processos ocorrem perdas de energia devido a vários fatores, tais como a perda de carga hidráulica no conduto forçado, dissipações de energia no grupo turbina-gerador, etc.

Conforme se verá adiante (Fig. 2.1) a geração de energia hidroelétrica apresenta um aspecto singular que a distingue dos demais usos da água e com forte influência sobre o planejamento da operação. Trata-se da dependência entre a energia produzida com duas variáveis - vazão turbinada e queda líquida. Assim, de forma diferente ao que acontece na irrigação e no abastecimento de água por exemplo, a produção de energia elétrica depende não apenas da quantidade de água alocada (vazão) mas também do estado de armazenamento do reservatório. Fica evidente que essa é uma característica adicional de complexidade para o planejamento da operação

do sistema. De maneira a caracterizar melhor essa dependência, apresentam-se os itens 2.2 e 2.3, enquanto que a consideração das relações impostas por outros usos múltiplos é apresentada no item 2.4.

2.1 ÓRGÃOS DE UM APROVEITAMENTO HIDROELÉTRICO

Um aproveitamento hidroelétrico (Figura 2.1) é a unidade responsável pela produção de energia elétrica através da transformação de energia potencial hidráulica em energia elétrica. A usina hidroelétrica pode ser subdividida em três tipos principais de elementos: a estrutura física (barragem, reservatório, elementos de condução de água e vertedouro), as máquinas hidráulicas (turbina) e os componentes elétricos (gerador).

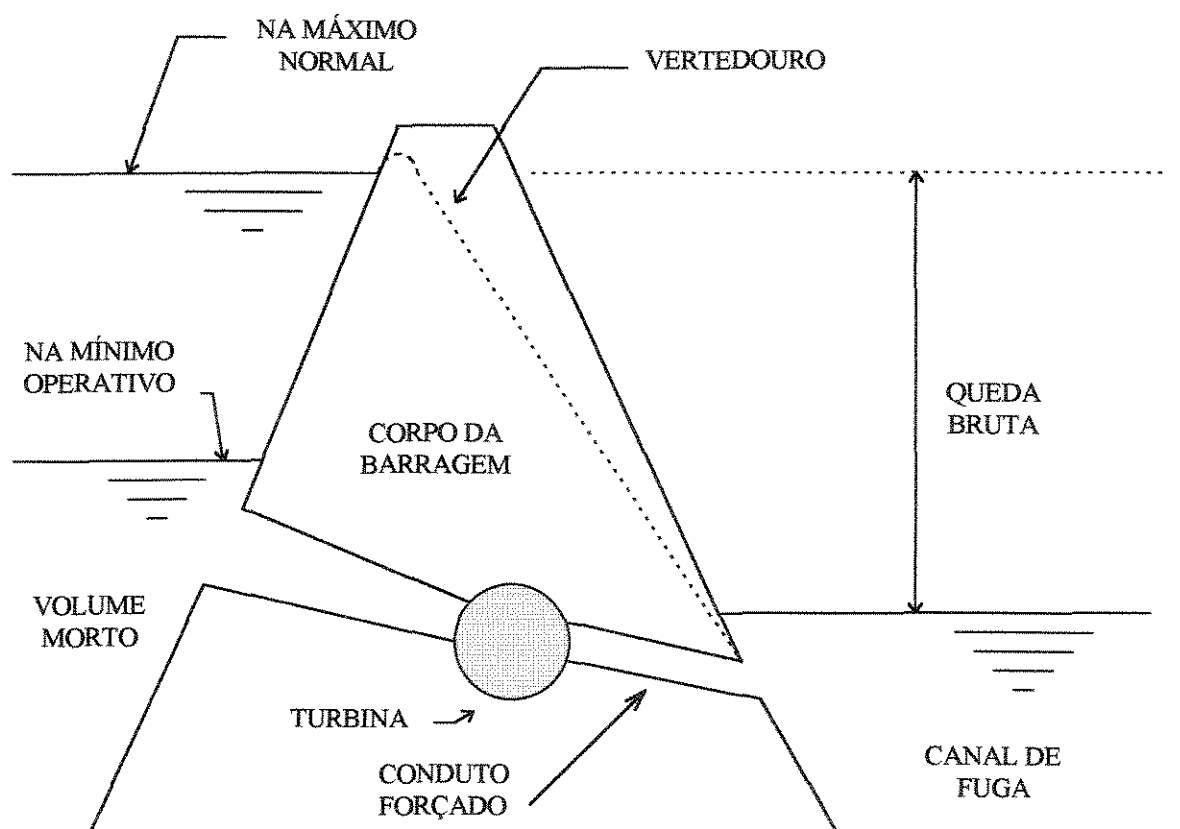


FIGURA 2.1 - Representação esquemática de um aproveitamento hidroelétrico

Os principais elementos de uma usina hidroelétrica podem ser visualizados na representação esquemática da Figura 2.1, a qual indica alguns outros fatores que serão de interesse no decorrer do trabalho.

2.2 POTÊNCIA DAS USINAS HIDROELÉTRICAS

A energia gerada numa usina hidroelétrica é função da vazão turbinada e da altura de queda, que por sua vez é uma função não linear do volume armazenado e da vazão turbinada, conforme indicado na equação 2.1:

$$P_i = f(q_i, h_{l_i}) = g \cdot \gamma \cdot q_i \cdot h_{l_i} \cdot r_{t_i} \cdot r_{g_i} \dots\dots\dots (2.1)$$

i : Índice que denota uma particular usina hidroelétrica;

P_i : Potência produzida numa usina hidroelétrica i , num dado instante (MW);

g : Aceleração da gravidade (m/s^2);

γ : Peso específico da água (Kg/m^3);

q_i : Vazão turbinada na usina i no período (m^3/s);

h_{l_i} : Altura de queda líquida (m);

r_{t_i} : Rendimento da turbina na usina i (%);

r_{g_i} : Rendimento do gerador na usina i (%);

Em estudos de longo prazo, segundo FORTUNATO (1990), normalmente os rendimentos da turbina e do gerador são considerados constantes e iguais a valores médios (para uma altura de queda média). Contudo, em estudos de curto prazo é necessário uma representação mais detalhada das relações que descrevem a produção da turbina. Uma abordagem realista da operação de uma turbina hidráulica deve levar em conta o inter-relacionamento das seguintes variáveis: altura de queda líquida, vazão turbinada e rendimento da turbina. Estas relações são bastante complexas, sendo normalmente expressas na forma de curvas de desempenho das turbinas, designadas como curvas-colina no jargão de tecnologia hidroelétrica.

O valor da queda líquida é encontrado tomando-se o valor da queda bruta menos a perda de carga no conduto até a turbina, como na equação 2.2.

$$hl_i = hb_i - hp_i \dots\dots\dots(2.2)$$

hb_i : Altura de queda bruta (m);

hp_i : Perda de carga no conduto forçado (m);

O valor da queda bruta pode ser calculado subtraindo-se da cota do nível d'água no reservatório a cota do nível d'água no canal de fuga. Os valores destes níveis são encontrados através de funções polinomiais.

$$hb_i = cm_i - cf_i \dots\dots\dots(2.3)$$

$$cm_i = f(va_i) \dots\dots\dots(2.4)$$

$$cf_i = g(u_i) \dots\dots\dots(2.5)$$

$$u_i = q_i + v_i \dots\dots\dots(2.6)$$

cm_i : Nível d'água no reservatório i, em função do volume armazenado (m);

cf_i : Nível d'água no canal de fuga da usina i, como função da vazão defluente (m);

v_i : Volume d'água vertido do reservatório i, num certo mês (m^3/s);

u_i : Volume d'água defluente do reservatório i, num certo mês (m^3/s);

va_i : Volume armazenado no reservatório i, num certo mês (m^3).

2.3 CÁLCULO DA POTÊNCIA DAS USINAS HIDROELÉTRICAS SEGUNDO PRÁTICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro usa uma metodologia simplificada para efetuar o cálculo da potência de uma usina hidroelétrica. Cada usina do sistema tem uma grandeza própria conhecida como “produtibilidade específica”, que é fixa e independente do valor da queda líquida no aproveitamento.

A produtibilidade específica representa o produto do peso específico da água (γ) pelo rendimento do grupo turbina-gerador (η) e é um valor constante para cada usina do sistema.

$$PRTesp(JS) = \gamma \times \eta \dots\dots\dots(2.7)$$

A produtibilidade é uma medida da taxa de conversão de vazão (turbinada) em potência de uma usina. Ela é obtida fazendo-se o produto da produtibilidade específica pelo valor da queda líquida disponível.

$$PRT(JS, JJ) = PRTesp(JS) \times HL(JS, JJ) \dots\dots\dots(2.8)$$

Finalmente a potência pode ser calculada por:

$$POWER(JS, JJ) = PRT(JS, JJ) \times QTUR(JS, JJ) \dots\dots\dots(2.9)$$

onde:

- $PRTesp(JS)$: Produtibilidade específica da usina JS do sistema (MW/m³/s/m);
 $PRT(JS, JJ)$: Produtibilidade para uma dada usina JS, num mês JJ (MW/m³/s);
 $POWER(JS, JJ)$: Disponibilidade de potência máxima da usina JS, no mês JJ (MW);
 $QTUR(JS, JJ)$: Vazão turbinada na usina JS, no mês JJ (m³/s);
 γ : Peso específico da água (Kg/ m³);
 η : Rendimento do grupo turbina-gerador.

A produtibilidade específica multiplicada pelo valor da queda líquida resulta na produtibilidade do aproveitamento no período em estudo ($PRT(JS, JJ)$). O trabalho com a produtibilidade específica é interessante, pois permite tornar o processo de cálculo de potência mais ágil, uma vez que ela agrega as demais variáveis (rendimentos da turbina e gerador, aceleração da gravidade, etc) envolvidas no cálculo da potência de uma usina hidroelétrica, ficando dependente apenas da queda líquida disponível.

Com a adoção da produtibilidade específica, as únicas variáveis influentes na geração hidroelétrica que ainda faltam ser levadas em conta são a vazão e a queda líquida disponível que é função do volume armazenado no reservatório e também da vazão defluente total (cota do canal de fuga).

2.4 A INCLUSÃO DE USOS MÚLTIPLOS EM RESERVATÓRIOS DE SISTEMAS HIDROELÉTRICOS

Muitos planos de aproveitamentos de recursos hídricos podem visar o atendimento a mais finalidades, além da geração hidroelétrica, como abastecimento público, irrigação, navegação fluvial, controle de cheias, recreação, saneamento, etc. Segundo LINSLEY (1978) um plano de operação com finalidades múltiplas pode aumentar a soma dos benefícios líquidos oferecido pelo sistema, sem que ocorra um aumento proporcional do custo do empreendimento. É indispensável que se faça uso ótimo da água sendo o conceito de uso múltiplo essencial para a maximização da soma dos benefícios oferecida pela operação do sistema.

O planejamento operacional de um sistema com múltiplos propósitos deve apresentar uma eficiência razoável no que toca a cada finalidade, mesmo não atingindo necessariamente o rendimento máximo em nenhuma das finalidades isoladamente. Para que se tenha bons resultados com o uso comum dos volumes de água armazenados é necessário fazer uma análise da natureza de cada finalidade, quanto à natureza consuntiva ou não de cada propósito. Geralmente para os usos com natureza consuntiva como irrigação, navegação fluvial e abastecimento público faz-se necessário a alocação de volumes sem compartilhamento de uso. Assim, um projeto que abranja essas finalidades deve prever quanto da capacidade do reservatório será alocado a cada finalidade. No presente trabalho não serão considerados usos múltiplos. A seguir nos itens 2.4.1 a 2.4.6 descrevem-se as características dos principais tipos de uso da água armazenada em um reservatório.

2.4.1 Irrigação

Os volumes de água alocados com a finalidade de servir para irrigação seguem em geral uma sazonalidade, pois a água é requerida somente nos períodos de cultivo em que a pluviosidade não é suficiente. A demanda é variável de ano para ano, dependendo do tipo de cultura, área irrigada, etc. Em geral nos anos de baixa pluviosidade a demanda torna-se maior.

2.4.2 Abastecimento público

As demandas de água para uso doméstico e industrial têm variações pouco significativas ao longo do ano, quando comparadas com a irrigação, porém algumas regiões apresentam aumento de consumo no verão. A demanda cresce ano após ano segundo a taxa de crescimento populacional da região servida. É fácil observar que o uso da água para abastecimento tem natureza consuntiva.

2.4.3 Geração de energia hidroelétrica

A geração de energia elétrica não é um uso de água de natureza consuntiva, portanto esta finalidade torna-se mais compatível com as demais finalidades. Como exemplo do que foi dito, a água turbinada em uma usina pode ser perfeitamente utilizada para navegação, irrigação e saneamento a jusante do reservatório. A utilização da água com propósito energético vinculado a outros usos é mais viável quando a usina trabalha para atender à demanda de base.

2.4.4 Navegação fluvial

A navegação fluvial requer valores mínimos de níveis d'água nos canais, a fim de que seja viável a utilização de uma embarcação. Para isto é necessário a manutenção de uma vazão mínima nos canais. Este tipo de uso também sofre

diretamente com o efeito da sazonalidade, pois é justamente nos períodos de seca em que são requeridos os volumes de água armazenados para esta finalidade.

2.4.5 Controle de cheias

A utilização de um reservatório para o controle de ondas de cheias requer a alocação de um volume vazio (volume de espera) para acomodar uma eventual cheia, regularizando uma vazão máxima admissível a jusante do reservatório. A alocação desse volume pode ser permanente, ou seja, durante todo o horizonte; ou, quando a estação chuvosa é bem definida, alocando-o apenas nos meses previstos de ocorrerem ondas de cheias. Esta finalidade a que o reservatório se destina é a de menor compatibilidade com outros usos.

2.4.6 Recreação

Esta finalidade de uso do reservatório geralmente é feita conjuntamente com outros usos. A condição ideal para ela é a manutenção de um nível d'água, sem enchimentos ou deplecionamentos bruscos de um mês para outro. O uso recreacional é feito quando há oportunidade, podendo ser possível fazer um plano operacional que respeite níveis adequados nos períodos de férias.

2.5 REPRESENTAÇÃO DAS VAZÕES AFLUENTES

A produção energética de um sistema elétrico depende do cenário hidrológico, seja com base nas séries de vazões históricas ou sintéticas afluentes aos diversos aproveitamentos que formam o sistema. Uma prática comum é a adoção das séries históricas para estudos, devido à impossibilidade de se dispor de boas previsões no horizonte de médio e longo prazo. A série histórica de vazões fornece subsídios para definir regras operativas, pois mesmo sendo uma única realização do processo estocástico, ela mantém a correlação temporal das vazões. Tomando-se períodos

específicos das séries de vazões históricas pode-se formar amostras, com as quais cada sistema hidroelétrico poderá ser estudado.

As séries históricas disponíveis para os aproveitamentos são em geral curtas (menores que 50 anos) e apesar de fornecerem subsídios bastante úteis, os estudos com séries históricas apresentam limitações tal como a dificuldade em saber qual a probabilidade de ocorrer situações mais severas de que as registradas na série histórica. A adoção de séries sintéticas é sempre a abordagem mais completa, porém neste trabalho o estudo das propriedades ótimas será restrito à utilização de séries históricas, selecionadas de maneira a formar uma amostra representativa que subsidie inferir conclusões sobre o comportamento dos sistemas em estudo.

Para a operação de um sistema hidráulico, a série histórica de vazões local é utilizada de forma determinística como dado de entrada para um modelo de simulação ou otimização. Como resultado obtém-se variáveis de interesse para o planejamento do sistema, como armazenamento no final de um dado período, volume d'água possível para ser turbinado, volume vazio do reservatório disponível, necessário para o controle de cheias, etc.

2.6 PRINCIPAIS DIFICULDADES PARA REPRESENTAÇÃO DAS VARIÁVEIS E DAS RELAÇÕES FUNCIONAIS

Para o desenvolvimento de um modelo computacional é preciso estabelecer formas de representar fatores físicos. Esta representação é feita através de variáveis que se relacionam através de formulações lógicas ou matemáticas. O relacionamento destas variáveis é feito por equações ou inequações.

Das variáveis envolvidas na programação, muitas apresentam comportamento não linear, como é o caso das relações cota-volume, cota-área e cota-vazão, as quais, adicionalmente apresentam dificuldades para sua representação, principalmente a partir de erros da fase de levantamento dos dados topográficos, bem como na determinação das constantes dos polinômios.

Conforme já mencionado a interdependência entre a geração de energia hidroelétrica com a vazão e a altura de queda é fonte de dificuldade para a modelagem

de planejamento da operação. Tal dificuldade reside no fato que para um determinado volume armazenado temos uma respectiva cota de nível d'água e conseqüentemente um valor de queda líquida. Quando fazemos um deplecionamento ou um enchimento alteramos o valor da cota do nível d'água e por conseqüência a queda líquida, alterando o valor da produtividade e assim, praticamente todas as variáveis.

3. O PROBLEMA DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROELÉTRICOS

A preocupação com o planejamento da operação dos grandes sistemas hidroelétricos brasileiros existe há cerca de 25 anos. Esse problema vem despertando interesse e tem sido motivo para pesquisa teórica e aplicada tanto nas empresas geradoras quanto nos centros de pesquisa universitários. Antigamente a modelagem da operação de reservatórios era pouco importante, pois os reservatórios eram construídos para no máximo uma ou duas finalidades e suas capacidades supriam apenas a demanda local. A situação atual é bastante diferente, uma vez que os sistemas têm abrangência regional, atendem a muitos propósitos e objetivos, e são requeridos a operar com maior confiabilidade.

3.1 TÉCNICAS PARA SOLUÇÃO DE PROBLEMAS DE OPERAÇÃO EM SISTEMAS HIDROELÉTRICOS.

Para o estudo da operação dos sistemas são utilizadas técnicas de pesquisa operacional e dentre elas pode-se destacar a programação linear, a programação dinâmica, a simulação e a otimização de fluxo em redes.

As metodologias empregadas para a prática do gerenciamento de sistemas de reservatórios e os modelamentos associados envolvem principalmente a tomada de decisões sobre a alocação de volumes de água, formulando regras de operação para várias finalidades como: abastecimento de água pública e industrial, irrigação, controle de cheias, geração de energia elétrica e mesmo recreação; definindo assim a questão de usos múltiplos do sistema de reservatórios. Um grupo de regras que

definem a operação de um reservatório é formado por um plano de regulamentação dos procedimentos da operação. A política de descargas apontada pelo plano de regulamentação produz critérios quantitativos dentro de uma certa flexibilidade para o operador do sistema.

Segundo WURBS (1993), a operação de reservatórios na realidade é conduzida por regras operacionais que produzem orientações aos operadores, os quais tomam as decisões sobre as descargas no dia a dia.

Os modelos de simulação fazem uma representação de um sistema para prever os possíveis resultados de sua operação sob um dado conjunto de condições iniciais e de regras operativas. Em muitos casos os modelos de simulação são utilizados para analisar a eficiência do sistema. Já os modelos de otimização obtêm um cenário para um dado conjunto inicial de valores que atende de forma ótima a função objetivo; incluindo julgamentos humanos em sua formulação, uso de simulações e uso de outras ferramentas que dão suporte à tomada de decisões. Assim, os modelos de simulação são limitados a descrever o desempenho de um dado sistema e os modelos de otimização procuram automaticamente por uma solução ótima.

WURBS (1993) menciona que embora a otimização e a simulação sejam duas classes de modelos com diferentes características, a independência entre ambas vem se tornando progressivamente obscura, pois todo modelo de otimização também simula parcialmente o sistema e alguns algoritmos de otimização estão encaixados dentro de modelos de simulação.

Os modelos para análise em recursos hídricos são classificados em três grupos segundo WURBS(1993), que são eles: os modelos de simulação, os modelos de otimização e os modelos baseados em otimização de fluxo em redes.

3.1.1 Modelos de simulação de sistemas

A simulação pode ser definida como uma técnica em que se faz um trabalho com analogias, conservando características físicas ou lógicas dos sistemas, tentando tirar conclusões através do modelo formulado. No caso dos modelos de simulação para análise de sistemas em recursos hídricos a analogia é do tipo lógica; através de

equações matemáticas que expressam as relações entre o mundo real e o modelo matemático. WURBS (1993) menciona que os modelos de simulação são capazes de reproduzir a hidrologia, a performance econômica do sistema e em alguns casos incluir características tais como a qualidade da água.

As técnicas de simulação de sistemas também são eficientes para a avaliação de alternativas, estudos de possíveis configurações de sistemas, especialmente na fase de projeto, pois nestes casos é muito complicado obter uma expressão analítica que reflita o comportamento do sistema.

Atualmente, com o advento dos computadores, a simulação passou a ser ainda mais atraente, devido à facilidade e agilidade nos processamentos, permitindo a mudança rápida na configuração de sistemas e assim permitindo comparações. A simulação é uma técnica de modelagem que é usada para reproduzir o comportamento do sistema no computador, representando suas características através de relações matemáticas. Esta técnica difere da otimização por não apresentar natureza otimizante, mas sim descritiva.

A procura por uma solução ótima não é o objetivo direto da simulação, pois ela é extraída a partir de um grupo de possíveis resultados e respectivas variáveis de decisão. BARBOSA (1991) assinala que o interesse no uso da simulação é obter uma descrição geral do sistema e uma avaliação de seu comportamento a partir de diferentes condições. SIMONOVIC (1992) menciona que um modelo de simulação não é capaz de gerar uma solução ótima para o problema da análise de sistemas de reservatórios, mas ao fazermos várias tentativas com o modelo e políticas de decisões alternativas, pode-se detectar uma solução ótima ou próxima desta.

O modelo de simulação deve ser avaliado e calibrado através de resultados particulares, conhecidos pelas respectivas variáveis de entrada. Neste procedimento são ajustados os parâmetros de processamento do sistema em análise. Devido ao comprimento substancial dos programas e ao grande número de dados de entrada e de saída, observa-se uma certa dificuldade para escrever, testar e executar os mesmos.

Na literatura é possível observar uma quantidade considerável de experiências bem sucedidas com modelos de simulação em recursos hídricos, os quais têm sido rotineiramente aplicados por muitos anos em agências de desenvolvimento e

planejamento de recursos hídricos. WURBS(1993) cita alguns modelos de destaque em âmbito mundial, que podem ser observados na Tabela 3.1. No cenário nacional temos alguns exemplos de sucesso em empresas de geração de energia elétrica como é o caso da ELETROBRÁS.

TABELA 3.1
Alguns Modelos de Simulação de Sistemas

Modelo	Nome	Descrição
CRSS	Colorado River Simulation System	Desenvolvido pelo Bureau of Reclamation, simula a operação dos maiores reservatórios da Bacia do Rio Colorado
PRISM	Potamac River Interactive Simulation Model	Desenvolvido pela Johns Hopkins University, utilizado na Bacia do Rio Potamac
STELLA	Systems Thinking Experimental Learning Laboratory with animatiom	Destinado a simulação de sistemas dinâmicos, sendo um modelo de simulação orientado ao objeto
HEC-5	Hydrologic Engineering Center	Utilizado para estudos de novos projetos e para modificações operacionais em reservatórios já existentes
SSARR	Streamflow Synthesis and Reservoir Regulation	Primeiramente desenvolvido para previsão de enchentes e projetos de reservatórios e posteriormente para estudos de operação
HYSSR	Hydro Systems Seasonal Regulation	Modelo para análise da operação mensal de grandes sistemas de reservatórios para hidroeletricidade e controle de enchentes
HLDPA	Hourly Load Distribution and Pondage Analysis	Modelo desenvolvido para planejamento horário em tempo real
HYSYS	Hydropower System Regulation Analysis	Modelo generalizado projetado para dar suporte em operações em tempo real

3.1.2 Modelos de otimização de sistemas

Assim como as técnicas de simulação, as técnicas de otimização vêm sendo incorporadas progressivamente ao setor de recursos hídricos, devido principalmente às facilidades computacionais disponíveis nos dias atuais e à possibilidade de modelagem mais realística dos problemas. As técnicas de otimização enquadram-se num ramo da matemática conhecido como “programação matemática”.

Os problemas de otimização apresentam uma estrutura clássica, onde se procura maximizar ou minimizar uma função objetivo, respeitando sempre um conjunto de uma ou mais equações conhecidas por restrições. A função objetivo e as equações de restrição são funções matemáticas das variáveis de decisão, das variáveis de estado e dos parâmetros de processamento. SIMONOVIC (1992) menciona que a função objetivo representa um caminho para medir o desempenho do modelo especificado pelos valores das variáveis de decisão. O grupo de variáveis de decisão define como o sistema será operado, ou seja, define quanto de água será turbinado e quanto será vertido e também quando isto ocorrerá.

Segundo WURBS (1993) a função objetivo é o “coração” de um modelo de otimização e cita como exemplo funções objetivos do tipo:

- Minimizar os vertimentos;
- Maximizar rendimentos com geração hidroelétrica ou suprimento de água;
- Minimizar custos de bombeamento de água em um sistema de bombeamento;
- Maximizar benefícios de funções multi-objetivos;
- Maximizar o volume armazenado no reservatório no final do horizonte de otimização;
- Minimizar a flutuação mensal do volume armazenado no reservatório;
- Maximizar energia firme;
- Maximizar a energia potencial da água armazenada no sistema.

Ao resolver o problema matemático, o algoritmo de otimização tenta encontrar dentro das soluções factíveis, a solução ótima, ou seja, solução que atinja o ótimo respeitando critérios pré-estabelecidos.

As relações entre as variáveis presentes na função objetivo e nas equações de restrição podem definir a técnica de otimização mais indicada. Assim temos vários algoritmos tais como: a programação linear (PL) para equações que mantenham relações lineares entre suas variáveis; a programação não linear (PNL) para equações não lineares e a programação dinâmica (PD) para casos onde as decisões precisam ser sequenciais, obedecendo estágios. Em alguns casos o problema deve atender a mais de uma função objetivo e neste caso temos um problema de programação multi-objetivo. Segundo WURBS (1993) os objetivos múltiplos podem ser combinados em uma única função, desde que suas unidades sejam equivalentes, como por exemplo unidades monetárias. Porém tal situação é rara em planejamento de sistemas de recursos hídricos, exigindo muitas vezes o emprego da teoria de análise multiobjetivo. Cada uma destas técnicas podem ser aplicadas em ambientes estocásticos ou determinísticos.

Entre os trabalhos realizados na área, há uma preferência pela programação linear que pode ser explicada devido a algumas vantagens, tais como: adequação para o tratamento de problemas de grandes dimensões, obtenção de ótimos globais, não necessidade de uma política inicial e grande número de subrotinas já disponíveis.

A programação dinâmica decompõe os grandes problemas em uma série de sub-problemas menores que são resolvidos recursivamente, caracterizando assim um processo de decisão multi-estágio. Apesar das restrições reduzirem o esforço computacional na programação dinâmica, ela é afetada pela “praga da dimensionalidade” que é função das variáveis de estado. Sendo assim para se obter uma solução eficiente do ponto de vista computacional, os problemas devem ter poucas variáveis de estado.

Com tantas técnicas desenvolvidas no campo da otimização, o analista de sistemas de recursos hídricos tem maior agilidade e flexibilidade para a solução de problemas. Deve-se ter um cuidado especial na formulação do problema, bem como na aceitação de seus possíveis resultados. Para que os modelos sejam entendidos e

analisados para eventuais futuras modificações é necessário que ele tenha uma completa documentação de seus códigos computacionais.

3.1.2.1 Programação linear

A programação linear (PL) tem sido considerada uma das técnicas mais usadas em análise de sistemas de recursos hídricos e um dos mais importantes avanços científicos da história recente. Ela é utilizada para resolver problemas em muitos outros campos como na indústria e na agricultura. Uma limitação da PL é que ela restringe-se a resolver problemas onde a função objetivo e as restrições tenham relações lineares entre suas variáveis.

Segundo BARBOSA (1991) sob certas hipóteses e com procedimentos iterativos, pode-se empregar a programação linear na solução de problemas que incluam relações não lineares.

Uma das vantagens de resolver um problema por PL é o possível tratamento de problemas de grandes dimensões. Segundo BARBOSA (1991) um indicador do porte do problema de PL é dado pelo número de restrições que ele apresenta, pois o esforço computacional varia com o cubo do número de restrições e linearmente com o número de variáveis; sendo assim, na maioria dos casos usuais é vantajoso resolver os problemas em sua forma dual tentando diminuir a dimensão do problema.

Pode-se citar na Tabela 3.2 alguns exemplos de modelos de otimização utilizados para planejamento e operação de reservatórios:

TABELA 3.2
Alguns Modelos de otimização que usam PL

Modelo	Histórico
CVP	California Central Valley Project, Modelo desenvolvido para otimização em tempo real, aplicado a 9 reservatórios.
HYDROSIM	Modelo utilizado em 42 reservatórios do Tennessee Valley Authority(TVA)
MONITOR-I	Modelo desenvolvido para o Texas Water Development Board

Existe uma série de modelos de otimização que empregam a programação linear juntamente com a Programação Dinâmica para a solução de problemas de otimização.

3.1.2.2 Programação dinâmica

A programação dinâmica é dirigida para o tratamento de problemas que possam ser decompostos em estágios múltiplos, no tempo ou no espaço. No caso de reservatórios é necessário decidir sobre a sequência de armazenamentos a serem alocados no tempo, sendo usual a adoção do armazenamento em cada reservatório como variável de estado.

A idéia principal do algoritmo de programação dinâmica é dividir o problema total em uma série de sub-problemas mais simples, ao invés de resolvê-lo de uma só vez. Todos os sub-problemas apresentam um formato padrão e podem ser enquadrados em um método sistemático de solução. Para que tal formulação seja viável é necessário que um dos sub-problemas tenha solução simples e que haja relação funcional entre eles.

As soluções ótimas num algoritmo de programação dinâmica são conseguidas recursivamente através de uma relação de recorrência, respeitando a factibilidade a cada estágio.

O número de restrições diminui o esforço computacional na programação dinâmica em contraste ao visto anteriormente na programação linear. Porém, a programação dinâmica sofre da “praga da dimensionalidade” que limita o emprego dessa técnica a, no máximo, 5 ou 6 variáveis de estado.

3.1.2.3 Otimização de fluxo em redes

Mais recentemente a técnica de otimização de fluxo em redes vem sendo usada em pesquisas de operação e aplicações em engenharia de sistemas hidráulicos. Segundo BARBOSA (1991) a otimização de fluxo em redes (Network Flow Optimization) é um caso particular em que se aplica a programação linear quando as restrições podem ser colocadas na forma de fluxo em redes, sendo um problema de fluxo a custo mínimo (PFCM). WURBS (1993) menciona que muitos modelos de fluxo em redes também podem ser categorizados como sendo modelos de simulação e são aplicados de mesmo modo que a simulação.

A rede de fluxo é composta por arcos e nós, tendo a função objetivo que minimizar ou maximizar a somatória dos custos nos arcos. As principais restrições a serem respeitadas é o balanço de fluxo nos nós e os limites máximos e mínimos nos arcos.

Alguns modelos de otimização de fluxo em redes considerados representativos do estado da arte podem ser vistos na Tabela 3.3.

TABELA 3.3

Alguns modelos que usam otimização de fluxo em redes

Modelo	Histórico
SIMYLD-II	Simula armazenamentos e transferências de volumes de água de um sistema de reservatórios, rios e condutos.
MODSIM	Desenvolvido na Colorado State University, baseado originalmente na modificação do modelo SIMYLD-II; é um modelo generalizado de simulação de fluxo em redes.
WASP	Desenvolvido para análise de sistemas de suprimento de água para a cidade de Melbourne, Austrália.
HEC-PRN	Desenvolvido em conjunto com estudos para sistemas de reservatórios nas bacias dos rios Missouri e Columbia.
DWRSIM	Simula a operação para o Central Valley Project e projeto estadual de águas e sistemas de transportes.

3.1.2.4 Modelos mistos

Existe um grande número de modelos que apresentam em sua formulação combinações de várias técnicas de otimização e simulação, geralmente trabalhando com programação linear nas partes em que os equacionamentos são lineares, programação dinâmica nas partes que envolvem decisões multi-estágios e simulações para a averiguação de alguns parâmetros.

Um modelo interessante é o REZES citado por SIMONOVIC (1992), o qual contém 11 rotinas de análise de reservatórios, passando pelas técnicas de otimização, simulação e suas variações. O REZES tem uma arquitetura que facilita ao usuário a escolha pela rotina adequada dentro de uma biblioteca.

3.2 ASPECTOS ESPECÍFICOS DO SISTEMA HIDROELÉTRICO BRASILEIRO

O Brasil chega a um século de utilização da eletricidade, com uma grande capacidade energética instalada, dando ao setor elétrico a responsabilidade de agir dentro de padrões técnicos elevados, compatíveis com a tecnologia de nossos dias.

Segundo SOARES et al (1991) o sistema elétrico brasileiro possui um parque gerador onde predomina a geração do tipo hidroelétrica, atingindo cerca de 92% da capacidade instalada. O potencial hidrelétrico brasileiro é estimado em 106.570 MW-ano de energia firme (energia garantida 100% do tempo) e 213 GW de capacidade instalada (máxima capacidade de geração), dos quais cerca de 24.000 MW-ano de energia firme e 53 GW de capacidade instalada estão aproveitados, conforme ELETROBRÁS (1995). Devido ao potencial hidroelétrico ainda não explorado, fica evidente que o sistema manterá sua predominância hidroelétrica, pelo menos nas próximas décadas.

O planejamento futuro do setor elétrico brasileiro é uma preocupação de diversos setores da sociedade; haja visto que estes setores estão intimamente dependentes do setor elétrico, direta ou indiretamente. Nos dias atuais esta preocupação agrava-se ainda mais devido à perspectiva de privatização do setor elétrico brasileiro. Em um mesmo rio será possível ter usinas hidrelétricas pertencentes a mais de uma empresa concessionária com diferentes objetivos, ou então tentando conseguir cada qual o máximo lucro individual e não necessariamente a eficiência global do sistema oferecida pela operação em conjunto.

O planejamento e a operação adequados de um sistema de geração de energia elétrica deve chegar a uma solução que atenda à minimização dos custos de investimento e de operação e o atendimento a padrões pré-estabelecidos de qualidade do produto final. O conceito de qualidade do produto energia elétrica é usualmente ligado à continuidade do suprimento e ao atendimento de padrões de regulação de frequência e tensão.

A dificuldade no planejamento da operação do sistema hidroelétrico brasileiro advém da complexidade do sistema devido ao grande número de reservatórios, cada

um com suas respectivas características (grande número de variáveis de decisão). Algumas usinas são definidas como “usinas a fio d’água”, as quais são usinas cujos reservatórios não apresentam capacidade de regularização de vazões. A função destes reservatórios é formar um desnível para que seja possível a instalação das turbinas geradoras. Já os demais reservatórios (com capacidade regularizadora) apresentam capacidade de passar por um período (seco, por exemplo) com água acumulada em outro período prévio (chuvoso, por exemplo).

A interconexão hidráulica entre as usinas também é um fator complicador para a formulação do problema, pois aumenta consideravelmente o número de equações de restrição que delimitam o problema, sendo que uma pequena alteração na política de operação de uma usina pode interferir em grande parte do sistema.

A inserção institucional é outra fonte de complicação para o planejamento da operação. Algumas usinas hidroelétricas estão situadas em rios onde a montante ou a jusante das mesmas existem usinas pertencentes a outras empresas concessionárias. A política de otimização pode gerar soluções altamente conflitantes e de difícil implementação devido ao aspecto institucional, pois a geração de energia tem fortes implicações econômicas e assim, o interesse de uma companhia pode entrar em conflito com o da outra.

3.3 O MODELO “SISCOM”

Os diversos aspectos a serem considerados no gerenciamento de recursos hídricos, tais como afluências, capacidade dos reservatórios, restrições impostas a cada tipo de utilização, tornam difícil a obtenção de uma política ótima apenas com processos intuitivos ou por tentativas. Sendo assim, a solução manual do problema do gerenciamento é praticamente impossível. Identificando limitações na metodologia de planejamento de operação do sistema hidroelétrico brasileiro, um grande esforço de cooperação e pesquisa foi feito entre técnicos da Companhia Energética de São Paulo (CESP), USP e UNICAMP para desenvolvimento de um modelo de otimização que subsidiasse as decisões sobre a operação de médio e longo prazo. Tal modelo foi

denominado “SISCOM” - Sistema Computadorizado de Apoio à Decisão sobre o Planejamento de operação da CESP.

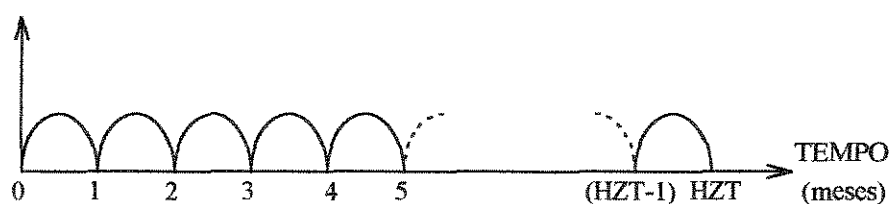
A versão atual do “SISCOM” conta com considerável número de arquivos de dados que caracterizam todas as usinas envolvidas no sistema, possibilitando fazer operações no sistema global ou simplesmente em alguns subsistemas. O programa tem uma interface amigável com o usuário, pois apresenta como “ambiente” o Visual Basic. Já as subrotinas de programação foram construídas em linguagem FORTRAN e nelas estão incluídas técnicas de programação linear e programação dinâmica.

A programação linear é utilizada para otimizar a alocação da carga entre as diversas usinas do sistema em cada período (estágio). Para fazer a otimização temporal (entre os estágios) usa-se uma técnica de programação dinâmica. A crítica que se faz ao software é quanto à sua “miopia”, pois ele só toma decisões a um período $i+1$, quando o período i já estiver decidido, não “enxergando” para o horizonte de planejamento como um todo. O modelo proposto descrito no capítulo seguinte, foi desenvolvido sobre a estrutura geral do SISCOM, porém, com formulação alternativa, exatamente para superar a referida deficiência quanto à “miopia” do SISCOM.

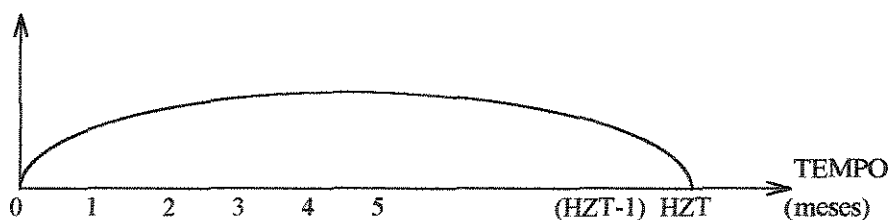
4. METODOLOGIA

4.1 INTRODUÇÃO

Conforme mencionado, o modelo proposto foi desenvolvido a partir da estrutura original do modelo SISCOM (1993), com ênfase na modificação para permitir que todas as informações (demanda, previsão de vazões afluentes, etc) ao longo do horizonte de planejamento fossem consideradas simultaneamente na busca de soluções ótimas. Tal modificação (Fig. 4.01) foi conseguida às custas de um rearranjo completo da matriz tecnológica, coeficientes de custos e vetor de recursos do problema de programação linear, bem como através da supressão do módulo de programação dinâmica do modelo SISCOM original.



Modelo SISCOM: Otimização 1 intervalo adiante ("miope")



Modelo Proposto: Otimização HZZ intervalos adiante

FIGURA 4.1 - Comparação dos intervalos nos processos de otimização no modelo SISCOM e no modelo proposto

A possibilidade de considerar as informações de todo o horizonte de planejamento foi considerada como fundamental para proceder os estudos das desejadas propriedades operativas ótimas dos sistemas hidroelétricos, ainda que em ambiente determinístico.

O trabalho aqui apresentado deve ser entendido no contexto de uma série de condições, que nortearam seu desenvolvimento, dentre as quais convém destacar:

- a) As constatações sobre as limitações do modelo SISCOM original, especialmente quanto à interconexão temporal estabelecida apenas na forma de uma única variável de estado, agregada para todo o sistema (energia excedente à demanda contratual, acumulada desde o início do horizonte de planejamento) e, portanto, incapaz de representar (e tirar proveito) das características individualizadas dos aproveitamentos hidroelétricos (ex.: diversidade hidrológica). Tal limitação, existente no modelo proposto para o CVP - Central Valley Project por BECKER e YEH (1974) e que também ocorre no MODSIM conforme LABADIE (1986), seria muito imprópria num modelo que se deseja tirar conclusões sobre as propriedades operativas ótimas, porém trabalhando com o conhecimento das futuras afluências (hipótese determinística);
- b) De posse do modelo desenvolvido, vislumbrou-se a sua potencial utilidade para estudos exploratórios visando conhecer o comportamento ótimo dos sistemas sob determinadas condições específicas. Ao invés de privilegiar a repetição da aplicação do modelo a um grande número de casos distintos (ex.: 2000 séries sintéticas) optou-se por distinguir e estudar os aspectos considerados mais relevantes à otimização, investindo esforços adicionais na fase de interpretação dos resultados;
- c) A opção pelo horizonte de planejamento igual a 12 meses foi feita em virtude da nítida sazonalidade apresentada nas bacias em que foram efetuados os testes, típicas da região Sudeste Brasileira. Adicionalmente, os estudos de otimização de sistemas hidroelétricos em ambientes determinísticos com horizontes maiores (até

5 anos) feitos por CRUZ (1994) revelaram a repetição sistemática do comportamento dos sistemas quanto à trajetória de volume armazenado, partindo sempre do volume máximo em início de maio e recuperando o máximo de armazenamento ao final do mês de abril de cada ano. Ou seja, mesmo que estudados em horizontes maiores que o ano, o comportamento ótimo dos sistemas hidroelétricos faz uso predominante da regularização intra-sazonal das vazões afluentes, ao invés da suposta regularização intra-anual. Tal aspecto permite assegurar que os resultados da operação em horizonte anual com intervalo de discretização mensal sejam aproveitáveis para inferir conclusões sobre as propriedades operativas ótimas, com todos os testes sendo realizados a partir de maio de um ano a final de abril do ano seguinte, iniciando-se sempre com 100% de volume útil em cada reservatório.

Consideradas as condicionantes anteriores, passa-se à descrição do modelo proposto.

4.2 DESCRIÇÃO DO MODELO

O modelo proposto faz a otimização de forma global para todo o horizonte de planejamento, usando de uma rotina de programação linear (PL) que determina as descargas a serem liberadas a cada mês e os consequentes armazenamentos ao final de cada mês.

A função objetivo visa minimizar os vertimentos resultantes de qualquer política de liberação ao longo de todo o horizonte de planejamento. Esta minimização é formulada na rotina de PL, na qual se adota um procedimento de iterações sucessivas para superar o problema das não-linearidades presentes em muitas equações.

As restrições são as usuais em operação de reservatórios, todas podendo ser formuladas como sendo lineares com as variáveis descargas turbinadas e descargas vertidas.

4.2.1 Descrição do problema de programação linear

Neste ponto procede-se a uma descrição dos principais elementos da programação linear, compreendendo as variáveis e as restrições, ligadas diretamente ao número de usinas ativas no sistema e também ao horizonte de planejamento adotado. As análises e estudos sobre o tempo de processamento de um problema de programação linear mostram que ele varia diretamente proporcional ao cubo do número de restrições. Sendo assim, para agilizar o tempo de processamento resolve-se o problema na forma dual, o que garante um menor número de restrições nos problemas de operação de sistemas hidroelétricos, uma vez que na forma primal tais problemas têm mais restrições que variáveis. Segundo BARBOSA (1986) a rotina de programação linear empregada para a solução do problema, faz uso do método explícito inverso. Para adequação à rotina citada, as equações de restrição devem ser do tipo maior ou igual e a função objetivo deve ser de minimização. Nos casos onde as equações de restrição forem de igualdade (ex.: atendimento energético), faz-se a divisão em duas equações, ou seja, uma de maior ou igual e outra de menor ou igual, sendo que a equação de menor ou igual resultante transforma-se também em maior ou igual multiplicando-se os membros da equação pelo fator (-1).

Apresenta-se a seguir, exemplos típicos de equações consideradas no problema. As mesmas restrições serão apresentadas em seguida e estarão referindo-se ao problema primal, que permite uma análise mais clara dos aspectos envolvidos.

4.2.1.1 Equações de restrição

Em cada reservatório (JS) admite-se duas variáveis de decisão: a vazão mensal turbinada no mês JJ, denotada por $P(I, JJ)$ e a vazão mensal vertida no mês JJ, denotada por $P(L, JJ)$. As restrições são agrupadas em sete categorias principais, as quais são apresentadas adiante.

• Atendimento energético

Em cada mês, as restrições de atendimento energético estabelecem a satisfação dos requisitos totais de energia do sistema, na forma de igualdade, exceto pela inclusão de uma pequena tolerância (que facilita a obtenção de soluções ótimas).

$$\sum_{K=1}^N (PRT(JS, JJ) \times P(I, JJ)) \geq (1 + GAMA) \times ENERGY(JJ) \times FSM(JJ) \dots\dots\dots (4.1.1)$$

$$\sum_{K=1}^N (PRT(JS, JJ) \times P(I, JJ)) \leq (1 + 1.5 \times GAMA) \times ENERGY(JJ) \times FSM(JJ) \dots\dots\dots (4.1.2)$$

$$I = 2 \times JS - 1$$

$$JJ = 1, HZT;$$

$$JS = 1, N;$$

$$I = (2 * JS) - 1;$$

$$L = (2 * JS);$$

N:	Número total de aproveitamentos ativos;
HZT:	Horizonte de planejamento em meses;
PRT(JS, JJ):	Produtibilidade para uma dada usina JS, num mês JJ (MW/m ³ /s);
P(L, JJ):	Volume de água vertida no mês JJ, no aproveitamento JS (hm ³);
P(I, JJ):	Volume de água turbinada no mês JJ, no aproveitamento JS (hm ³);
FSM(JJ):	Fator de correção de unidade para o mês JJ, o qual transforma hm ³ /mês para m ³ /s;
ENERGY(JJ):	Requisito de energia mensal, definido por contratos da empresa (MW-médios);
JS:	Índice referente à usina, definido sequencialmente de montante para jusante;
JJ:	Índice referente ao mês;
GAMA:	Tolerância para o requisito energético;
I:	Índice associado ao turbinamento de cada usina JS;

L: Índice associado ao vertimento de cada usina JS;

Obs: Para cada período JJ obtem-se duas restrições, portanto o número de restrições do atendimento energético é igual a duas vezes o número de meses do horizonte de planejamento (HZT).

• Capacidade de geração no aproveitamento

As restrições de capacidade de geração apresentam limites máximos de geração em cada aproveitamento, ou seja, respeitam a capacidade máxima de geração individualizada em cada usina.

$$(PRT(JS, JJ) \times P(I, JJ) \leq POWER(JS, JJ) \times FSM(JJ)) \dots \dots \dots (4.2)$$

$$I = 2 \times JS - 1$$

POWER(JS, JJ): Disponibilidade de potência máxima na usina JS, no período JJ (MW);

Obs: Para cada período JJ e para cada usina JS, tem-se uma restrição; portanto o número de restrições deste bloco é igual a N multiplicado por HZT;

• Volume mínimo

As restrições de volume mínimo apresentam os limites inferiores operacionais para os armazenamentos nos reservatórios. Os valores do primeiro membro das inequações são incrementados num somatório a cada mês JJ, já o segundo membro é constante e igual aos volumes mínimos nos reservatórios JS.

$$(XIN(JS) + \sum_{I=1}^{JJ} (HYDRO(JS, JJ) - \sum_{I=1}^{JJ} EW(JS, JJ)) - \dots \dots \dots (4.3)$$

$$-P(I, JJ) - P(L, JJ) + P(I - 2, JJ) + P(L - 2, JJ) \geq XMIN(JS)$$

Para JJ=1, HZT;

onde:

- XIN(JS):** Volume de água armazenado no reservatório no início do período de planejamento (hm^3);
- HYDRO(JS,JJ):** Volume de água afluente ao reservatório JS, no mês JJ, resultante da contribuição da bacia intermediária entre o aproveitamento considerado e o aproveitamento imediatamente a montante (hm^3);
- EW(JS,JJ):** Volume de água evaporado no mês JJ (hm^3);
- XMIN(JS):** Volume mínimo operacional no aproveitamento JS (hm^3);

Obs: Na inequação anterior (4.3) os termos $P(I-2,JJ)$ e $P(L-2,JJ)$ representam a contribuição da usina imediatamente a montante, na forma de turbinamento e vertimento respectivamente.

• Volume máximo

Obs: Analogamente ao caso do volume mínimo, para cada valor de JJ tem-se uma equação diferente, uma vez que a medida que JJ aumenta os somatórios também se expandem.

$$\left(XIN(JS) + \sum_{I=1}^{JJ} (HYDRO(JS, JJ) - \sum_{I=1}^{JJ} EW(JS, JJ)) - \dots \dots \dots (4.4) \right. \\ \left. - P(I, JJ) - P(L, JJ) + P(I - 2, JJ) + P(L - 2, JJ) \leq VMAX(JS) \right.$$

para $JJ=1, HZT$

onde:

- VMAX(JS):** Volume máximo operacional no aproveitamento JS, (hm^3);

• Engolimento máximo

As restrições de engolimento máximo estabelecem limites de vazão turbinada para os aproveitamentos do sistema.

$$P(I, JJ) \leq U(JS, JJ) \times FSM(JJ) \dots\dots\dots(4.5)$$

onde:

$U(JS, JJ)$: Engolimento máximo no aproveitamento JS no mês JJ (m^3/s);

• Geração mínima

As restrições de geração mínima estabelecem a vazão turbinada mínima para funcionamento das turbinas.

$$P(I, JJ) \geq UMIN(JS, JJ) \times FSM(JJ) \dots\dots\dots(4.6)$$

onde:

$UMIN(JS, JJ)$: Vazão mínima turbinada no mês JJ para funcionamento das turbinas no aproveitamento JS (m^3/s);

• Máxima variação de volume útil

As restrições de máxima variação mensal de volume útil definem o máximo deplecionamento mensal operativo aceitável no reservatório.

$$HYDRO(JS, JJ) - EW(JS, JJ) - P(I, JJ) - P(L, JJ) + \dots\dots\dots(4.7) \\ + P(I - 2, JJ) + P(L - 2, JJ) \leq DEP(JS)$$

onde:

$DEP(JS)$: Máxima taxa de deplecionamento mensal aceitável no reservatório JS, dado como uma fração do volume útil do reservatório (%Vútil);

4.2.1.2 Função objetivo

O modelo empregado utiliza a função objetivo de minimização da soma ponderada de turbinamentos e vertimentos.

$$\text{MIN} \sum_{JJ=1}^{HZZ} \sum_{JS=1}^N (C_I^{JJ} \times P(I, JJ) + C_L^{JJ} \times P(L, JJ)) \dots\dots\dots (4.8)$$

C_I^{JJ} : Coeficiente de custo associado ao turbinamento com valor igual a 1;

C_L^{JJ} : Coeficiente de custo associado ao vertimento com valor igual a 1.000.000.

Obs: O valor do coeficiente de custo para o vertimento é adotado como 1.000.000, para que seja muito superior ao valor do coeficiente de custo para turbinamento (1), justamente para que a função objetivo priorize os turbinamentos em relação aos vertimentos.

4.2.2 Dimensionalidade do problema

A dimensionalidade do problema no modelo proposto é muito maior que a do modelo original SISCOM (1993) no qual a rotina de programação linear era chamada todo mês, calculando as descargas ótimas no horizonte de planejamento recursivamente através da conexão proporcionada pela rotina de programação dinâmica. Sendo assim, para cada aproveitamento tínhamos duas variáveis de decisão (vazão turbinada e vazão vertida). Neste caso, por exemplo, para 10 aproveitamentos, o número de variáveis do problema de PL era igual a 20. No modelo proposto utiliza-se somente uma rotina de programação linear, a qual aborda todo o horizonte de planejamento. Ou seja, para cada aproveitamento o número de variáveis de decisão é igual a duas vezes o número de intervalos de discretização do horizonte. Deste modo, para um sistema composto por 10 aproveitamentos e horizonte de planejamento igual a 12 meses o número resultante de variáveis é igual a 240. O número de equações de restrição também aumentou proporcionalmente ao número de variáveis de decisão, o que determinou a opção quanto a resolver o problema de programação linear em sua forma dual. Uma idéia geral do número de equações de restrição e do número de variáveis para várias configurações de sistemas e horizontes de planejamento pode ser visto nas Tabelas 4.1 e 4.2 respectivamente.

TABELA 4.1
Número de Restrições em Função do Número de Aproveitamentos (N)
e do Horizonte de Planejamento (HZT).

Tipo da Restrição	Expressão Analítica do N° de Restrições	N° de Restrições em casos específicos	
		N=2 HZT=6	N=10 HZT=12
Atendimento Energético	$2 \times \text{HZT}$	12	24
Capacidade de Geração	$N \times \text{HZT}$	12	120
Volume Mínimo	$N \times \text{HZT}$	12	120
Volume Máximo	$N \times \text{HZT}$	12	120
Engolimento Máximo	$N \times \text{HZT}$	12	120
Geração Mínima	$N \times \text{HZT}$	12	120
Máxima Variação de Volume Útil	$N \times \text{HZT}$	12	120
Total de Restrições	$(2+6N) \times \text{HZT}$	84	744

TABELA 4.2
Número de Variáveis de Decisão em Função do Número
de Aproveitamentos (N) e do Horizonte de Planejamento (HZT).

N	HZT (meses)	Número de Variáveis de Decisão
2	6	24
2	12	48
10	6	120
10	12	240
20	6	240
20	12	480

A título ilustrativo, no anexo - B apresenta-se uma matriz tecnológica para um sistema composto por duas usinas, operadas num horizonte de planeamento igual a seis meses.

4.3 ARQUITETURA DO MODELO

O modelo desenvolvido é estruturado na forma de um programa principal que faz o papel de gerenciador de arquivos de dados e resultados, fazendo também a conexão com as subrotinas diretamente ligadas ao mesmo. Para um melhor entendimento, observar a Tabela 4.3 e Figura 4.2. No fluxograma apresentado na Figura 4.2 podem ser identificadas as principais etapas de processamento integrantes do modelo.

A etapa de leitura de dados inclui informações do cadastro físico, vazões do histórico, requisitos energéticos e parâmetros de seleção específicos da particular rodada que se deseja processar (ex.: sistema a ser otimizado; tolerância a ser adotada na equação do atendimento de carga; tipo de insumo hidrológico, compreendendo MLT, período histórico, previsão; etc).

Antes de iniciar o processo de otimização, o modelo verifica a capacidade de geração do sistema (ENERM), e se ela for superior ao requisito energético (FIRM), inicia-se o processo de otimização, caso contrário ele informa ao usuário a seguinte mensagem - Energia superior a máxima oferta possível e termina o processamento.

Vencida a etapa anterior, o modelo inicia uma primeira iteração onde os valores de queda líquida (HL) nos reservatórios são iguais a valores médios ($HL_{\text{médio}}$). Em seguida, faz-se o procedimento de montagem da matriz tecnológica, construindo as restrições e o vetor de recursos, chama-se a rotina que implementa a programação linear e verifica-se a factibilidade das soluções ($K(0)=0$). Se a solução for factível, o modelo fornece valores de vazão turbinada e vertida para cada usina em todos os períodos.

Com os valores de vazão, é possível fazer uma atualização dos volumes e daí então calcular um novo valor de queda líquida (HL_{i+1}). A partir daqui volta-se à etapa de montagem da matriz tecnológica e refaz-se o procedimento.

Verificou-se que a partir de 3 iterações o modelo apresenta variação da queda líquida em torno de 3%, valor este aceitável para interromper o processo iterativo. Com os valores resultantes da terceira iteração o modelo monta um arquivo de resultados, o qual informa para cada reservatório em cada período as informações pertinentes a operação. No anexo - A apresenta-se um exemplo de arquivo de resultados oferecido pelo modelo.

TABELA 4.3

Hierarquia apresentada pelo modelo

Nome do programa ou subrotina	Função exercida no modelo	Subrotina subordinada
PLANO.FOR	Leitura dos parâmetros de processamento, dos arquivos de dados, etc. Gerenciamento das demais subrotinas e impressão dos dados no formato de saída	RD1.FOR ICFTINE2.FOR CEPITA.FOR
CEPITA.FOR	Subrotina que prepara e resolve o programa linear	TECPNBN.FOR TECPNPN.FOR TECGRAN.FOR SIMPITA.FOR
TECPNBN.FOR	Montagem da matriz tecnológica para o sistema do rio Paranaíba	
TECPNPN.FOR	Montagem da matriz tecnológica para o sistema do rio Paranapanema	
TECGRAN.FOR	Montagem da matriz tecnológica para o sistema do rio Grande	
SIMPITA.FOR	Algoritmo de Programação Linear que resolve o problema linear na forma dual, pelo método inverso explícito	
ICFTINE.FOR	Subrotina que define a estrutura topológica do sistema fluvial visando seu uso na rotina de cálculo das vazões incrementais	
ICFTINE2.FOR	Subrotina que define a estrutura topológica do sistema fluvial visando seu uso nas equações de balanço hídrico	
RD1.FOR	Subrotina para montar os vetores de vazões observadas no histórico	ICFTINE.FOR

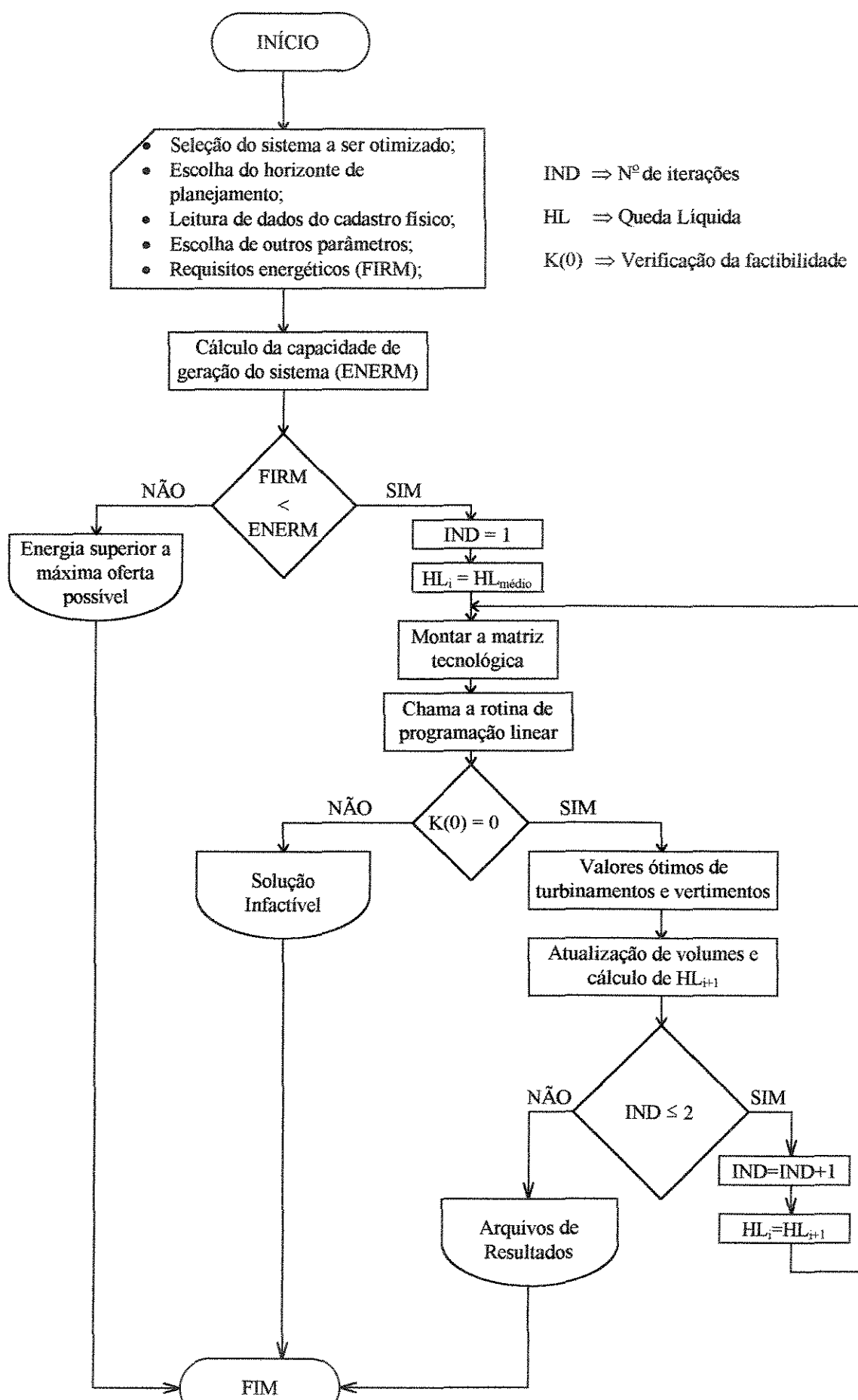


FIGURA 4.2 - Fluxograma do modelo proposto

4.4 ADEQUABILIDADE DO MODELO

Diversas relações entre variáveis do problema de planejamento apresentado têm natureza não-linear com a vazões turbinadas ou com os volumes armazenados. É o caso da produtibilidade que é função da queda líquida no período e portanto, não mantém uma relação linear. Para contornar este problema o modelo passa por etapas iterativas onde após a atualização dos volumes, os cálculos são repetidos e verifica-se a diferença entre o valor da queda líquida entre a iteração i e a iteração $i+1$. Observou-se que para os sistemas estudados soma-se um total de 10 iterações aproximadamente, para um nível de aceitação rigoroso de variabilidade da queda líquida, em torno de 2%. Porém, diante das demais incertezas presentes no problema do planejamento em estudo, considerou-se que apenas 3 iterações seriam suficientes para interromper o processo iterativo, o que proporciona uma diferença de queda líquida entre duas iterações sucessivas no máximo de 3%.

Resultados semelhantes sobre convergência de modelos de programação linear sucessiva aplicados a problemas não-lineares de operação de sistemas hidroelétricos foram conseguidos por TAO (1991).

5. FATORES DETERMINANTES DAS PROPRIEDADES OPERATIVAS ÓTIMAS DE UM SISTEMA HIDROELÉTRICO

Para determinar a influência isolada dos principais fatores determinantes das propriedades ótimas de sistemas hidroelétricos optou-se neste capítulo por trabalhar com um sistema formado por dois reservatórios do rio Paranaíba (Emborcação e Itumbiara). Esses reservatórios foram selecionados por apresentarem volumes úteis praticamente iguais, porém com a produtibilidade na usina de Emborcação 60% maior que Itumbiara.

O uso diferenciado da água armazenada nos reservatórios que compõem o sistema deve-se principalmente a quatro efeitos que determinam o enchimento ou esvaziamento dos mesmos. Dentre esses efeitos pode-se citar: (a) a topologia fluvial, que nada mais é do que a configuração espacial do sistema; (b) a necessidade de atendimento à equação de carga do sistema que requisita volumes de água nos diversos aproveitamentos para atender à demanda; (c) a função objetivo que prioriza turbinamentos em determinadas usinas do sistema, segundo critério traduzido pelos coeficientes de custos e (d) cenário hidrológico. Cada um dos fatores previamente mencionados será explorado individualmente, visando inferir as desejadas propriedades ótimas.

Preliminarmente, para um melhor entendimento sobre a política formulada pelo modelo de otimização, impôs-se uma vazão incremental igual a zero ($(HYDRO(JS, JJ) = 0)$), de maneira a excluir a influência do fator “cenário hidrológico”. Partiu-se com os reservatórios cheios no início do horizonte de planejamento, o qual sempre se inicia em maio de cada ano hidrológico.

5.1 INFLUÊNCIA DA TOPOLOGIA

Para analisar o efeito da topologia trabalhou-se com três configurações diferentes. Na primeira configuração utilizou-se a topologia natural dos aproveitamentos com Emborcação a montante e Itumbiara a jusante (caso 1). Na segunda configuração (caso 2) inverteu-se a sequência dos reservatórios. Finalmente na terceira configuração (caso 3) os dois reservatórios foram colocados em paralelo. O esquema das configurações pode ser visto na Figura 5.1.

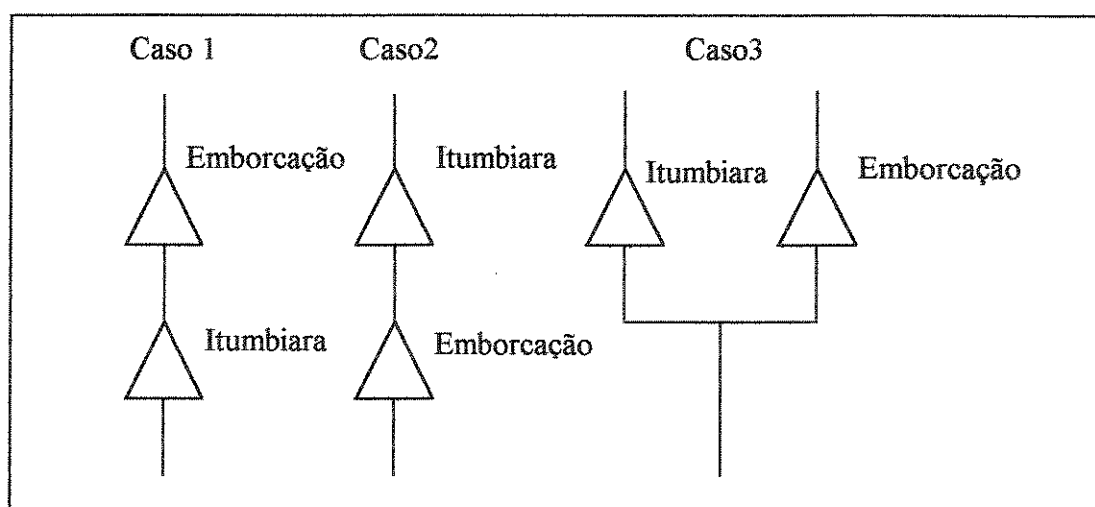


FIGURA 5.1 - Estudo do efeito da topologia dos sistemas hidroelétricos

Com configurações diferentes o modelo também determinará políticas diferentes, pois mesmo sendo a produtibilidade de cada aproveitamento a mesma, haverá mudança de posições, alterando o valor da água armazenada em cada aproveitamento. Para efeito de comparação, foi adotado uma mesma função objetivo para todas as configurações.

A forma com que a água será utilizada depende das produtibilidades de cada aproveitamento, as quais estão diretamente ligadas à equação de atendimento da carga. Outro aspecto importante é que o balanço hídrico deve ser garantido, fazendo com que a água turbinada em um aproveitamento de montante possa ser utilizada no reservatório de jusante ou armazenada no mesmo. Outro fator fundamental como

entrada para o modelo seria as aflúências naturais, mas que foram consideradas iguais a zero nos estudos iniciais para que haja uma separação dos efeitos.

Para que se tenha uma idéia da influência da topologia na política gerada pelo modelo de otimização são apresentadas a seguir os gráficos de variação da porcentagem de volume útil armazenado nas Fig. 5.2, Fig. 5.3 e Fig. 5.4, respectivamente para os casos 1, 2 e 3.

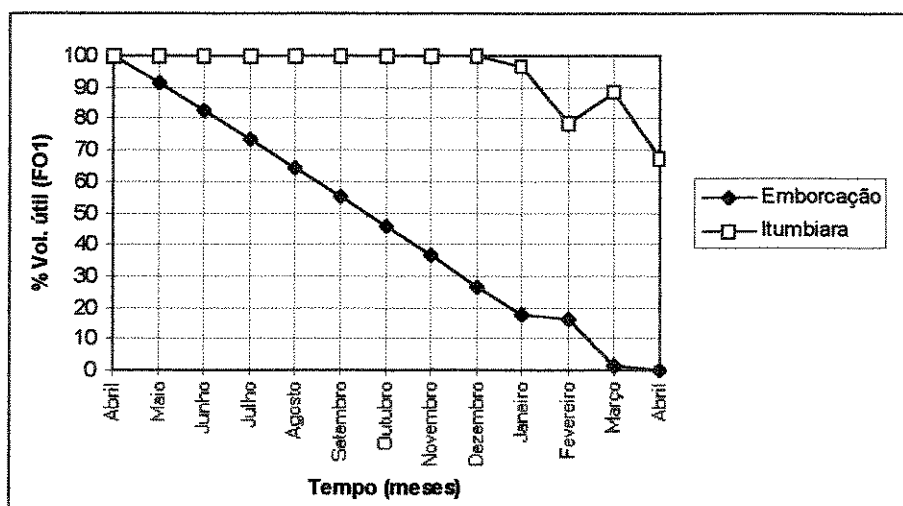


FIGURA 5.2 - Porcentagem do volume útil para o caso 1

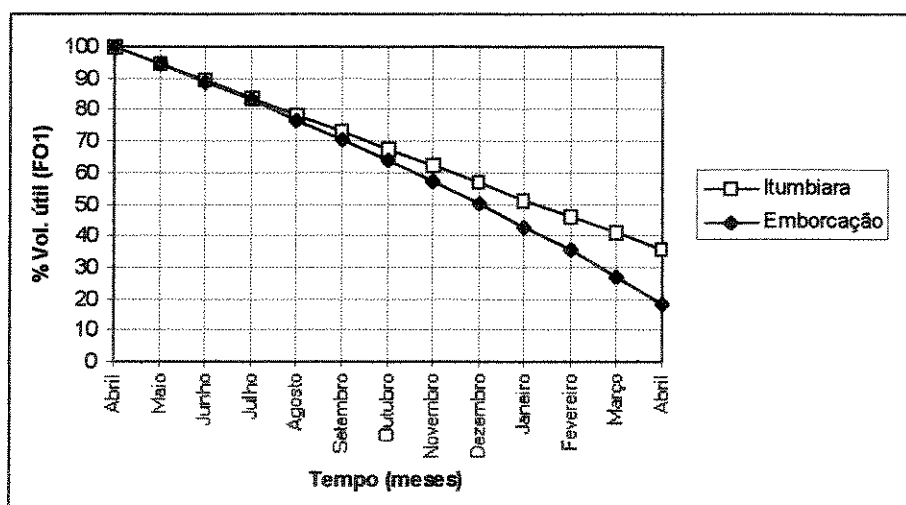


FIGURA 5.3 - Porcentagem do volume útil para o caso 2 (invertido)

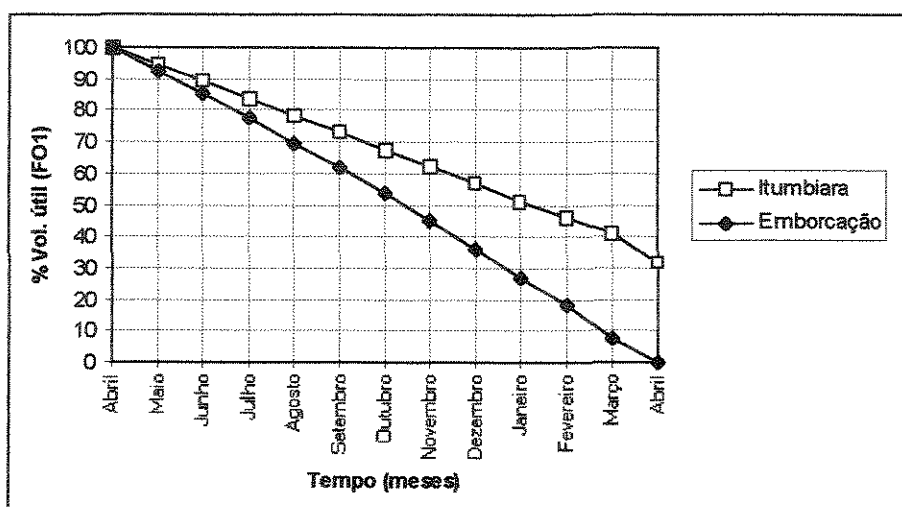


FIGURA 5.4 - Porcentagem do volume útil para o caso 3 (paralelo)

A análise dos gráficos apresentados anteriormente pode dar uma falsa idéia sobre a eficiência relativa dos aproveitamentos. No entanto, um maior volume de água armazenado não implica necessariamente numa maior energia armazenada ao final do horizonte. Portanto, apresenta-se adiante nas Fig. 5.5, Fig. 5.6 e Fig. 5.7 os gráficos referentes à variação da energia armazenada durante o horizonte de planejamento para as mesmas configurações apresentadas anteriormente. A expressão utilizada para o cálculo da energia armazenada é apresentada a seguir:

$$EAR(JS, JJ) = XK(JS, JJ) \times (PRT(JS, JJ) + \sum (PRT(JS, JJ)_{a_jusante}) \dots (5.1)$$

onde:

$EAR(JS, JJ)$: Energia armazenada em MW-mês no aproveitamento JS, no período JJ;

$XK(JS, JJ)$: Volume armazenado em (hm³) no aproveitamento JS, no período JJ;

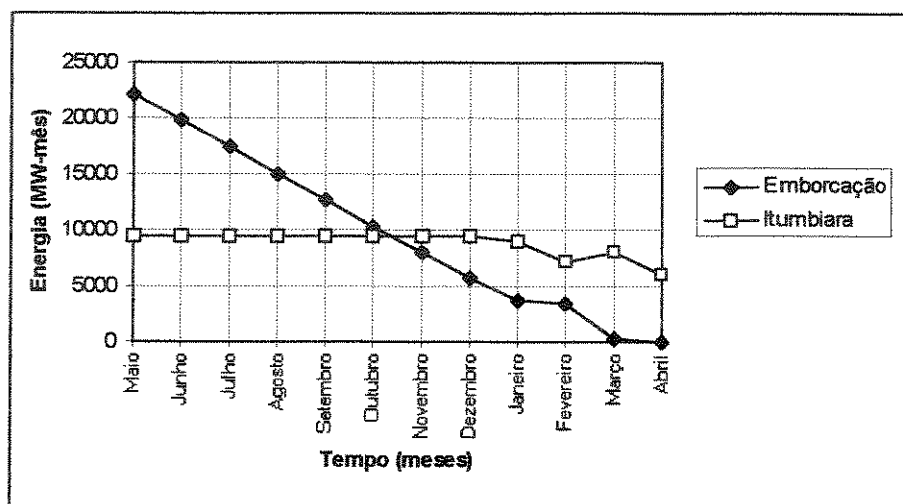


FIGURA 5.5 - Energia armazenada para o caso 1

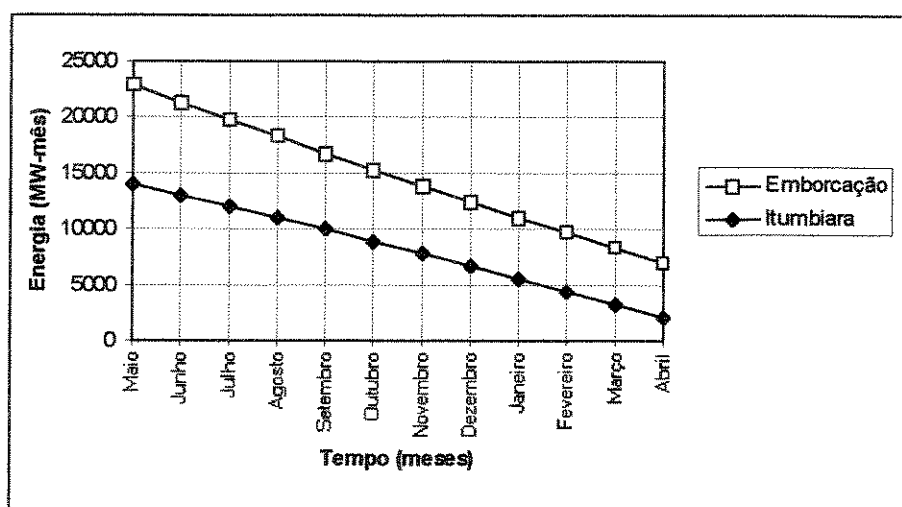


FIGURA 5.6 - Energia armazenada para o caso 2 (invertido)

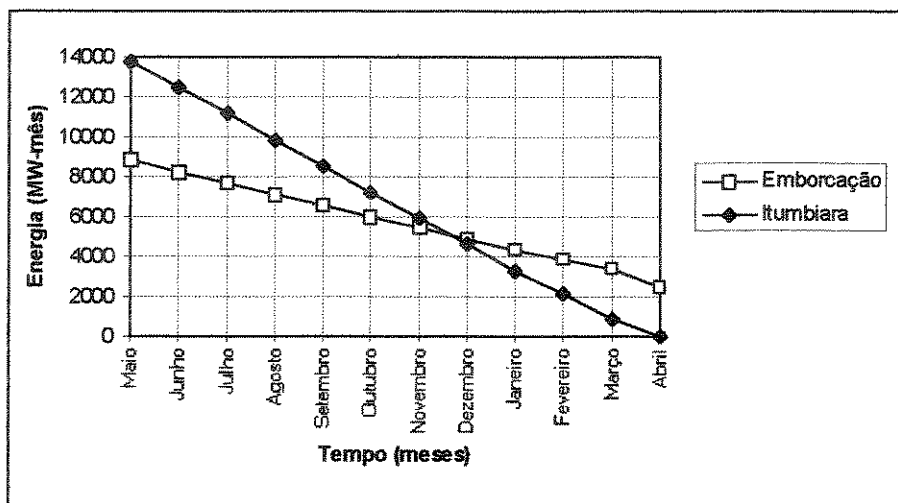


FIGURA 5.7 - Energia armazenada para o caso 3 (paralelo)

Em todos os casos (Fig. 5.2, Fig. 5.3 e Fig. 5.4) observa-se uma maior utilização da água contida no reservatório de Emborcação, uma vez que sua produtibilidade é 1.6 vezes a produtibilidade de Itumbiara. No caso 1, a usina de jusante, Itumbiara, permanece com seu reservatório praticamente a 100% até o oitavo mês e a água turbinada em Emborcação gera energia nessa usina, bem como na usina de jusante, Itumbiara. No caso 2 onde Emborcação foi posicionada propositalmente a jusante de Itumbiara, mesmo assim Emborcação é um pouco mais utilizada que Itumbiara, devido à sua superioridade em converter energia potencial da água armazenada em energia elétrica (maior produtibilidade). No caso 3 implanta-se uma configuração em paralelo e como nos casos anteriores observa-se uma maior utilização de Emborcação. No entanto, vale a pena observar que a carga atendida pelas duas primeiras configurações (800MW-medios) não foi conseguida na configuração em paralelo, onde se conseguiu atender apenas a 600MW-medios.

Do estudo de casos prévios, as seguintes conclusões podem ser formuladas quanto à influência da topologia, restritas às condições deste caso em particular:

- a) A topologia estudada no caso (2) é mais eficiente, pois apresenta maior valor de energia armazenada ao final do horizonte de planejamento e volumes armazenados

(37% do volume útil em Itumbiara e 20% do volume útil em Emborcação), ligeiramente inferior ao caso (1);

- b) A operação ótima prioriza a utilização do reservatório de montante e com maior produtibilidade, conforme casos hipotéticos. Tais aspectos ficam evidentes pela utilização plena (total deplecionamento) da usina de Emborcação no caso (1) (situação em que estava a montante) e no caso (3) (situação em que estava em paralelo com a usina de Itumbiara, porém com maior produtibilidade). No caso (2) o efeito da posição de montante adotada para a usina de Itumbiara foi contrabalanceado pelo efeito da maior produtibilidade da usina de jusante (Emborcação) resultando em uso mais parcimonioso dos dois reservatórios (20% de volume útil em Emborcação e 37% de volume útil em Itumbiara para estado final);
- c) As configurações em cascata (sequência de usinas em série) são mais eficientes para a produção de energia do que a configuração em paralelo, pois permitem atender uma carga maior e, mesmo assim, chegam a maiores níveis de armazenamento final (comparar resultados das figuras 5.2 a 5.7).

5.2 INFLUÊNCIA DA FUNÇÃO OBJETIVO

Numa primeira análise estudou-se três tipos de função objetivo para o sistema citado anteriormente, diferenciando-se os coeficientes de custos para turbinamentos e vertimentos. Na primeira delas considerou-se o custo do turbinamento igual a 1 para todos os aproveitamentos, independentes de sua posição dentro da cascata. Na segunda função objetivo considerou-se o coeficiente de custo para turbinamento igual a 1 no reservatório de montante (cabeceira), sendo somado o valor 1.0 a cada aproveitamento hidroelétrico na sequência da cascata. Portanto, num sistema composto por dez reservatórios o custo do turbinamento variam de 1 a 10. Finalmente, na terceira função objetivo considerou-se o custo de turbinamento para

cada aproveitamento como sendo a soma das produtibilidades do próprio aproveitamento com as demais dos aproveitamentos a jusante, como feito por BECKER e YEH (1974). O custo ao vertimento para todas as funções objetivo foi considerado como sendo igual a 1.000.000, valor este que supera em muito o valor do custo para turbinamento e que, portanto, induz o modelo a liberar água prioritariamente na forma de turbinamentos ao invés de vertimentos.

Para um melhor entendimento destas funções objetivo observa-se na Figura 5.8 um exemplo hipotético esquemático com os valores de coeficientes de custos para cada função objetivo, para turbinamentos na usina i , denotados por B_{ti} .

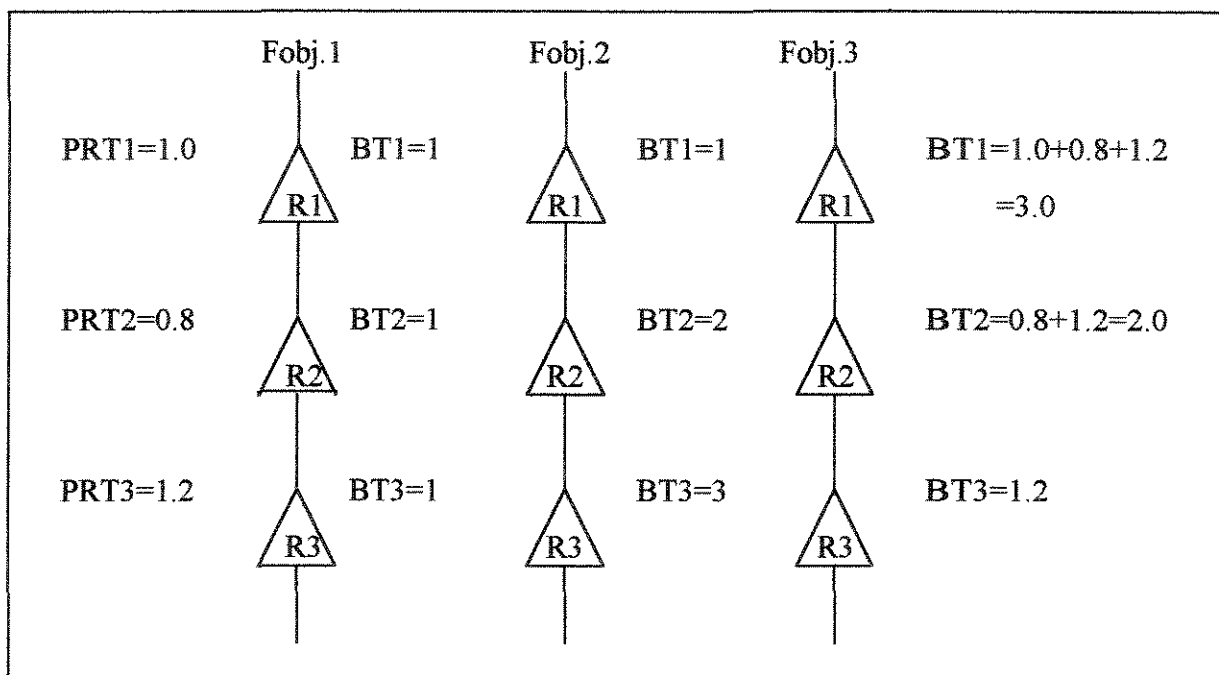


FIGURA 5.8 - Diferentes funções objetivo

É possível observar que a função objetivo 1 não diferencia o valor da água armazenada em nenhum dos diferentes reservatórios. Já, as funções objetivo 2 e 3 fazem diferenciação. Enquanto que na função objetivo 2 a ênfase é na priorização do armazenamento nos reservatórios de jusante, a função objetivo 3 faz justamente o contrário, valorizando mais a água armazenada nos reservatórios de montante.

A seguir apresenta-se nas Fig. 5.9, Fig. 5.10 e Fig. 5.11 os resultados obtidos com as três funções objetivo para o sub-sistema Emborcação e Itumbiara em sua topologia natural, novamente com vazões incrementais igual a zero.

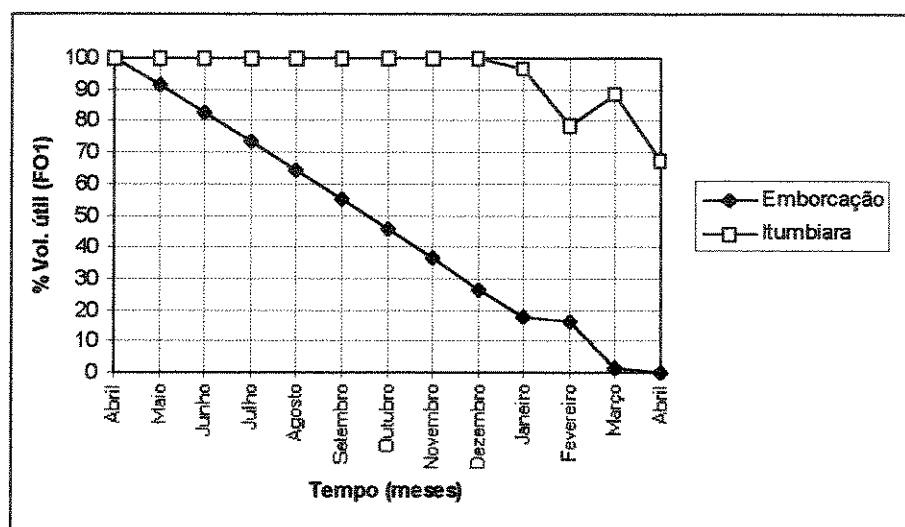


FIGURA 5.9 - Porcentagem do volume útil para a FO 1

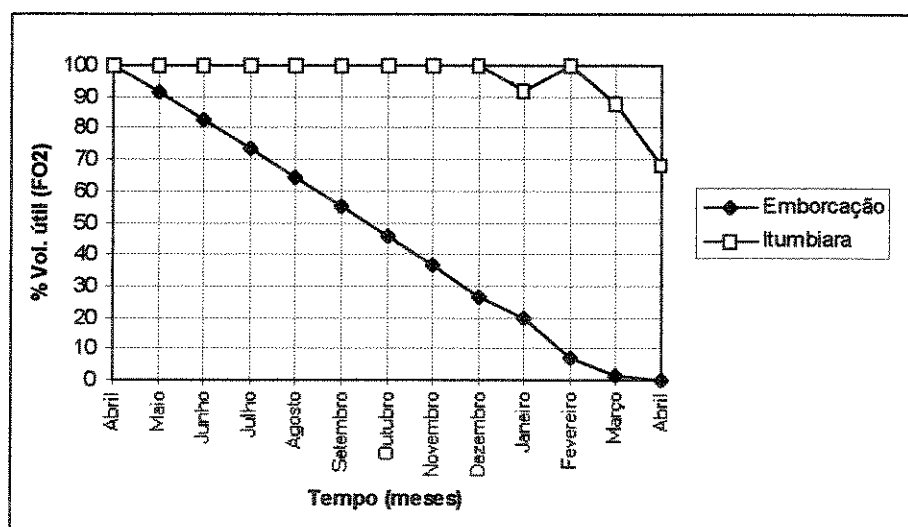


FIGURA 5.10 - Porcentagem do volume útil para a FO 2

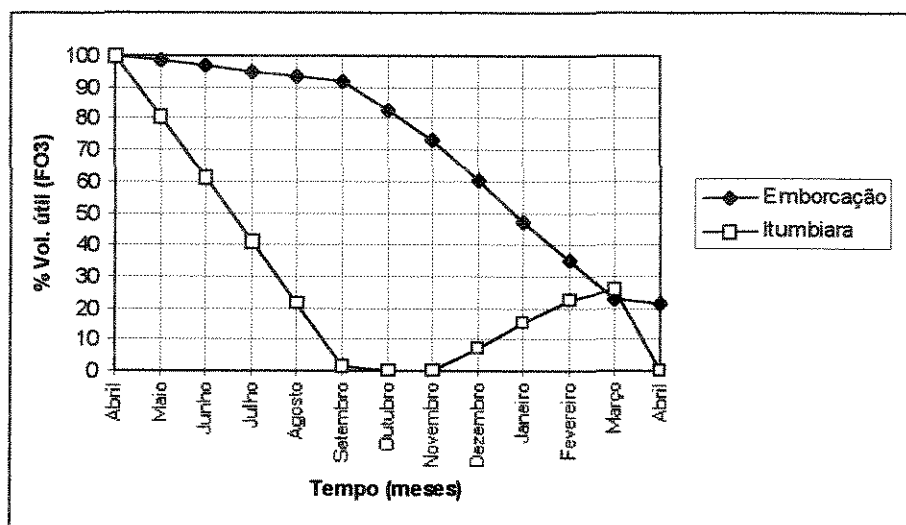


FIGURA 5.11 - Porcentagem do volume útil para a FO 3

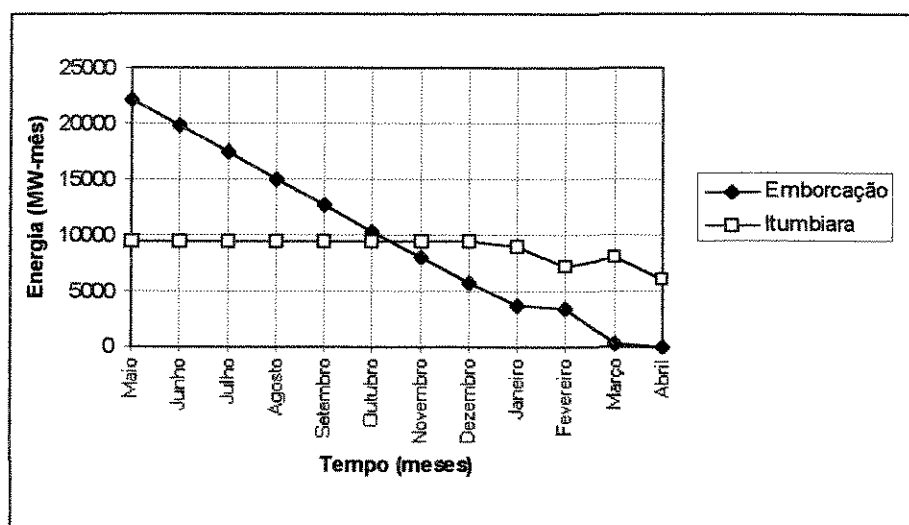


FIGURA 5.12 - Energia Armazenada para a FO 1

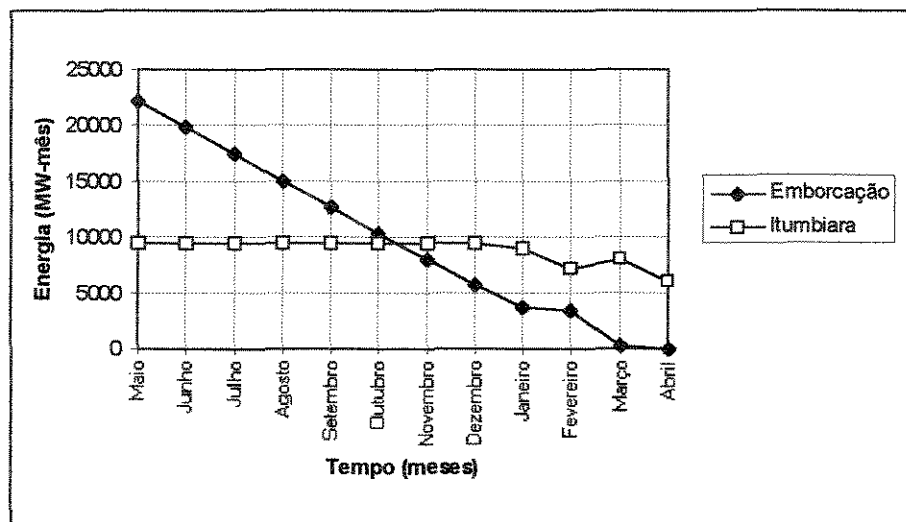


FIGURA 5.13 - Energia Armazenada para a FO 2

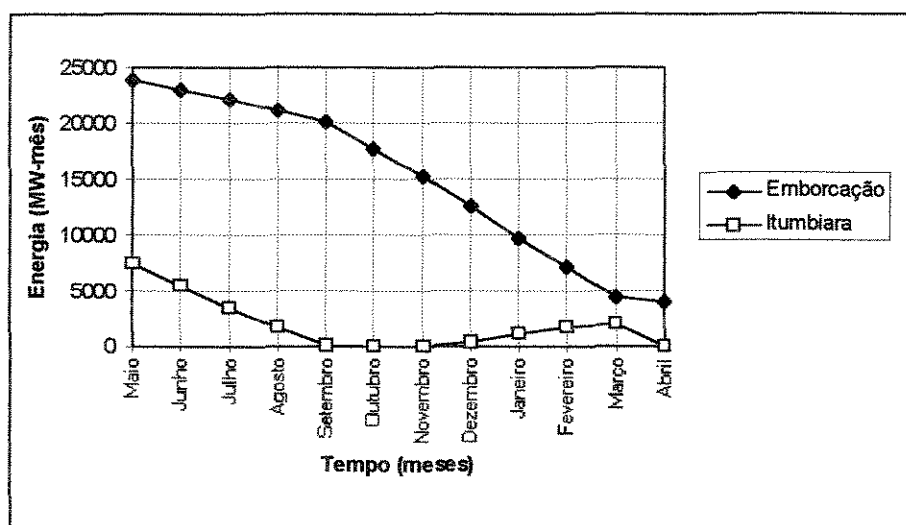


FIGURA 5.14 - Energia Armazenada para a FO 3

Novamente os valores de porcentagem de volume útil armazenado no final do horizonte não são totalmente representativos para análise, mas a energia armazenada no final do horizonte é um parâmetro complementar para análise e aceitação dos resultados. Das Fig. 5.12, Fig. 5.13 e Fig. 5.14, apresentadas anteriormente verifica-se uma maior adequabilidade das funções objetivos 1 e 2, uma vez que atendem à demanda energética e apresentam um volume armazenado, ao final do horizonte,

significativamente superior ao conseguido com a FO 3 (69% de Vútil contra 21% de Vútil).

Pode-se interpretar a superioridade das funções objetivo FO 1 e FO 2 sobre a função objetivo FO 3 em virtude de um aspecto já identificado no item “topologia”. As funções objetivo FO 1 e FO 2 favorecem liberações de água da(s) usina(s) de montante, permitindo que tais defluências sejam usadas em todas as usinas de jusante. A função objetivo FO 3 faz exatamente o contrário, revelando-se menos eficiente, pois após deplecionar o reservatório de jusante (incentivado pelos coeficientes de custo de FO 3) toda água que ali passar irá gerar menos energia, o que pode ser observado na Fig. 5.11 entre os meses de setembro e novembro.

Um resumo das conclusões sobre o efeito dos fatores estudados neste capítulo é apresentado na Tabela 5.1. Após as análises da topologia e das diferentes funções objetivo, passa-se agora a estudar os sistemas realmente como eles são (topologia real e afluência natural diferente de zero). Uma vez interpretados os resultados e as propriedades ótimas nos modelos simplificados, torna-se mais fácil compreender a política fornecida pelo modelo, na forma completa.

Tabela 5.1 - Interpretação da influência dos fatores analisados

Fator	Conclusões do estudo sobre influência do fator	Interpretação
Topologia	• A sequência de usinas em cascata é mais eficiente para a produção de energia elétrica que a configuração em paralelo;	• A vazão defluente de um reservatório é turbinada em todos a jusante, evidenciando aproveitamento máximo de água;
	• Nos casos onde as usinas de jusante da cascata têm maior produtibilidade o sistema é mais eficiente.	• Um menor volume de água que passa pela usina de jusante (maior produtibilidade) irá atender a demanda energética
Função Objetivo	• A função objetivo 1 é praticamente igual a função objetivo2 e ambas são superiores à função objetivo 3	• A função objetivo 3 dificulta os turbinamentos nas usinas de montante (pelos coeficientes de custo), contrário do que faz as funções objetivo 1 e 2.
Valor Relativo das Produtibilidades	• O sistema prioriza maior geração nos aproveitamentos de maior produtibilidade	• Quanto maior a produtibilidade, maior é a eficiência para converter água turbinada em energia

6. ESTUDO DE CASO

Para estudo de caso optou-se por trabalhar com três sistemas distintos, sendo um de grande porte (Rio Paranaíba); um de pequeno porte (Rio Paranapanema); e outro de grande porte composto por uma grande cascata de reservatórios (Rio Grande). Os cadastros físicos dos três sistemas podem ser observados nas Tabelas 6.1, 6.2 e 6.3.

Para processamento do modelo faz-se necessária a escolha de uma série histórica a fim de que o mesmo utilize-a como dados de vazão natural. A adoção de séries históricas pode se tornar alvo de críticas em muitos casos por esta constituir-se apenas uma realização do processo estocástico. Porém a série histórica mantém a estrutura de correlação temporal contida na sequência de vazões mensais, não destruindo o cenário hidrológico como acontece com a adoção da vazão média de longo termo (MLT). Para efeito de uma maior diversidade no estudo optou-se por trabalhar com amostras estratificadas, perfazendo um conjunto de 6 séries históricas para cada sistema analisado, varrendo desde as séries mais secas até as mais úmidas. Assim, para efeito desse estudo, acredita-se ter conseguido um bom tratamento quanto ao quesito hidrologia. Na Fig. 6.1.1, Fig. 6.1.2 e Fig. 6.1.3 são apresentadas respectivamente as proporções entre as vazões das séries históricas e a MLT desde o ano de 1931 a 1990, para os sistemas dos Rios Paranaíba, Paranapanema e Grande, no exutório das respectivas bacias.

TABELA - 6.1

Cadastro Físico das Usinas Integrantes do Sistema Paranaíba

USINAS	Volumes (hm ³)			Níveis (m)		PRTESP (MW)	CF (m)	Pmáx (MW)	U _{mín} (m ³ /s)	U (m ³ /s)	RM
	XMÍN	VMÁX	Vútil	MÍN	MÁX						
Emborcação	4669	17190	12521	615.00	660.00	0.008731	521.90	1192.00	77.0	1047.8	0.89
Nova Ponte	2435	12810	10375	775.50	815.10	0.008928	696.00	510.00	47.0	595.1	0.91
Itumbiara	4573	17027	12454	495.00	520.00	0.008829	435.60	2280.00	254.0	3220.0	0.90
Cach. Dourada	460	460	0	434.12	434.12	0.008730	401.10	638.00	265.0	2491.8	0.87
São Simão	7000	12540	5540	390.50	401.00	0.009025	328.10	1680.00	408.0	2625.0	0.92

TABELA - 6.2

Cadastro Físico das Usinas Integrantes do Sistema do Rio Grande

USINAS	Volumes (hm ³)			Níveis (m)		PRTESP (MW)	CF (m)	P _{máx} (MW)	U _{mín} (m ³ /s)	U (m ³ /s)	RM
	X _{MÍN}	V _{MÁX}	V _{útil}	M _{MÍN}	M _{MÁX}						
Camargos	120	792	672.0	899.00	913.00	0.008525	886.1	48	32.0	228.6	0.87
Itutinga	11	11	0	886.00	886.00	0.008819	857.7	54	32.0	244.0	0.90
Furnas	5733	22950	17217	750.00	768.00	0.008633	672.9	1312	196.0	1690.5	0.88
M. Moraes	1540	4040	2500	653.12	666.12	0.008340	622.0	478	247.0	1327.0	0.85
Estreito	1423	1423	0	622.50	622.50	0.008830	557.8	1104	252.0	2026.6	0.09
Jaguará	450	450	0	558.50	558.50	0.008927	512.6	616	255.0	1564.7	0.91
V. Grande	2244	2244	0	494.60	494.60	0.009025	467.0	380	275.0	1582.9	0.92
P. Colômbia	1524	1524	0	467.20	467.20	0.008730	443.4	328	307.0	1987.7	0.89
Caconde	51	555	504	825.00	855.00	0.008437	750.0	80	12.0	93.9	0.86
E. da Cunha	14	14	0	665.00	665.00	0.008339	573.5	108	4.0	147.2	0.85
A. S. Oliveira	25	25	0	573.00	573.00	0.008240	547.6	32	1.0	179.0	0.84
Marimondo	890	6150	5260	426.00	446.30	0.008535	382.8	1488	441.0	2945.0	0.87
Água Vermelha	5856	11025	5169	373.30	383.30	0.008829	336.4	1380	501.0	2921.0	0.90

TABELA - 6.3

Cadastro Físico das Usinas Integrantes do Sistema Paranapanema

USINAS	Volumes (hm ³)			Níveis (m)		PRTESP (MW)	CF (m)	P _{máx} (MW)	U _{mín} (m ³ /s)	U (m ³ /s)	RM
	X _{MÍN}	V _{MÁX}	V _{útil}	MÍN	MÁX						
Jurumirim	3843	7008	3165	559.70	568.00	0.008927	532.20	98	51	340	0.91
Xavantes	5754	8795	3041	465.23	474.00	0.008731	398.70	414	74	640	0.89
L.N. Garcês	48	48	0	384.67	384.67	0.008338	366.60	70	108	456	0.85
Capivara	4816	10540	5724	321.00	334.00	0.008338	285.20	640	210	1700	0.85
Taquaruçu	1120	1120	0	284.00	284.00	0.008829	258.50	505	228	2611.2	0.90
Rosana	1930	1930	0	258.00	258.00	0.008829	238.00	320	253	2432.5	0.90

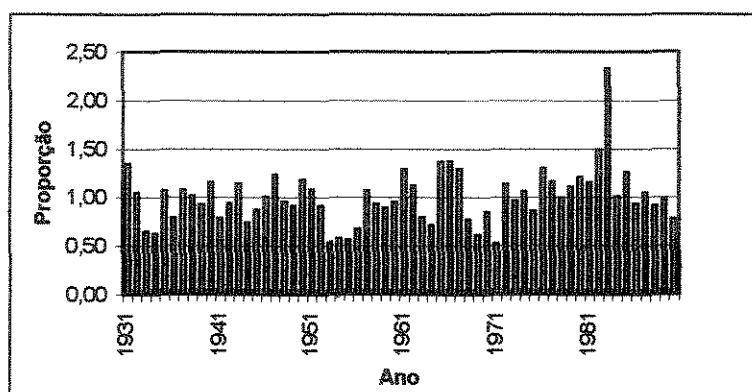


FIGURA 6.1.1 - Proporção da vazão MLT no ano - Água Vermelha
(Sistema do Rio Grande)

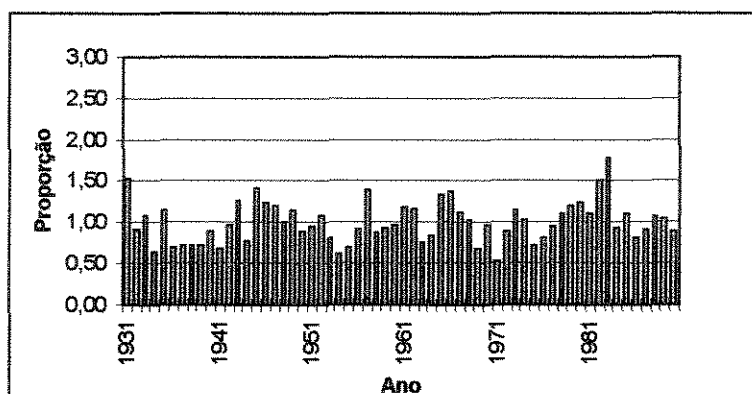


FIGURA 6.1.2 - Proporção da vazão MLT no ano - São Simão
(Sistema do Rio Paranaíba)

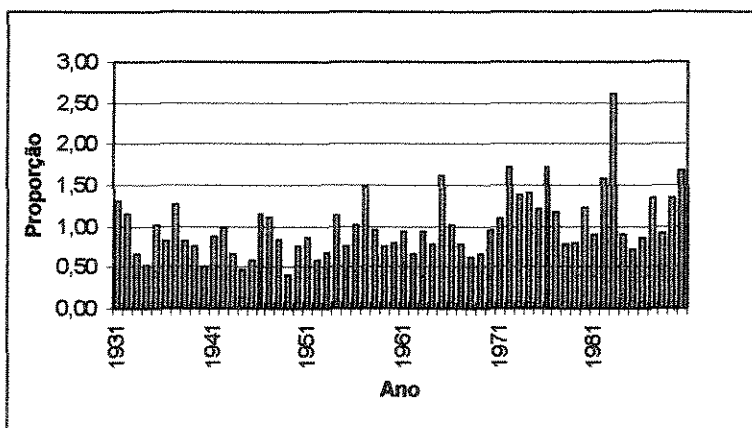


FIGURA 6.1.3 - Proporção da vazão MLT no ano - Rosana
(Sistema do Paranapanema)

Após observar as Figuras 6.1.1, 6.1.2 e 6.1.3 montou-se a Tabela 6.4 com as séries escolhidas para cada sistema.

TABELA - 6.4

Séries de vazões selecionadas para o processamento dos sistemas

Sistema	Séries $\cong 0.5$ MLT		Séries $\cong$ MLT		Séries $\cong 1,5$ MLT	
Paranaíba	1954	1971	1948	1974	1931	1982
Paranapanema	1934	1940	1935	1966	1957	1982
Grande	1953	1971	1946	1978	1966	1982

O modelo apresenta como saída um arquivo de resultados, contendo os principais dados interessantes ao planejamento. Porém, a análise gráfica torna-se mais interessante e assim optou-se pela montagem de gráficos a partir dos arquivos de resultados fornecidos pelo programa. A título ilustrativo, no Anexo - A apresenta-se um arquivo de resultados, conforme saída do programa.

Para o estudo foi adotada a função objetivo 1, igual a utilizada no capítulo 5, a qual após alguns testes realizados no capítulo 5 apresentou melhor desempenho.

6.1 ESTUDO DAS PROPRIEDADES ÓTIMAS DO SISTEMA DO RIO PARANAPANEMA

A demanda energética adotada para os testes foi a mesma para todas as séries hidrológicas selecionadas e igual a 1050 MW-médios. Este valor foi conseguido através da máxima energia possível de ser gerada na série mais seca dentre as selecionadas. Neste sistema assim como no sistema do Rio Grande não foi possível encontrar um valor de demanda mínima ao qual o sistema puro (HYDRO(JS,JJ) = 0) satisfizesse o modelo. Isto ocorre devido à infactibilidade de soluções, uma vez que não é possível respeitar todas as restrições (ex.: geração mínima).

O Sistema do Rio Paranapanema contém 6 aproveitamentos, dos quais 3 são aproveitamentos a fio d'água não apresentando capacidade de regularização para um intervalo de discretização mensal; assim a decisão sobre armazenamentos fica restrita a somente 3 reservatórios.

6.1.1 Série de 1940/1941

A série de 1940 ilustra o caso de uma série considerada seca. Sua vazão média é da ordem de 50% da MLT e para uma demanda imposta igual a 1050 MW-médios os volumes armazenados nos reservatórios no final do horizonte são praticamente iguais a zero. O modelo sugere preferencialmente começar o deplecionamento do reservatório de Jurumirim (montante), pois a água liberada neste reservatório pode ser utilizada para geração em Jurumirim e nos demais reservatórios a jusante; optando por deixar o reservatório de Xavantes com capacidade máxima até o final do mês de julho (Fig. 6.2.1). O modelo passa, a partir de julho, a utilizar o reservatório de Capivara, utilizando Xavantes numa proporção limitada pelo gargalo desse sistema (Lucas Nogueira Garcez) que limita a vazão turbinada a 456 m³/s. Se as usinas de Jurumirim e Xavantes juntas turbinarem um valor acima do citado, Lucas Nogueira Garcez obrigatoriamente irá verter, o que é fortemente penalizado pelo alto coeficiente de custo.

Observa-se da Fig. 6.2.4 que nenhuma usina, em nenhum intervalo do horizonte, verteu, uma vez que os recursos eram escassos (série seca) e a demanda relativamente alta para esta série de vazões naturais.

6.1.2 Série de 1934/1935

Analogamente à série de 1940, a usina de Lucas Nogueira Garcez funciona como um gargalo (usina sub motorizada) e a máxima vazão turbinada está em torno de 450 m³/s conforme Figura 6.2.8. Em todos os intervalos de todos os aproveitamentos verificou-se inexistência de vertimentos (Figura 6.2.9) e a não recuperação do volume inicial dos reservatórios (Figura 6.2.6).

Como ocorreu para a série de 1940, o deplecionamento na usina de montante (Jurumirim) é relativamente maior do que os ocorridos nos demais reservatórios, devido à maior eficiência no aproveitamento da água liberada neste reservatório.

6.1.3 Série de 1935/1936

Esta série, foi considerada na escolha como uma série de vazões médias como é o caso da série de 1966. Porém a distribuição temporal das vazões é um tanto quanto diferente, apresentando picos de vazões nos meses de outubro e janeiro (Figura 6.2.15).

Ocorrem vertimentos nas usinas de Capivara, Xavantes, Lucas Nogueira Garcez e Rosana (Figura 6.2.14). Isto deve-se ao fato da ocorrência de picos concentrados de vazões incrementais em alguns meses como citado anteriormente.

Nesta série o modelo produz uma política a qual induz a uma taxa de deplecionamento máximo (35%) para a usina de Capivara; pois como o modelo vê uma grande vazão incremental no futuro e consequentemente para evitar um grande vertimento (fortemente penalizado), ele já o distribui desde o início (primeiro mês) (Figura 6.2.14). No nono mês do horizonte de planejamento (janeiro) todos os reservatórios retornam à capacidade máxima ($V_{\text{útil}} = 100\%$).

Na Figura 6.2.12 observa-se a grande variação na energia gerada em Capivara, a qual ocorre principalmente devido à grande variação em seu volume armazenado, variando assim a produtibilidade que é função da queda líquida.

6.1.4 Série de 1966/1967

Nesta série de vazões médias, novamente o modelo dá preferência ao deplecionamento no reservatório de Jurumirim, seguido por Xavantes (Figura 6.2.16); porém ambos limitados ao gargalo imposto pela usina de Lucas Nogueira Garcez (Figura 6.2.18).

Ao final do horizonte de planejamento o reservatório de Xavantes (Figura 6.2.16) não conseguiu voltar completamente ao seu estado inicial ($V_{\text{útil}} = 100\%$) e no

entanto durante o horizonte apresentou vertimentos (Figura 6.2.19). Porém, é visto que no penúltimo mês (março) o volume de todos os aproveitamentos é igual a 100% e no mês seguinte não ocorrem vertimentos. Assim, o modelo produz uma política operativa com vertimentos mesmo com algum reservatório estando abaixo de sua capacidade máxima. Porém, a capacidade de ver todo o horizonte permite recuperar o volume máximo armazenado ou um valor muito próximo a esse ao final do horizonte.

6.1.5 Série de 1957/1958

Nesta série (úmida) observa-se um grande pico de vazões incrementais no mês de setembro, configurando assim uma situação um tanto quanto atípica relativa a esse adiantamento dos picos de vazões (Figura 6.2.25).

Observa-se da Figura 6.2.23 que durante os meses de dezembro a abril, ocorreu uma diminuição da vazão turbinada nas usinas de Taquaruçu e Rosana, enquanto que ocorreu um aumento substancial da vazão turbinada na usina de Capivara e Jurumirim.

6.1.6 Série de 1982/1983

Nesta série (úmida) pode-se observar da Figura 6.2.26 que, em alguns casos, como o reservatório de Jurumirim e Xavantes, os volumes úteis chegaram ao valor zero, pois devido à visão de todo o horizonte, informa o modelo que as futuras afluições serão suficientes para enchê-los.

Na Figura 6.2.30 observa-se que os picos de vazões incrementais são significativamente maiores que na série de 1957 e concentrados nos meses de julho e dezembro. No mês de julho ocorre devido à contribuição em Capivara provocado pelo rio Tibagi, que tem um comportamento diferente dos rios da região Sudeste.

6.1.7 Aspectos gerais e propriedades ótimas do sistema do rio Paranapanema

A medida que tomamos séries mais úmidas, observa-se uma maior variação nos volumes úteis armazenados, pois o modelo tem o conhecimento da necessidade futura de vertimento, e assim, depleciona os reservatórios antecipadamente.

Outro ponto interessante é quanto à energia gerada ou mesmo vazão turbinada em cada usina. Verifica-se que quanto maior a disponibilidade de recursos hídricos (séries mais úmidas), ocorre uma distribuição mais uniforme dos patamares de produção de energia e vazões turbinadas. Se observarmos as Figuras 6.2.27 e 6.2.28, torna-se claro esta característica.

Quanto às vazões incrementais fica evidente a influência da vazão incremental na usina de Capivara devido à contribuição do rio Tibagi mencionado anteriormente. As usinas de Taquaruçu e Rosana estão sempre dependentes da política tomada para Capivara, uma vez que as duas são usinas a fio d'água.

Nas seis séries analisadas observou-se que o modelo preferencialmente utiliza a água armazenada em Jurumirim e Xavantes (reservatórios de montante), limitados apenas por Lucas Nogueira Garcez. Portanto, assim como no exemplo hipotético do capítulo 5, o modelo fornece políticas que determinam o uso dos reservatórios de montante (Jurumirim e Xavantes), pois a água liberada nestes reservatórios atende às usinas a fio d'água (L. N. Garcez, Taquaruçu e Rosana). Somente nas séries mais úmidas o modelo não deixa isso evidente, uma vez que o volume da água afluyente é suficiente para suprir a demanda de energia e encher os reservatórios ao final do horizonte, mesmo com vertimentos.

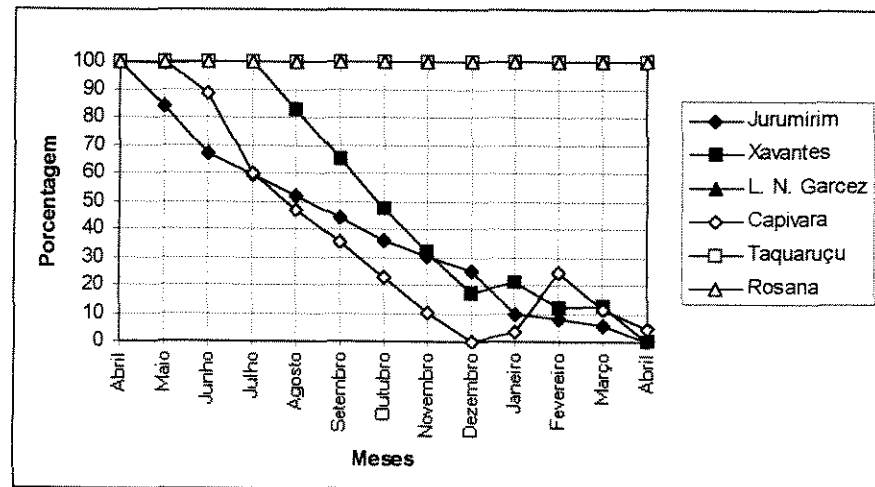


FIGURA 6.2.1 - Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1940/1941 (seca)

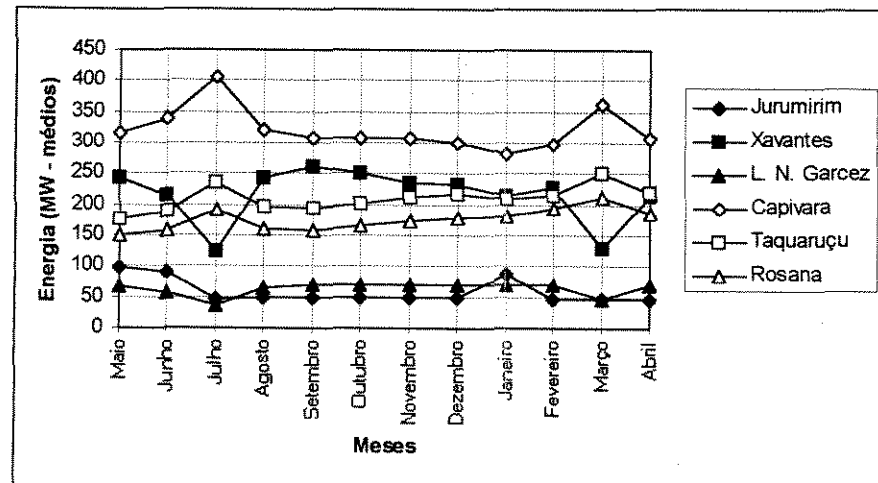


FIGURA 6.2.2 - Energia gerada - Série 1940/1941 (seca)

▲ Jurumirim
 ▲ Xavantes
 ○ L. N. Garcez
 ▲ Capivara
 ○ Taquaruçu
 ○ Rosana

Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Jurumirim	3165	98
Xavantes	3041	414
L. N. Garcez	0	70
Capivara	5724	640
Taquaruçu	0	505
Rosana	0	320

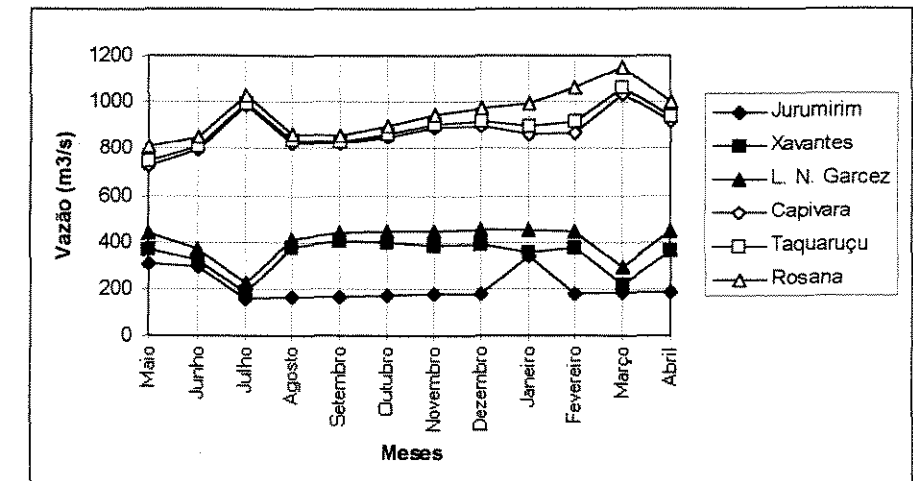


FIGURA 6.2.3 - Vazão turbinada - Série 1940/1941 (seca)

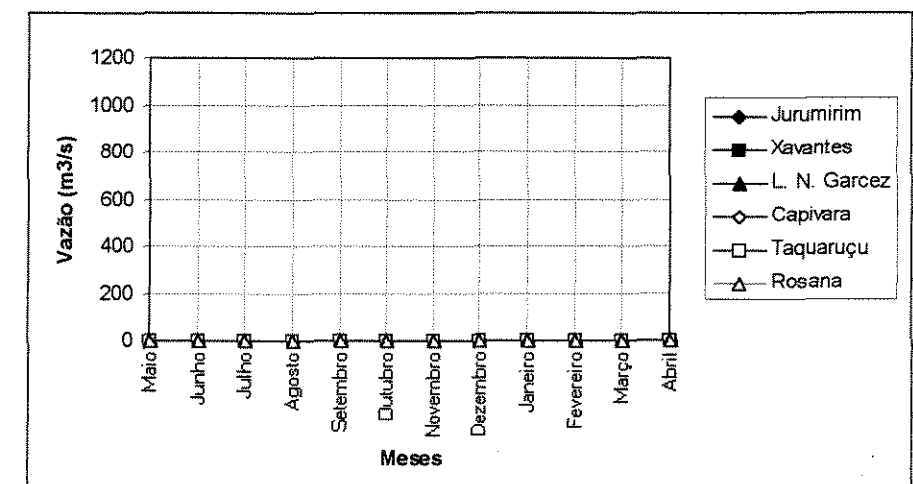


FIGURA 6.2.4 - Vazão vertida - Série 1940/1941 (seca)

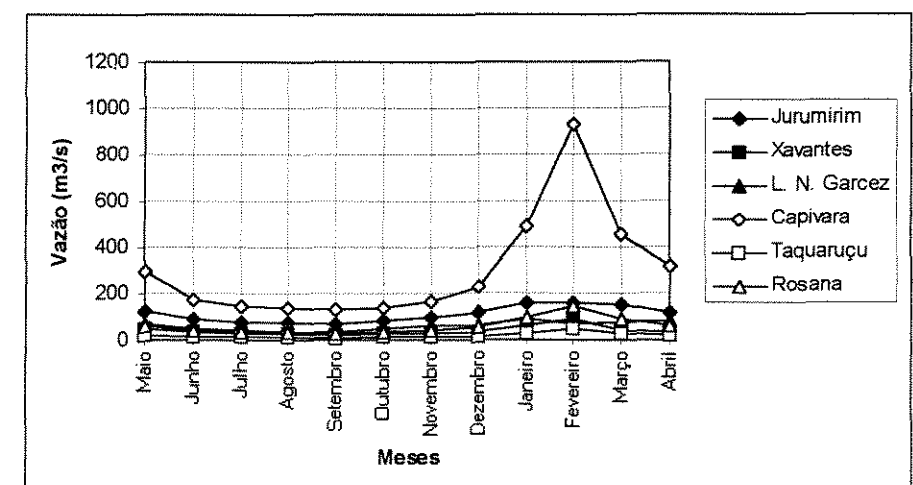


FIGURA 6.2.5 - Vazão incremental - Série 1940/1941 (seca)

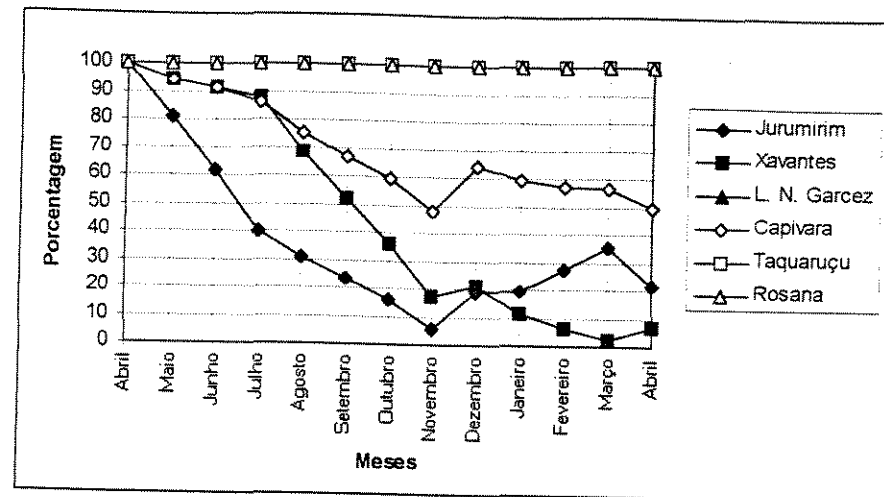


FIGURA 6.2.6 - Porcentagem de volume útil armazenado- Série 1934/1935 (seca)

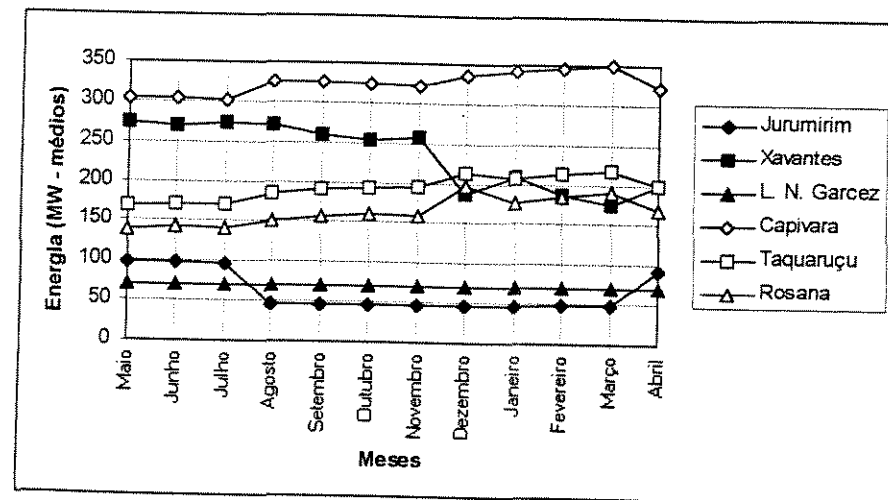


FIGURA 6.2.7 - Energia gerada - Série 1934/1935 (seca)

- ▲ Jurumirim
- ▲ Xavantes
- L. N. Garcez
- ▲ Capivara
- Taquaruçu
- Rosana

Usinas	V _{útil} (hm ³)	P _{máx} (MW)
Jurumirim	3165	98
Xavantes	3041	414
L. N. Garcez	0	70
Capivara	5724	640
Taquaruçu	0	505
Rosana	0	320

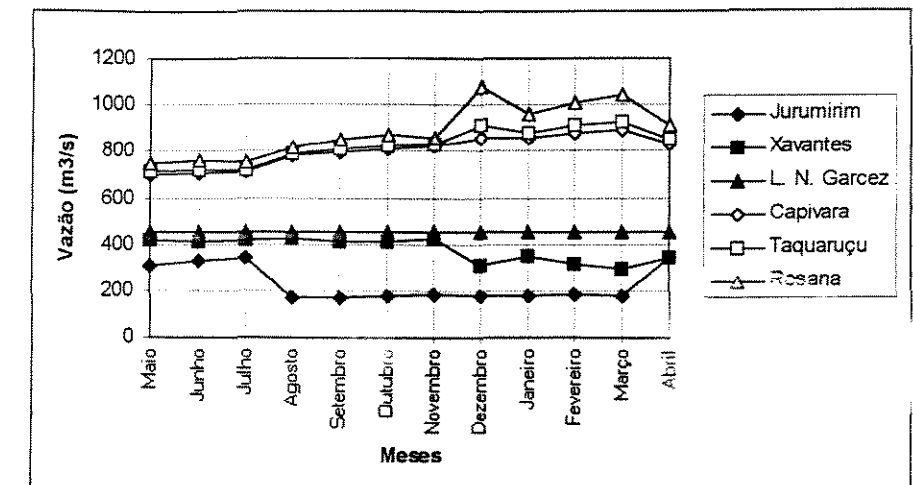


FIGURA 6.2.8 - Vazão turbinada - Série 1934/1935 (seca)

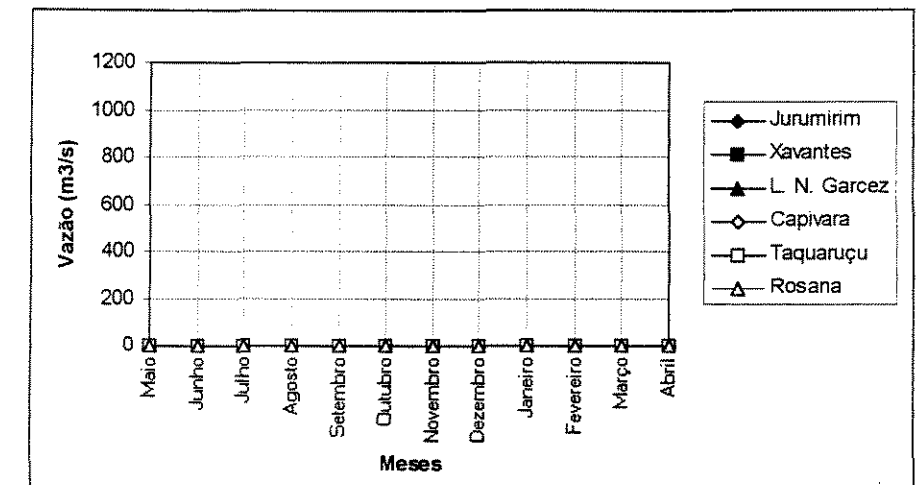


FIGURA 6.2.9 - Vazão vertida - Série 1934/1935 (seca)

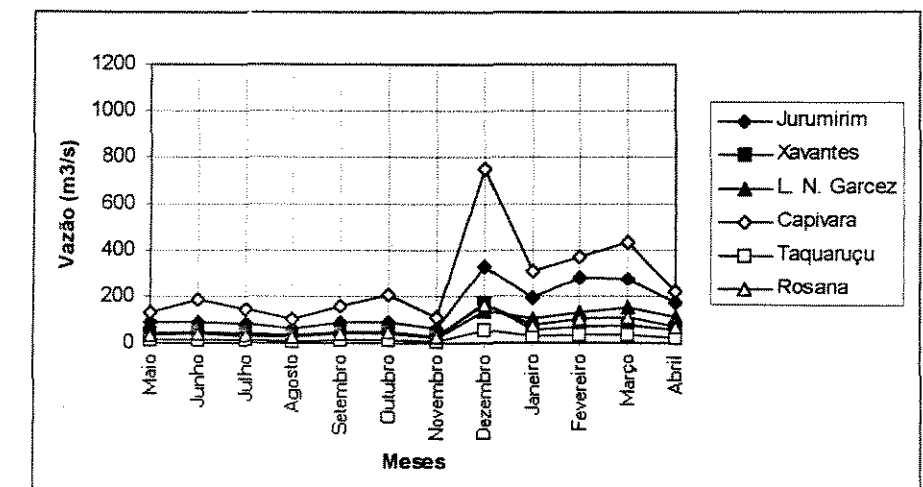


FIGURA 6.2.10 - Vazão incremental - Série 1934/1935 (seca)

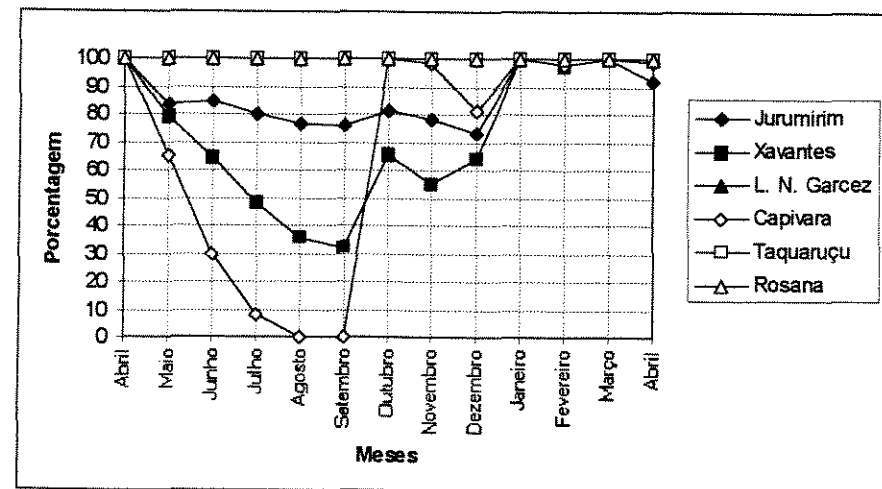


FIGURA 6.2.11 - Porcentagem de volume útil armazenado- Série 1935/1936 (média)

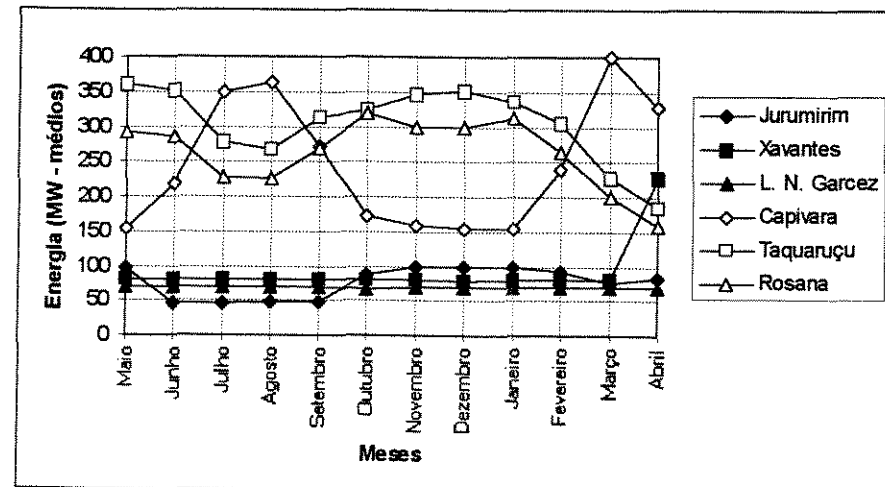


FIGURA 6.2.12 - Energia gerada - Série 1935/1936 (média)

- ▲ Jurumirim
- ▲ Xavantes
- L. N. Garcez
- ▲ Capivara
- Taquaruçu
- Rosana

Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Jurumirim	3165	98
Xavantes	3041	414
L. N. Garcez	0	70
Capivara	5724	640
Taquaruçu	0	505
Rosana	0	320

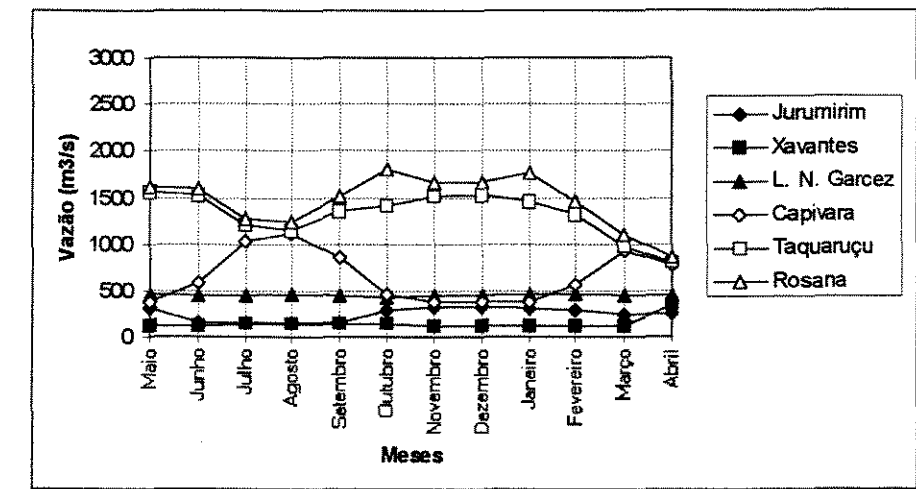


FIGURA 6.2.13 - Vazão turbinada - Série 1935/1936 (média)

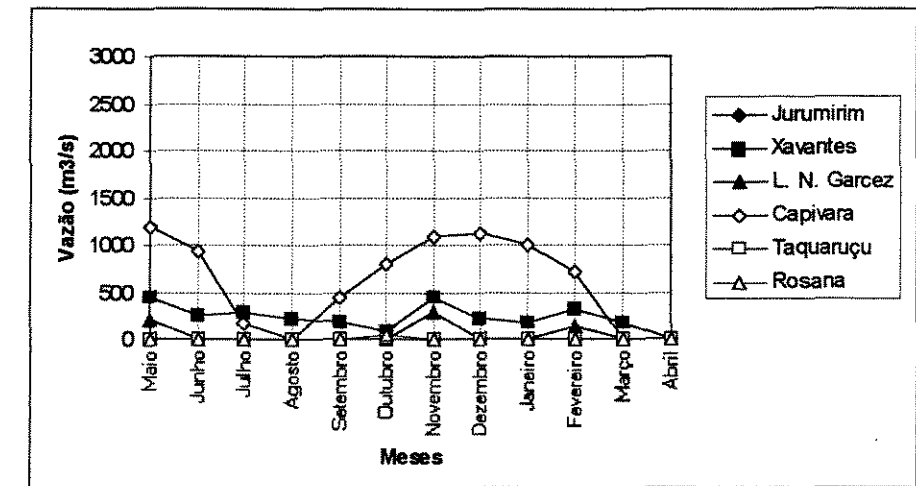


FIGURA 6.2.14 - Vazão vertida - Série 1935/1936 (média)

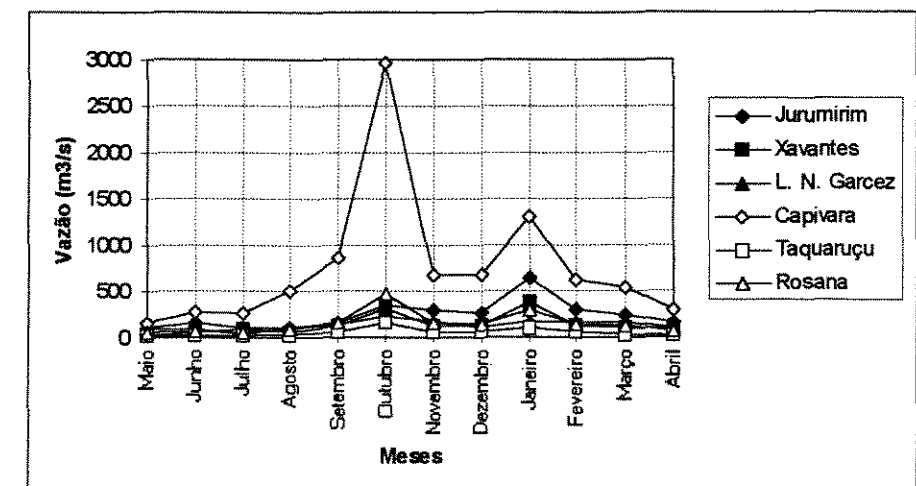


FIGURA 6.2.15 - Vazão incremental - Série 1935/1936 (média)

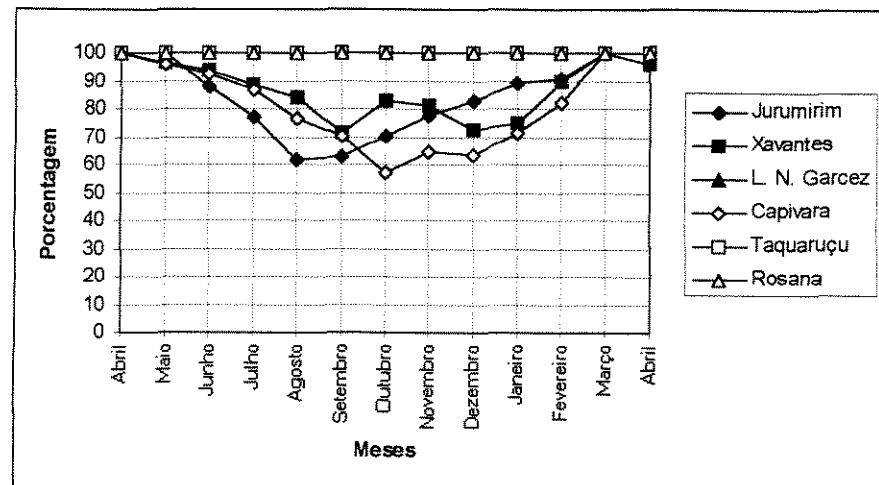


FIGURA 6.2.16 - Porcentagem de volume útil armazenado- Série 1966/1967 (média)

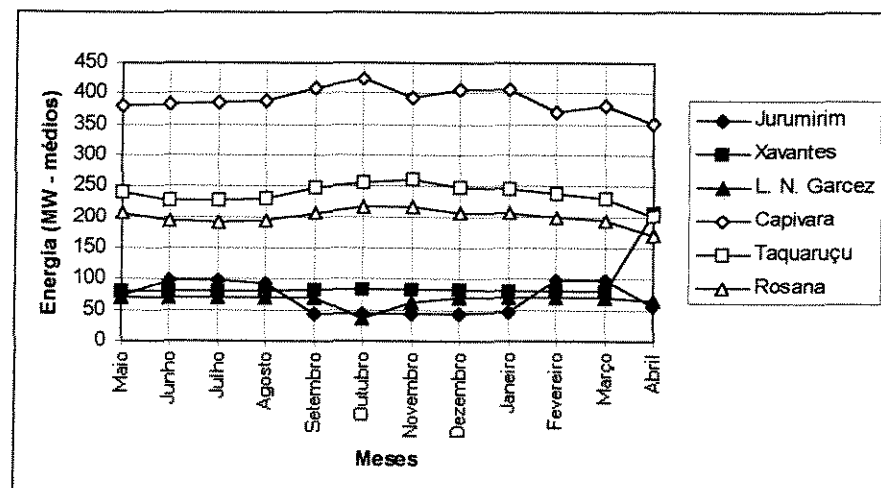


FIGURA 6.2.17 - Energia gerada - Série 1966/1967 (média)

▲ Jurumirim
 ▲ Xavantes
 ○ L. N. Garcez
 ▲ Capivara
 ○ Taquaruçu
 ○ Rosana

Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Jurumirim	3165	98
Xavantes	3041	414
L. N. Garcez	0	70
Capivara	5724	640
Taquaruçu	0	505
Rosana	0	320

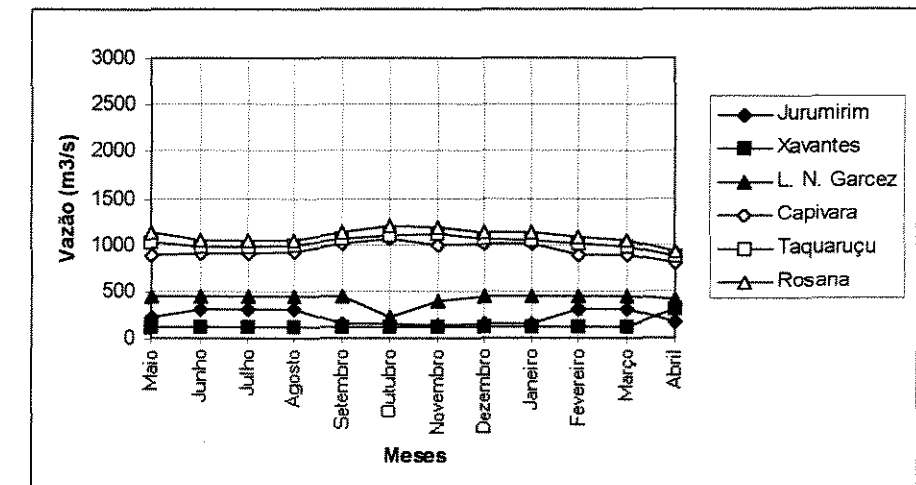


FIGURA 6.2.18 - Vazão turbinada - Série 1966/1967 (média)

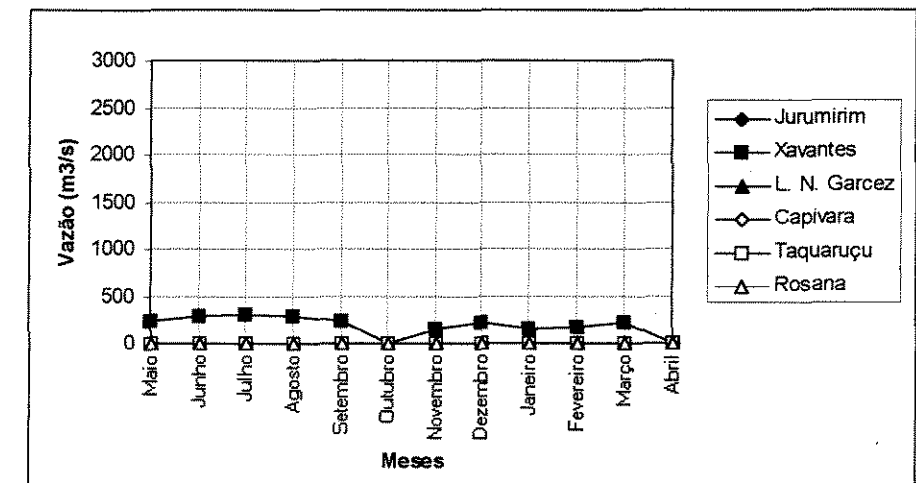


FIGURA 6.2.19 - Vazão vertida - Série 1966/1967 (média)

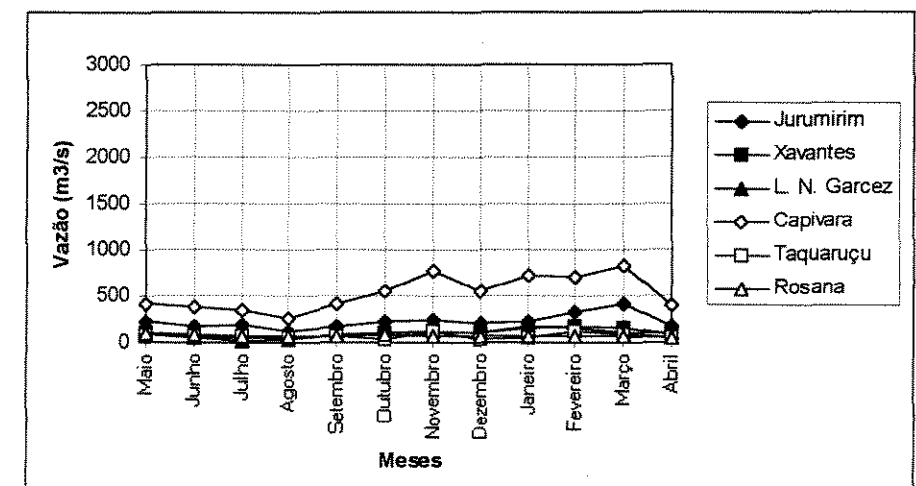


FIGURA 6.2.20 - Vazão incremental - Série 1966/1967 (média)

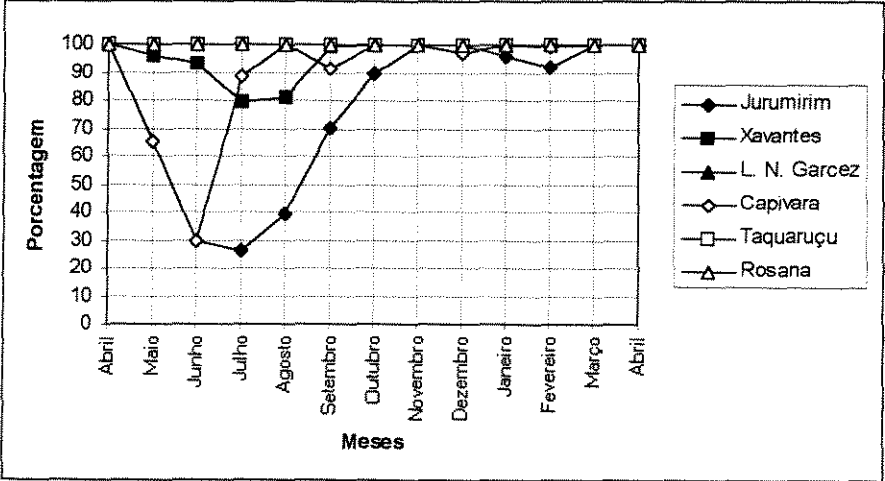


FIGURA 6.2.21 - Porcentagem de volume útil armazenado- Série 1957/1958 (úmida)

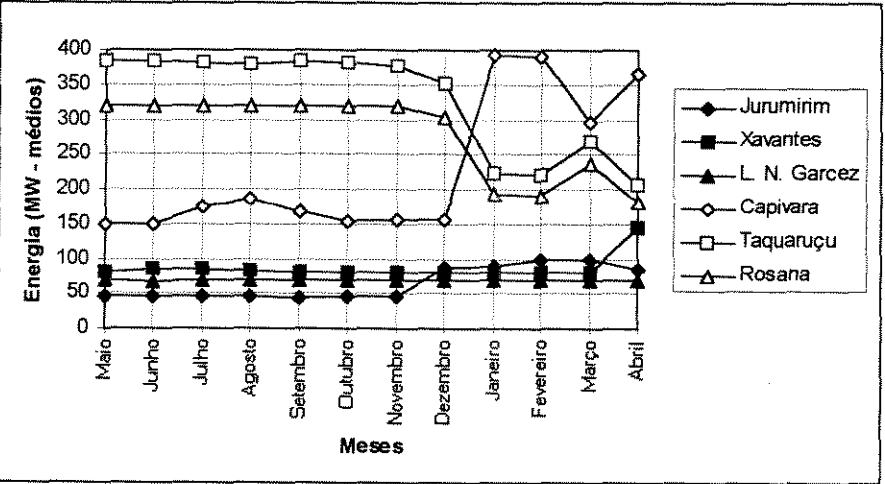


FIGURA 6.2.22 - Energia gerada - Série 1957/1958 (úmida)

- ▲ Jurumirim
- ▲ Xavantes
- L. N. Garcez
- ▲ Capivara
- Taquaruçu
- Rosana

Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Jurumirim	3165	98
Xavantes	3041	414
L. N. Garcez	0	70
Capivara	5724	640
Taquaruçu	0	505
Rosana	0	320

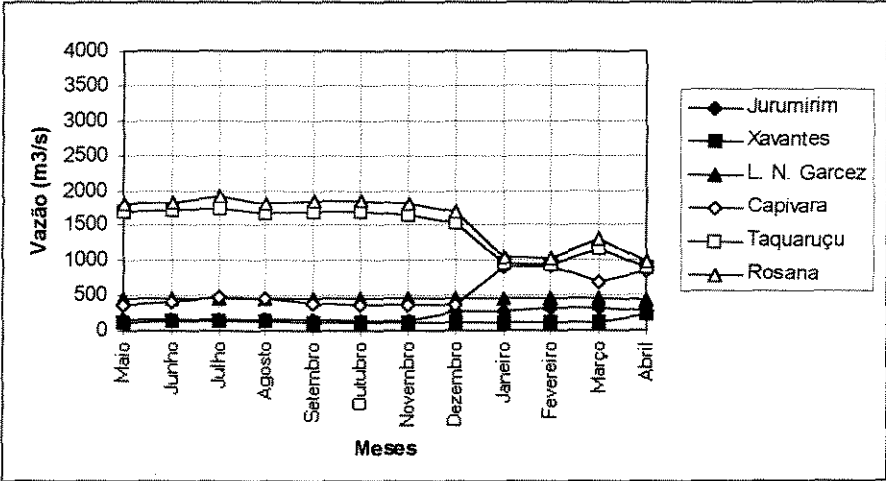


FIGURA 6.2.23 - Vazão turbinada - Série 1957/1958 (úmida)

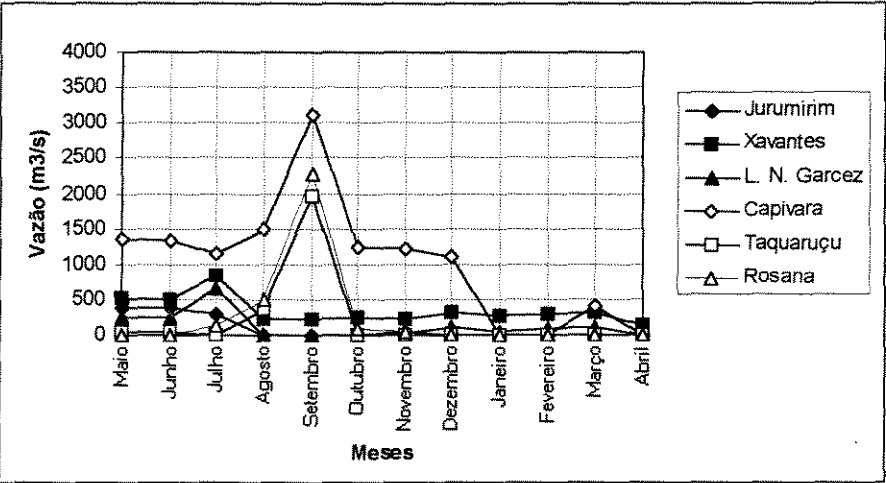


FIGURA 6.2.24 - Vazão vertida - Série 1957/1958 (úmida)

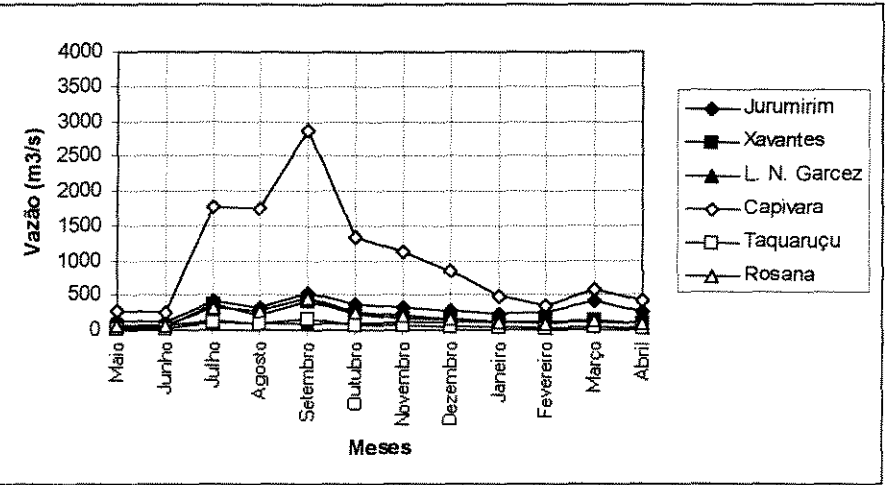


FIGURA 6.2.25 - Vazão incremental - Série 1957/1958 (úmida)

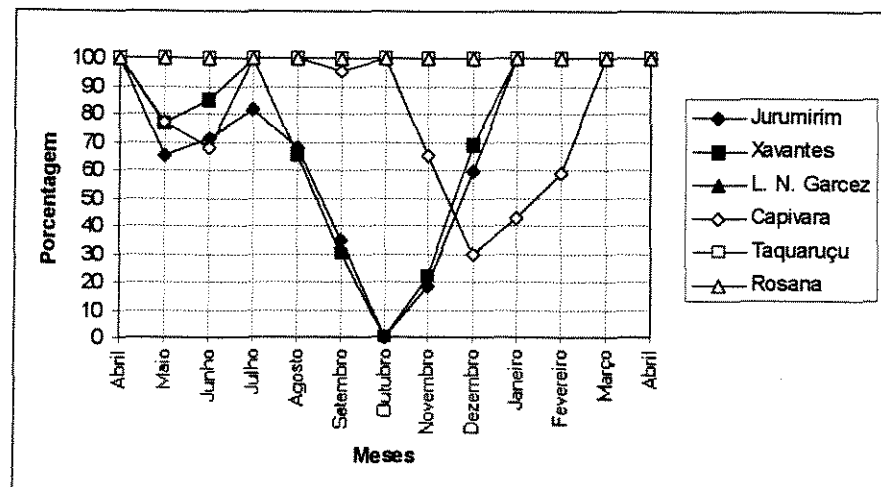


FIGURA 6.2.26 - Porcentagem de volume útil armazenado- Série 1982/1983 (úmida)

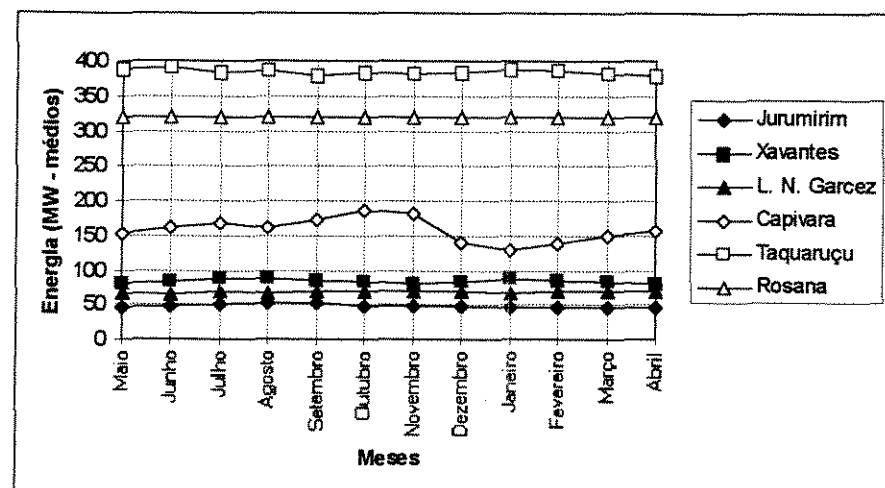


FIGURA 6.2.27 - Energia gerada - Série 1982/1983 (úmida)

▲ Jurumirim
 ▲ Xavantes
 ○ L. N. Garcez
 ▲ Capivara
 ○ Taquaruçu
 ○ Rosana

Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Jurumirim	3165	98
Xavantes	3041	414
L. N. Garcez	0	70
Capivara	5724	640
Taquaruçu	0	505
Rosana	0	320

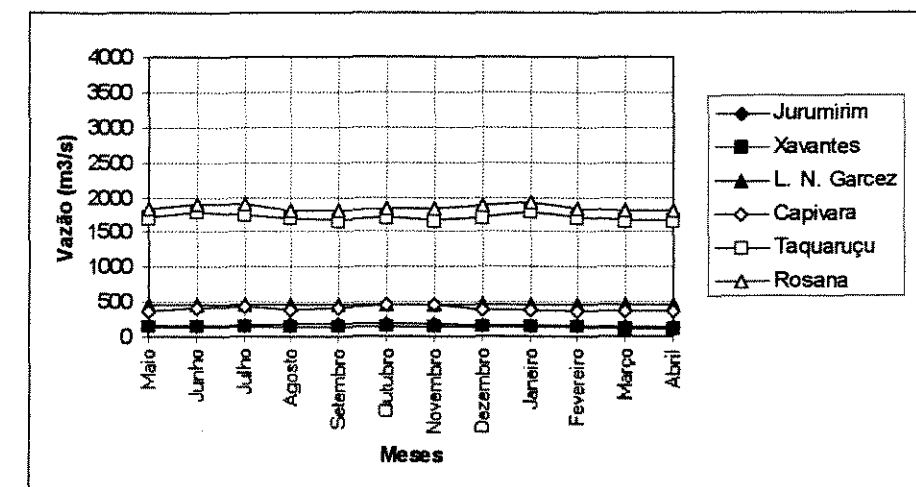


FIGURA 6.2.28 - Vazão turbinada - Série 1982/1983 (úmida)

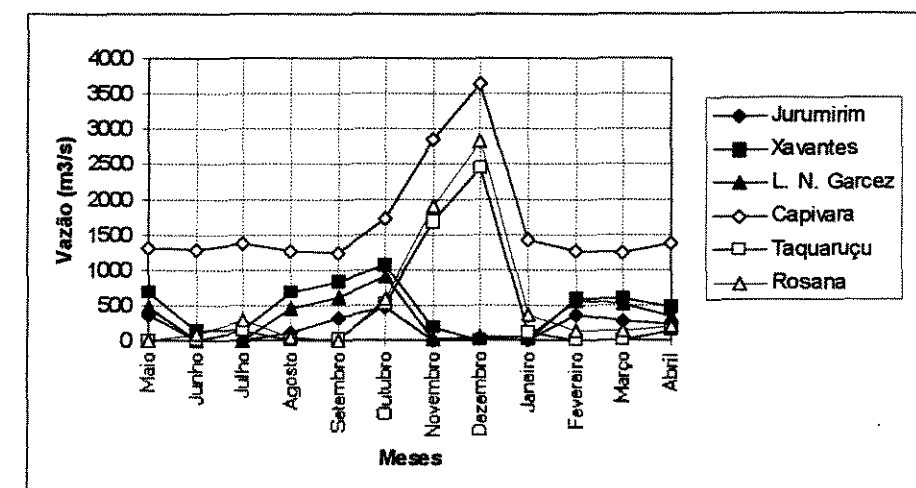


FIGURA 6.2.29 - Vazão vertida - Série 1982/1983 (úmida)

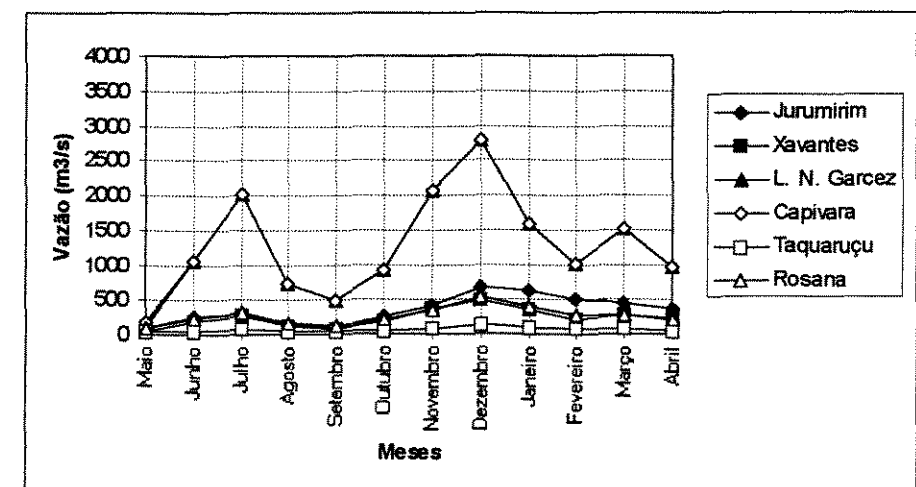


FIGURA 6.2.30 - Vazão incremental - Série 1982/1983 (úmida)

6.2 ESTUDO DAS PROPRIEDADES ÓTIMAS DO SISTEMA DO RIO PARANAÍBA

A demanda energética adotada para os testes foi a mesma para todas as séries hidrológicas selecionadas e igual a 2685 MW- médios. Este valor foi conseguido através da máxima energia possível de ser gerada na série mais seca dentre as selecionadas. Neste sistema foi ainda possível encontrar um valor de demanda mínima em que na condição de sistema puro ($\text{HYDRO}(\text{JS}, \text{JJ}) = 0$), há solução viável.

O Sistema do Rio Paranaíba contém 5 aproveitamentos, dos quais um é aproveitamento a fio d'água, não apresentando capacidade de regularização para o intervalo de discretização mensal. Assim a decisão sobre armazenamentos fica restrita a 4 reservatórios.

6.2.1 Sistema puro ($\text{HYDRO}(\text{JS}, \text{JJ}) = 0$)

É possível observar da Figura 6.3.1 que o modelo produz uma política a qual prioriza os turbinamentos nos aproveitamentos situados a montante (Nova Ponte e Emborcação), sendo o de Emborcação significativamente mais explorado. Isto advém do fato de Emborcação apresentar uma produtibilidade 60% maior que Nova Ponte e por esta razão um volume de água liberado em Emborcação apresenta maior eficiência para geração de energia no sistema. A partir do sétimo mês (novembro) o aproveitamento de Emborcação passa a trabalhar com defluência mínima e o sistema passa a contar com a usina de Itumbiara mais intensamente.

Da Figura 6.3.4 observa-se uma inexistência de vertimentos, uma vez que o sistema é puro (Figura 6.3.5). Portanto, o planejamento do operação pode direcionar o uso da água entre os reservatórios, mas não consegue recuperar os volumes iniciais.

6.2.2 Série de 1954/1955

Para esta série, onde as afluições são relativamente baixas (50% da MLT), verifica-se (Figura 6.3.6) uma preferência pelo deplecionamento nos aproveitamentos

de jusante (São Simão e Cachoeira Dourada), chegando até a zerar o volume útil em São Simão. Os reservatórios de Emborcação e Nova Ponte permanecem sempre em patamares acima de 90%.

Ao final do horizonte todos os aproveitamentos conseguiram voltar ao seu estado de armazenamento máximo. Da Figura 6.3.7 observa-se uma melhor regularidade das parcelas para cada usina na geração de energia, quando comparada ao sistema puro.

Da Figura 6.3.9 observa-se a inexistência de vertimentos, uma vez que as afluições são relativamente pequenas quando comparadas à vazão turbinada para atender a demanda requerida. O pico das vazões incrementais ocorre no mês de janeiro, o que é bem característico da região Sudeste Brasileira (Figura 6.3.10).

6.2.3 Série de 1971/1972

Nesta série (seca) ainda fica evidente o deplecionamento preferencialmente no aproveitamento de São Simão (Figura 6.3.11); com o aproveitamento de Itumbiara passando a ser menos utilizado que Nova Ponte.

Quanto ao parcelamento da geração para o atendimento da demanda, verifica-se uma superioridade na utilização de São Simão, sendo superado apenas nos meses de julho e outubro por Itumbiara (Figura 6.3.12).

Da Figura 6.3.14 observa-se que somente o aproveitamento de Emborcação apresentou vertimentos em alguns meses, porém recuperando 100% do volume útil ao final do horizonte.

6.2.4 Série de 1974/1975

Observa-se da Figura 6.3.23, que as usinas de montante (Emborcação e Nova Ponte), operaram durante todo o horizonte de planejamento com vazão defluente mínima.

Pela Figura 6.3.21 verifica-se que o reservatório mais deplecionado foi o de São Simão, mas ao final do horizonte consegue voltar ao seu estado de armazenamento máximo.

Os vertimentos ocorreram principalmente nos aproveitamentos de Emborcação e Nova Ponte, com ponto máximo no mês de dezembro (Figura 6.3.24), que coincide com a época de altas afluições (Figura 6.3.25).

Verifica-se da Figura 6.3.22 uma tendência de maior regularidade nos patamares de geração em relação às séries mais secas. Isto deve-se à ocorrência de grande disponibilidade de água em relação à demanda requerida, com as usinas de São Simão e Itumbiara respondendo pela maior parcela.

6.2.5 Série de 1948/1949

Esta série, apesar de ser considerada de vazões médias tanto quanto a série de 1974, apresenta picos de afluição mais concentrados no mês de fevereiro (Figura 6.3.20), chegando a quase 2500m³/s no aproveitamento de São Simão.

A política apresentada pelo modelo apresenta vertimentos nos aproveitamentos de São Simão, Nova Ponte, Itumbiara e Emborcação, não vertendo apenas no aproveitamento de Cachoeira Dourada que é a fio d'água (Figura 6.3.19).

As usinas de Emborcação e Nova Ponte trabalham durante todo o horizonte com vazão defluente mínima (Figura 6.3.18), deixando a maior parcela da demanda a ser atendida por São Simão (Figura 6.3.17).

6.2.6 Série de 1931/1932

Quanto aos volumes úteis armazenados a série de 1931/1932 apresentou o valor zero somente para o aproveitamento do São Simão nos meses de setembro e outubro (Figura 6.3.26).

Novamente a maior parcela da demanda energética é atendida pelo aproveitamento de São Simão, sendo superado por Itumbiara nos meses de outubro e novembro conforme Figura 6.3.27.

Na Figura 6.3.30 observa-se que esta série apresenta uma distribuição temporal das aflúências um tanto quanto diferente ao das outras séries, com picos de vazão no mês de junho até mesmo maiores que em fevereiro.

6.2.7 Série de 1982/1983

Nesta série o modelo faz um deplecionamento mais significativo nos aproveitamentos de Emborcação e Nova Ponte, chegando a zerar o volume útil armazenado em Emborcação nos meses de novembro e dezembro (Figura 6.3.31).

Devido à grande disponibilidade de água, observa-se a superioridade de São Simão para o atendimento da carga, bem como sua regularidade (Figura 6.3.24).

Os vertimentos ocorrem em todos os aproveitamentos do sistema, chegando em alguns casos, como o aproveitamento de São Simão a 3700m³/s no mês de fevereiro (Figura 6.3.34).

6.2.8 Aspectos gerais e propriedades ótimas do sistema do rio Paranaíba

A medida que tomamos séries mais úmidas, observa-se uma maior variação nos volumes úteis armazenados, pois o modelo tem o conhecimento da necessidade de vertimento e assim o faz em períodos prévios de maneira a minimiza-los, na totalidade do horizonte, mesmo estando o reservatório abaixo de sua capacidade máxima.

Assim como observado no sistema do rio Paranapanema, aqui também se destaca que a energia gerada ou mesmo vazão turbinada em cada usina é mais regular quanto maior a disponibilidade de recursos (água) séries mais úmidas.

Chama a atenção a forma diferenciada de uso dos reservatórios neste sistema, relativamente ao sistema do rio Paranapanema e do sistema hipotético estudado no capítulo 5. Enquanto que no sistema Paranaíba puro (HYDRO(JS,JJ) = 0) utiliza-se predominantemente, até setembro, os reservatórios de montante (Emborcação e Nova Ponte, Figura 6.3.1), à semelhança dos casos anteriores, o mesmo não acontece com as demais séries (por ex. Figura 6.3.6). Especialmente a maior utilização (oscilação)

do reservatório de São Simão (Fig. 6.3.6, Fig. 6.3.11, Fig. 6.3.16, Fig. 6.3.21 e Fig. 6.3.26) em diversas séries foi interpretada em razão de seu pequeno volume útil (5540hm^3) relativamente aos demais reservatórios desse sistema (todos com volume útil superior a 10.000hm^3). Tal aspecto quanto ao menor volume, somado à posição na cascata (jusante) e ainda diante de sua maior bacia intermediária contribuinte (recebe quase sempre as maiores vazões incrementais) constituem fatores suficientes para explicar a maior oscilação de São Simão nesse sistema.

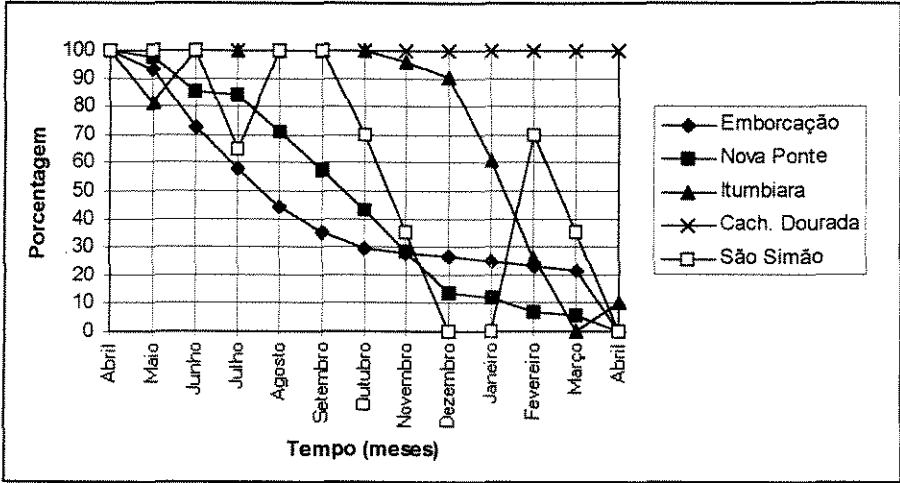


FIGURA 6.3.1 - Porcentagem de volume útil armazenado - Sistema puro

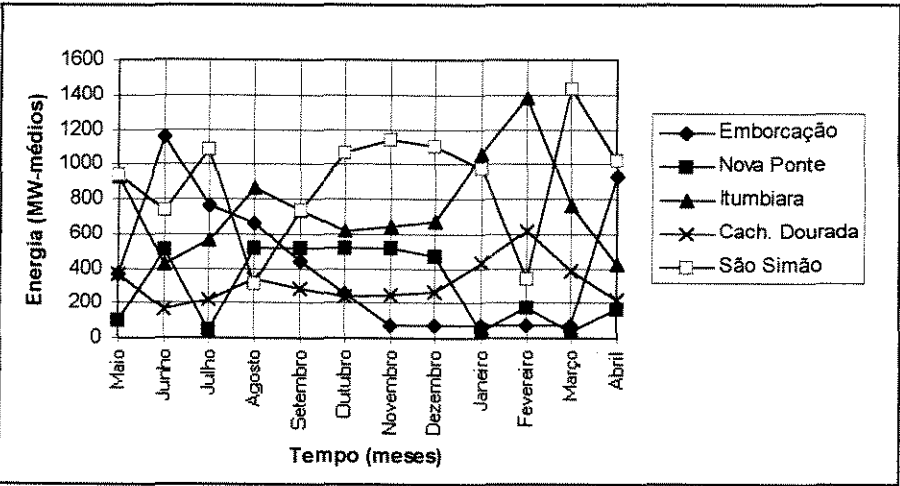
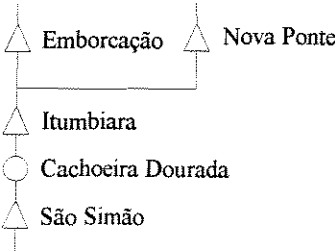


FIGURA 6.3.2 - Energia gerada - Sistema puro



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Emborcação	12521	1192
Nova Ponte	10375	510
Itumbiara	12454	2280
Cachoeira Dourada	0	638
São Simão	5540	1680

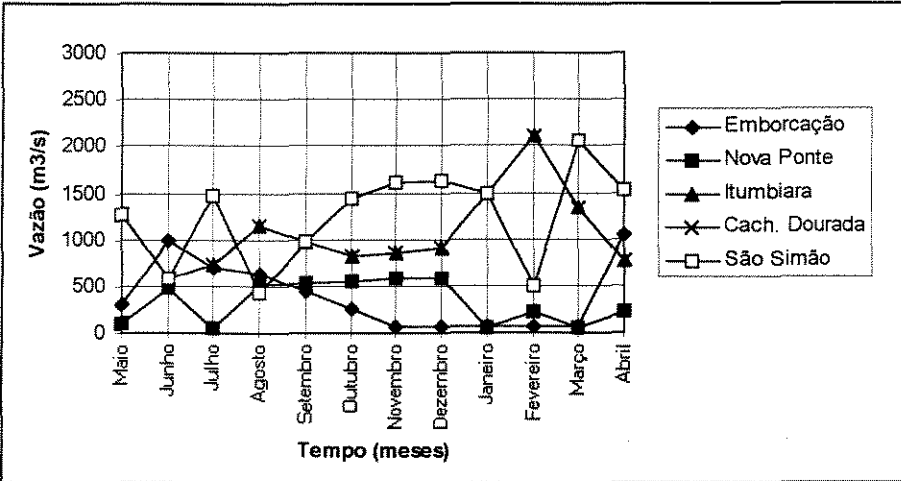


FIGURA 6.3.3 - Vazão turbinada - Sistema puro

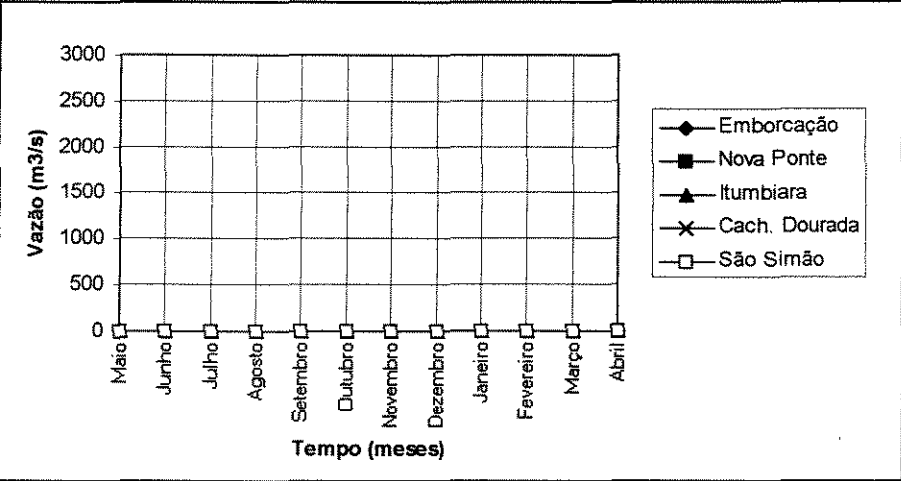


FIGURA 6.3.4 - Vazão vertida - Sistema puro

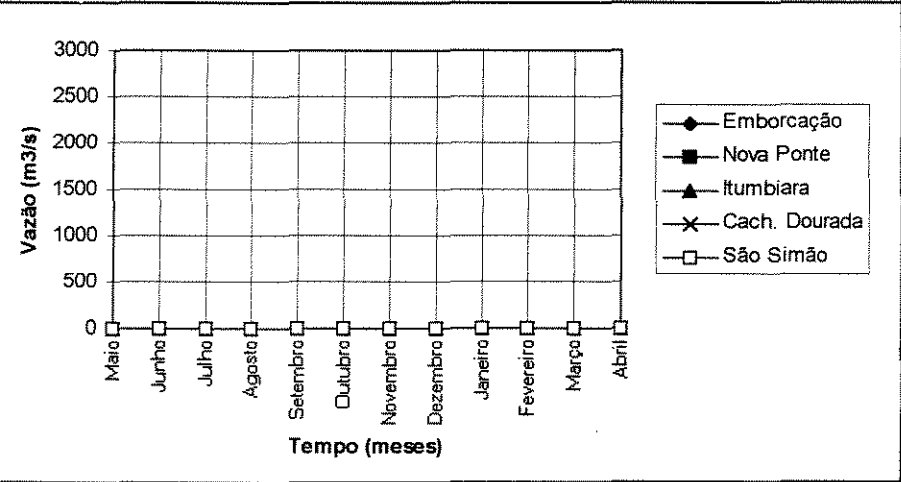


FIGURA 6.3.5 - Vazão incremental - Sistema puro

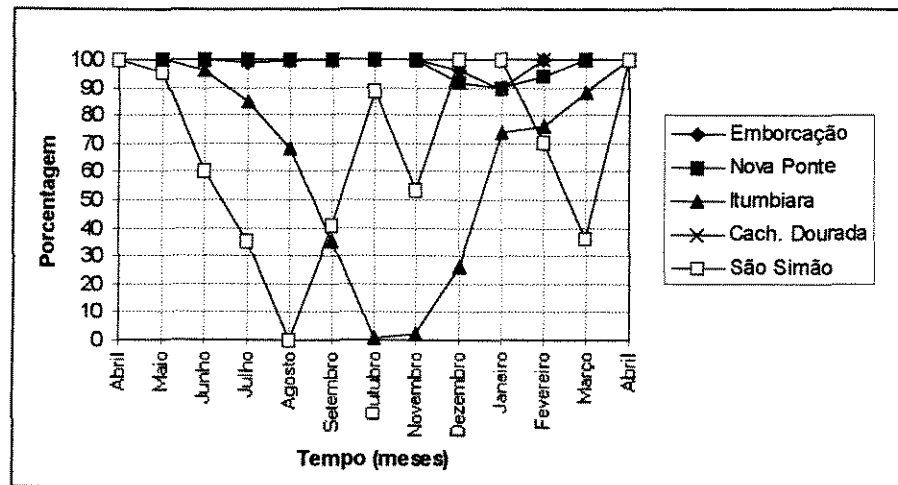


FIGURA 6.3.6 - Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1954/1955 (seca)

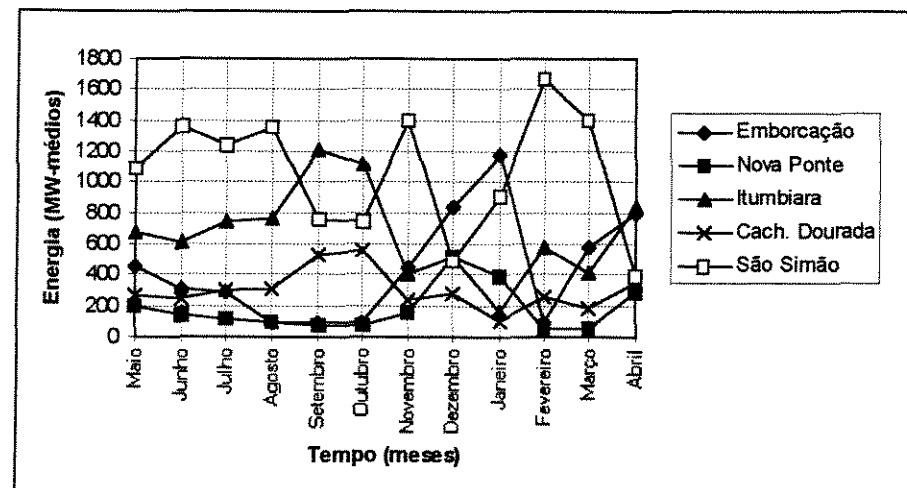
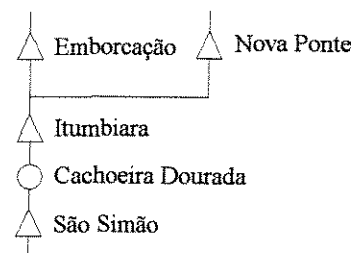


FIGURA 6.3.7 - Energia gerada - Série 1954/1955 (seca)



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Emborcação	12521	1192
Nova Ponte	10375	510
Itumbiara	12454	2280
Cachoeira Dourada	0	638
São Simão	5540	1680

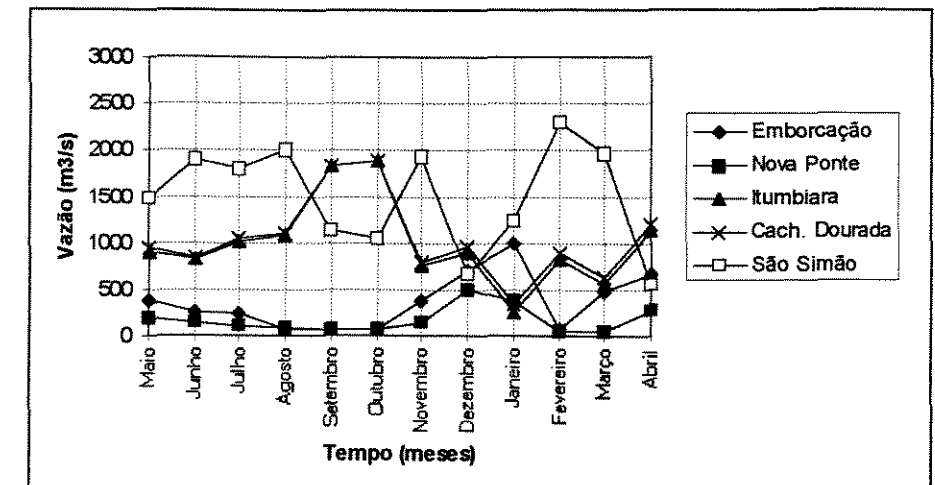


FIGURA 6.3.8 - Vazão turbinada - Série 1954/1955 (seca)

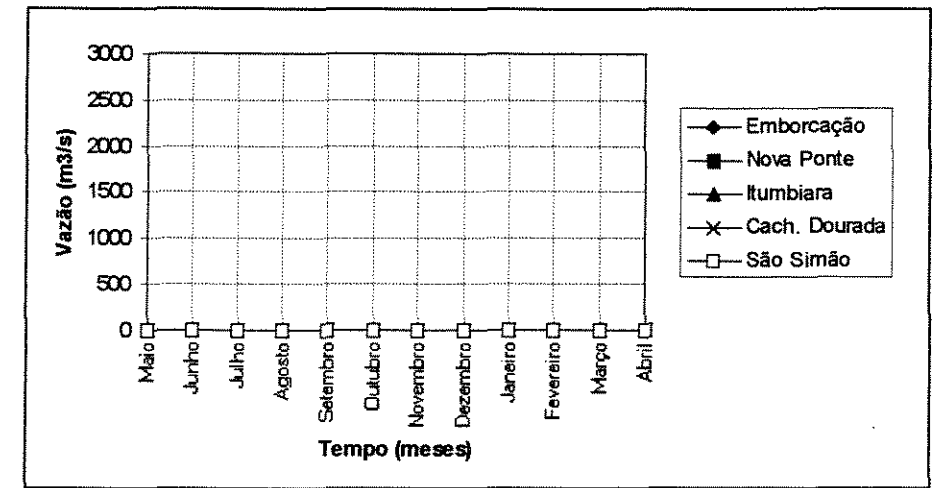


FIGURA 6.3.9 - Vazão vertida - Série 1954/1955 (seca)

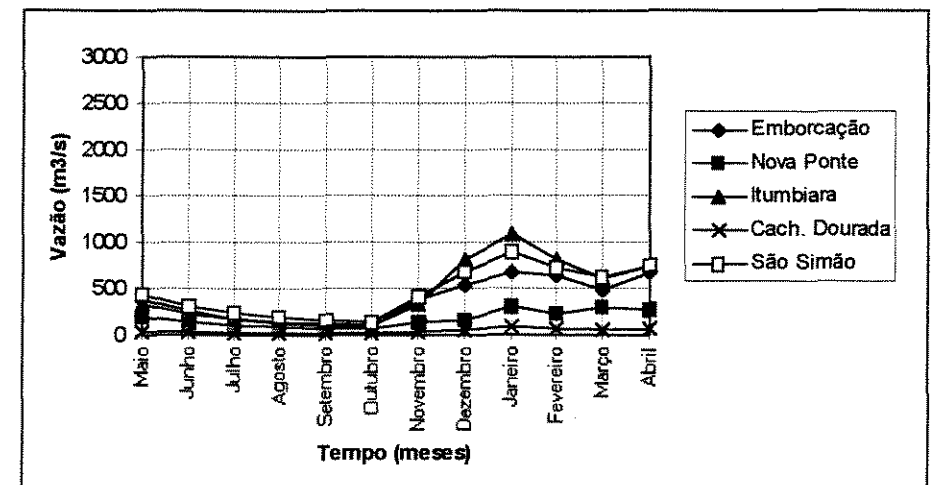


FIGURA 6.3.10 - Vazão incremental - Série 1954/1955 (seca)

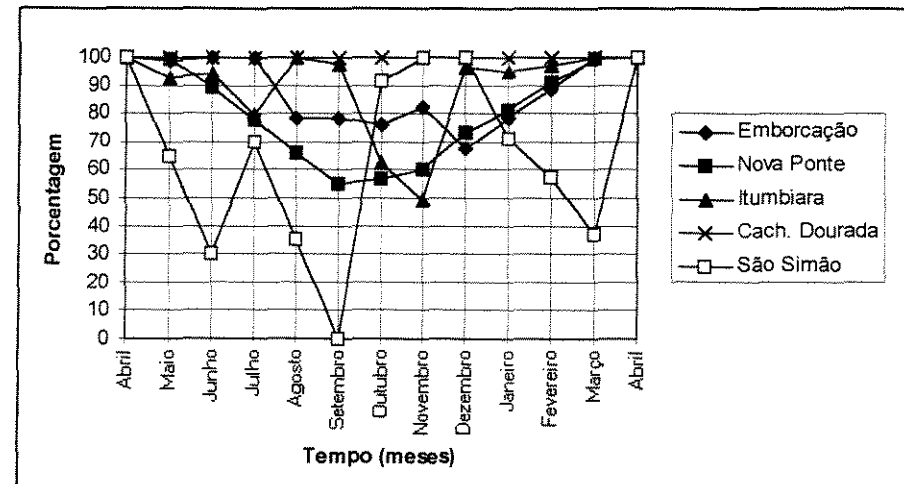


FIGURA 6.3.11 - Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1971/1972 (seca)

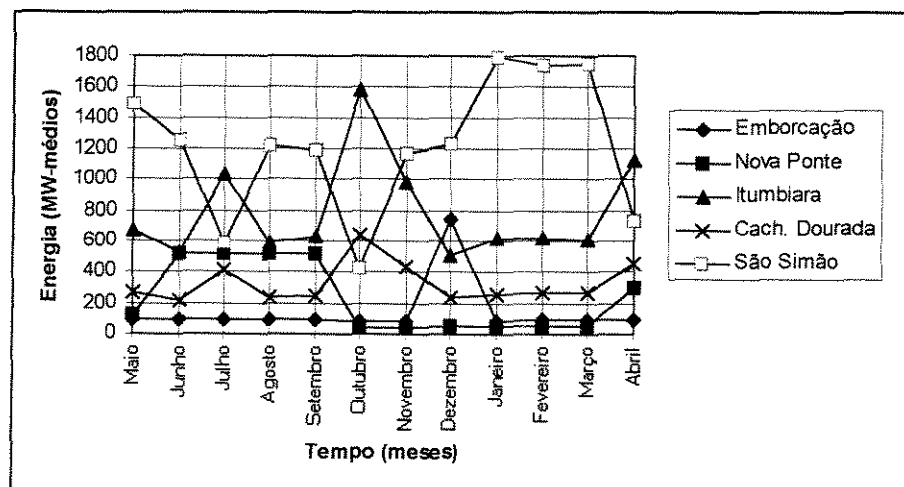
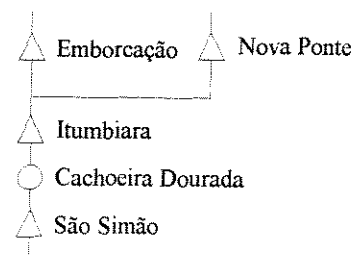


FIGURA 6.3.12 - Energia gerada - Série 1971/1972 (seca)



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Emborcação	12521	1192
Nova Ponte	10375	510
Itumbiara	12454	2280
Cachoeira Dourada	0	638
São Simão	5540	1680

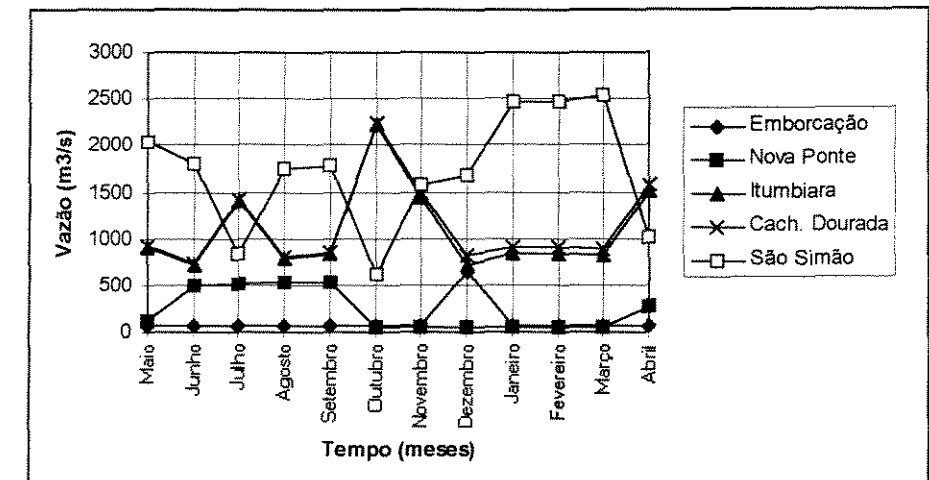


FIGURA 6.3.13 - Vazão turbinada - Série 1971/1972 (seca)

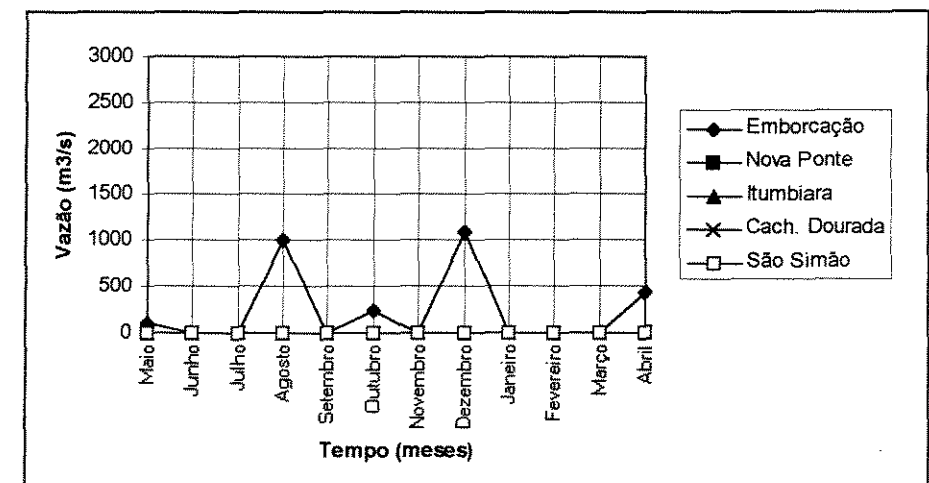


FIGURA 6.3.14 - Vazão vertida - Série 1971/1972 (seca)

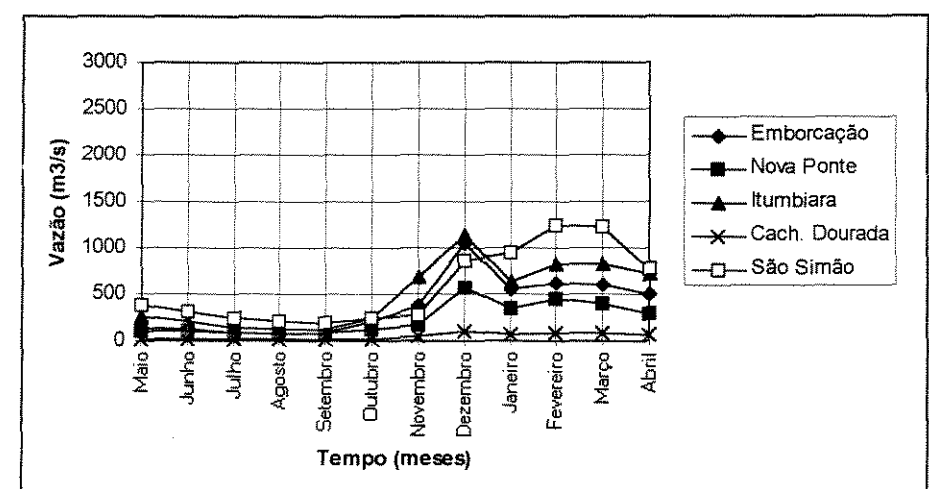


FIGURA 6.3.15 - Vazão incremental - Série 1971/1972 (seca)

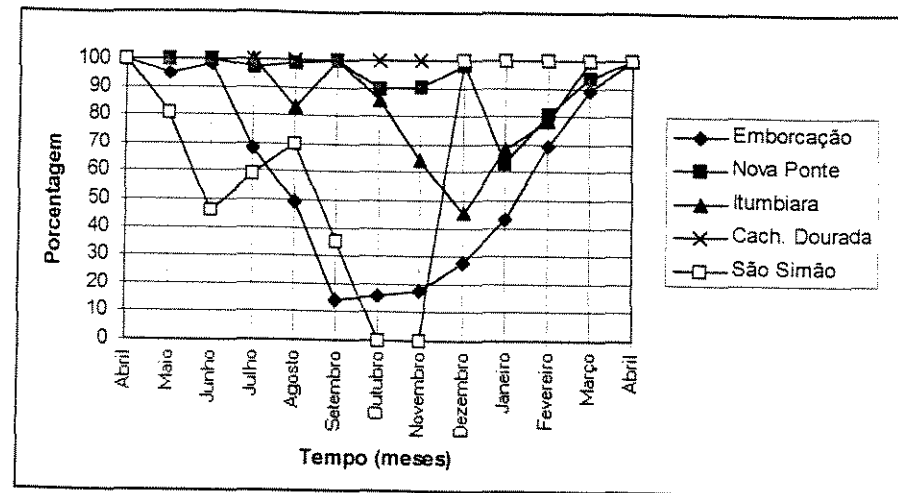


FIGURA 6.3.16 - Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1948/1949 (média)

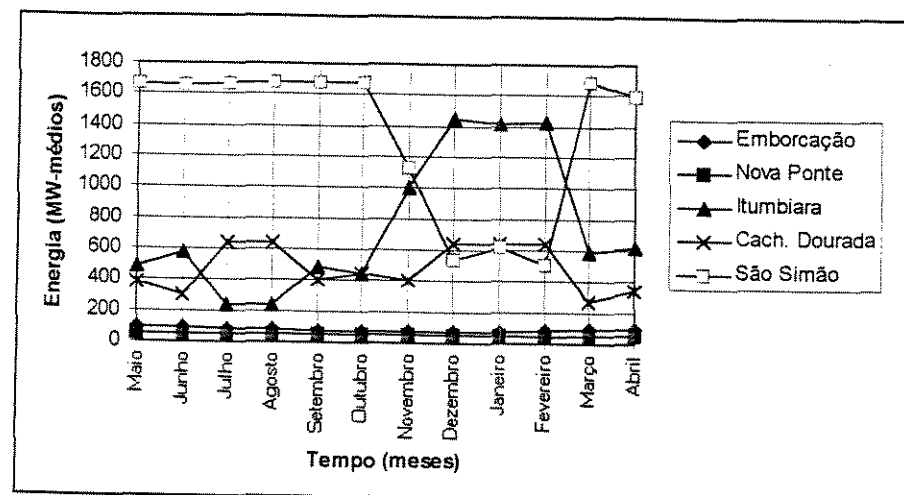


FIGURA 6.3.17 - Energia gerada - Série 1948/1949 (média)

Emborcação
 Nova Ponte
 Itumbiara
 Cachoeira Dourada
 São Simão

Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Emborcação	12521	1192
Nova Ponte	10375	510
Itumbiara	12454	2280
Cachoeira Dourada	0	638
São Simão	5540	1680

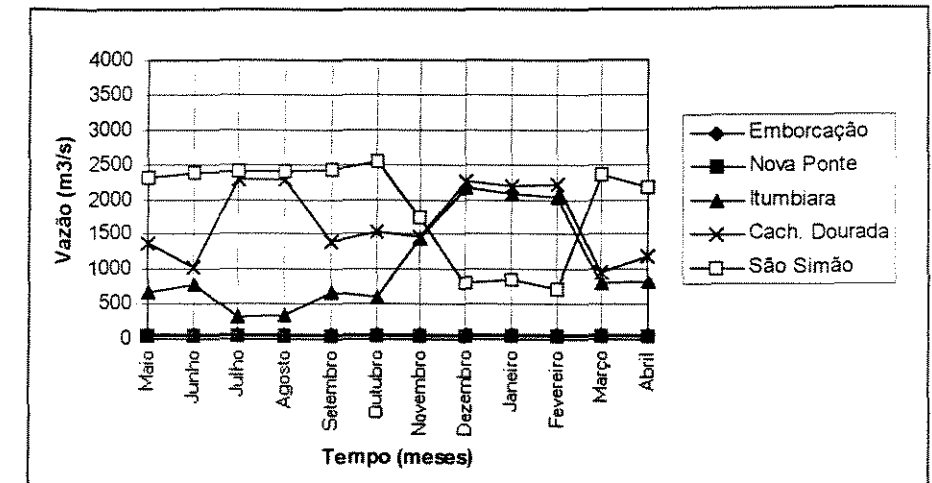


FIGURA 6.3.18 - Vazão turbinada - Série 1948/1949 (média)

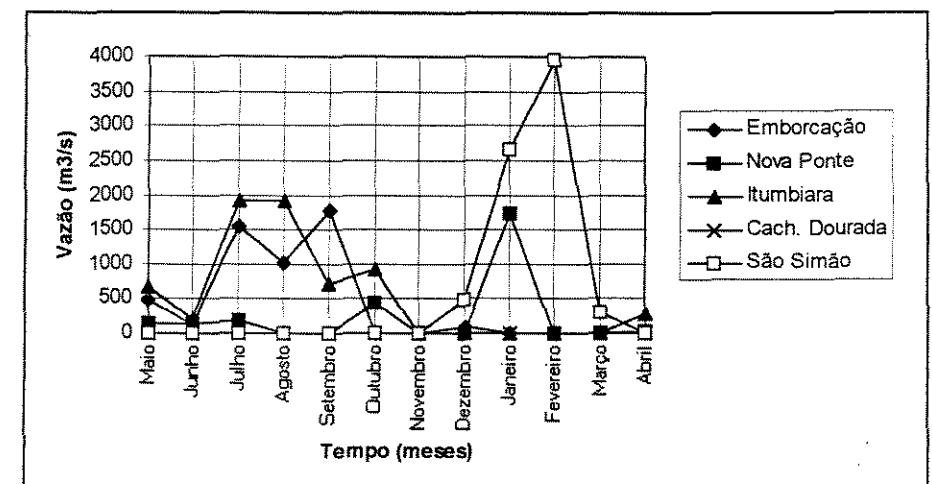


FIGURA 6.3.19 - Vazão vertida - Série 1948/1949 (média)

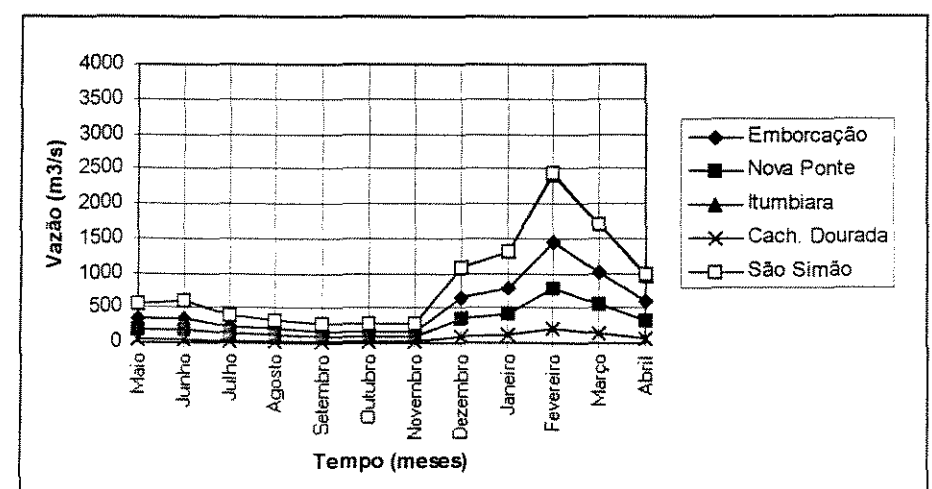


FIGURA 6.3.20 - Vazão incremental - Série 1948/1949 (média)

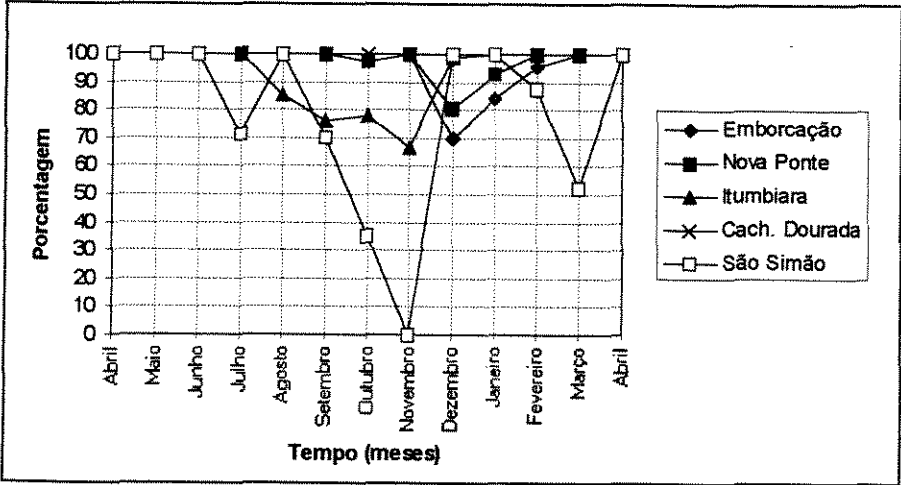


FIGURA 6.3.21 - Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1974/1975 (média)

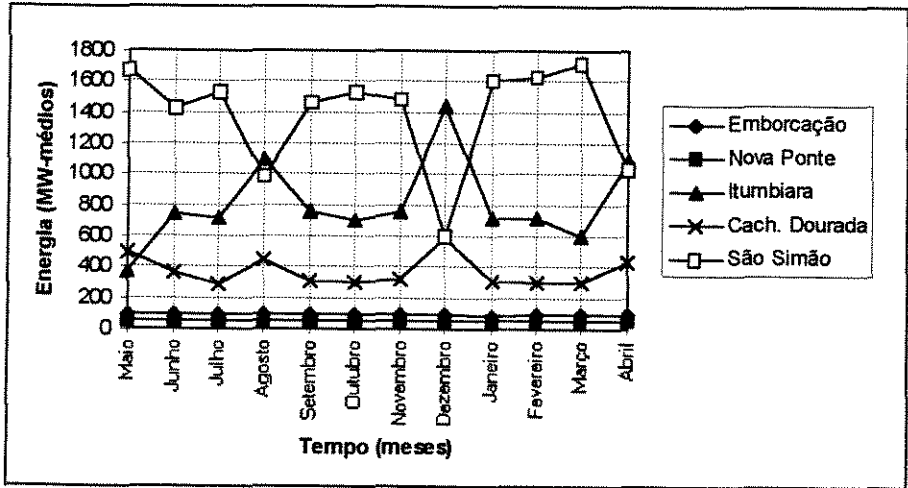
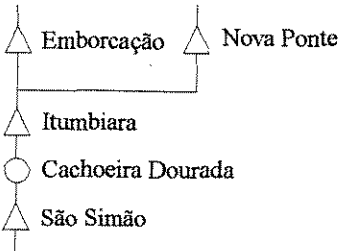


FIGURA 6.3.22 - Energia gerada - Série 1974/1975 (média)



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Emborcação	12521	1192
Nova Ponte	10375	510
Itumbiara	12454	2280
Cachoeira Dourada	0	638
São Simão	5540	1680

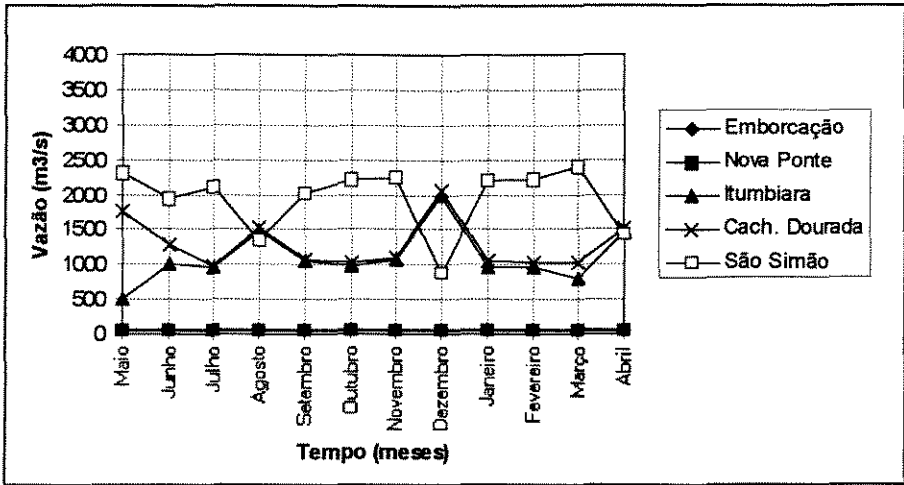


FIGURA 6.3.23 - Vazão turbinada - Série 1974/1975 (média)

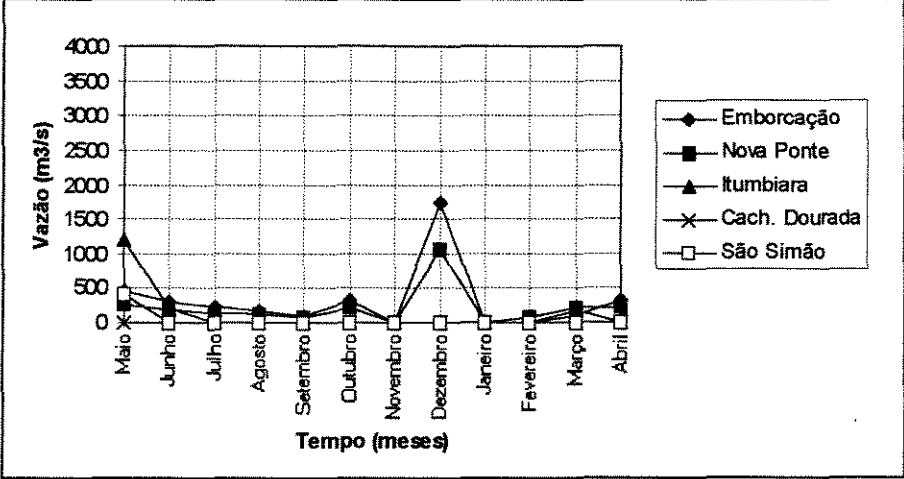


FIGURA 6.3.24 - Vazão vertida - Série 1974/1975 (média)

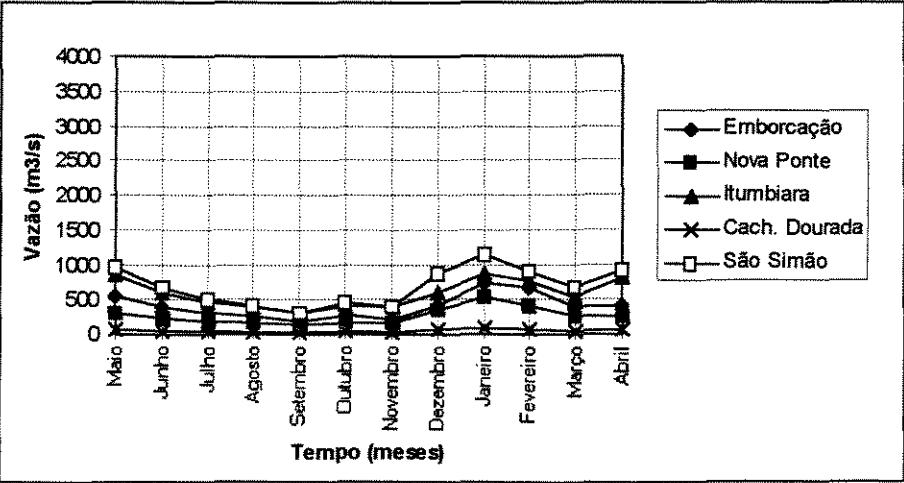


FIGURA 6.3.25 - Vazão incremental - Série 1974/1975 (média)

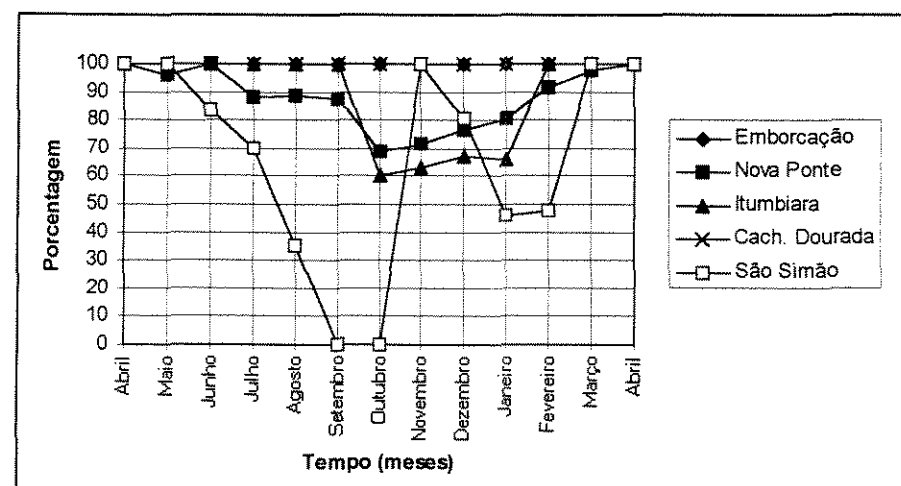


FIGURA 6.3.26 - Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1931/1932 (úmida)

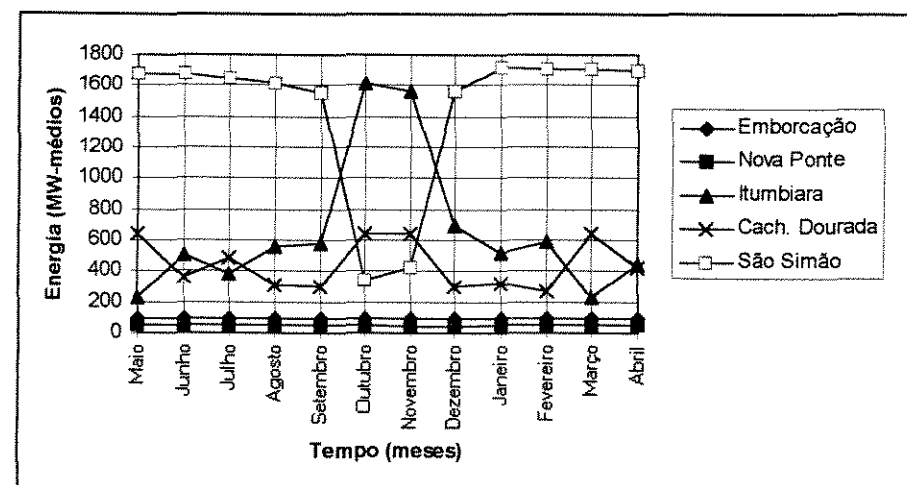
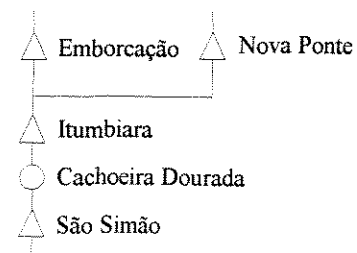


FIGURA 6.3.27 - Energia gerada - Série 1931/1932 (úmida)



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Emborcação	12521	1192
Nova Ponte	10375	510
Itumbiara	12454	2280
Cachoeira Dourada	0	638
São Simão	5540	1680

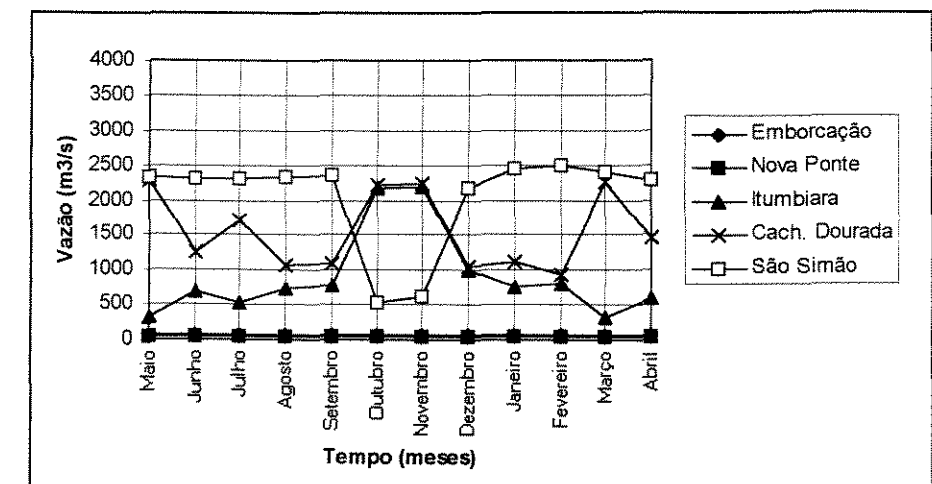


FIGURA 6.3.28 - Vazão turbinada - Série 1931/1932 (úmida)

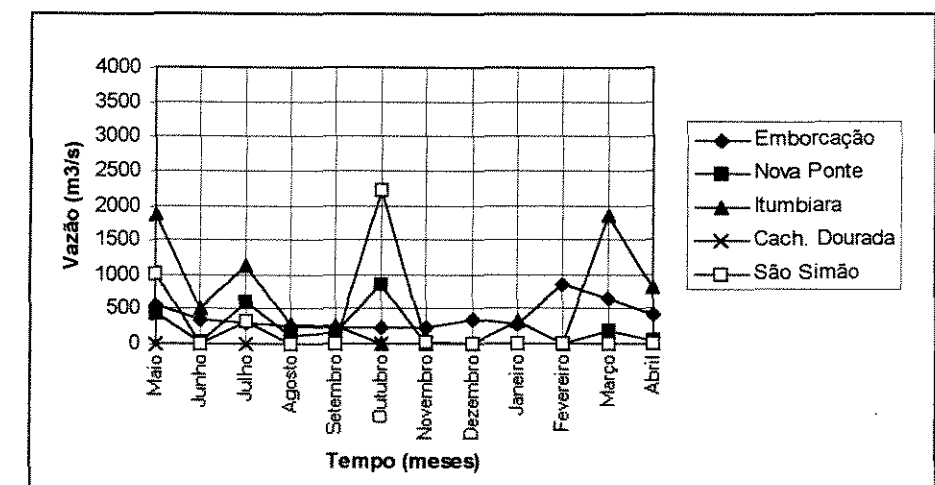


FIGURA 6.3.29 - Vazão vertida - Série 1931/1932 (úmida)

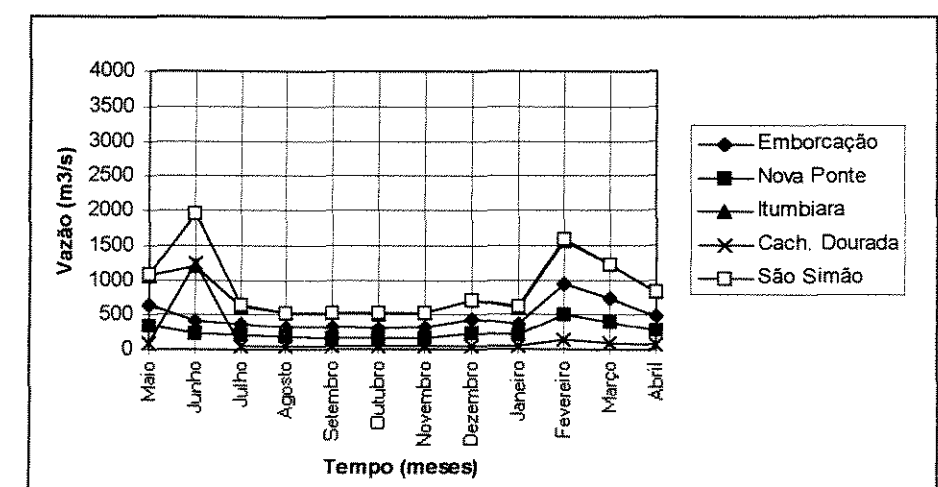


FIGURA 6.3.30 - Vazão incremental - Série 1931/1932 (úmida)

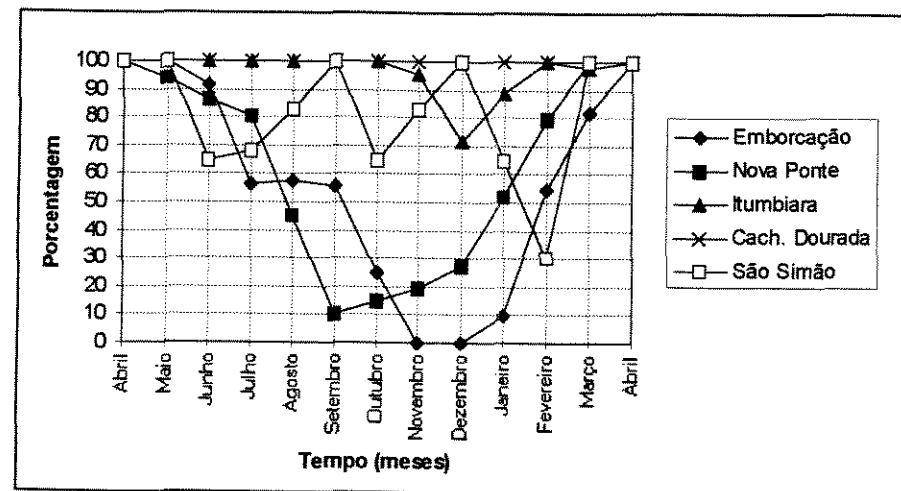


FIGURA 6.3.31 - Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1982/1983 (úmida)

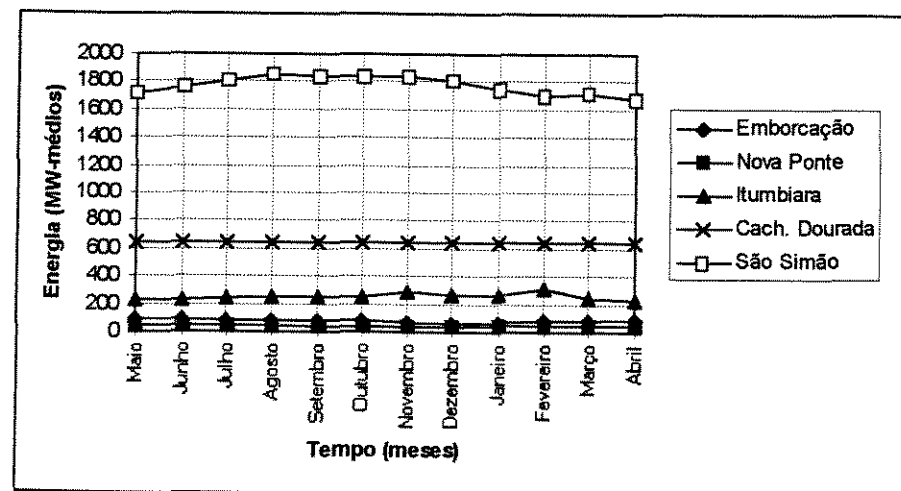
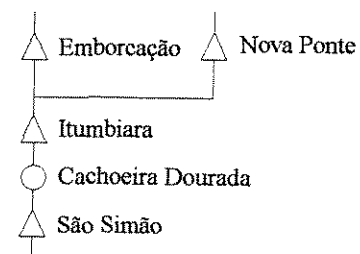


FIGURA 6.3.32 - Energia gerada - Série 1982/1983 (úmida)



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Emborcação	12521	1192
Nova Ponte	10375	510
Itumbiara	12454	2280
Cachoeira Dourada	0	638
São Simão	5540	1680

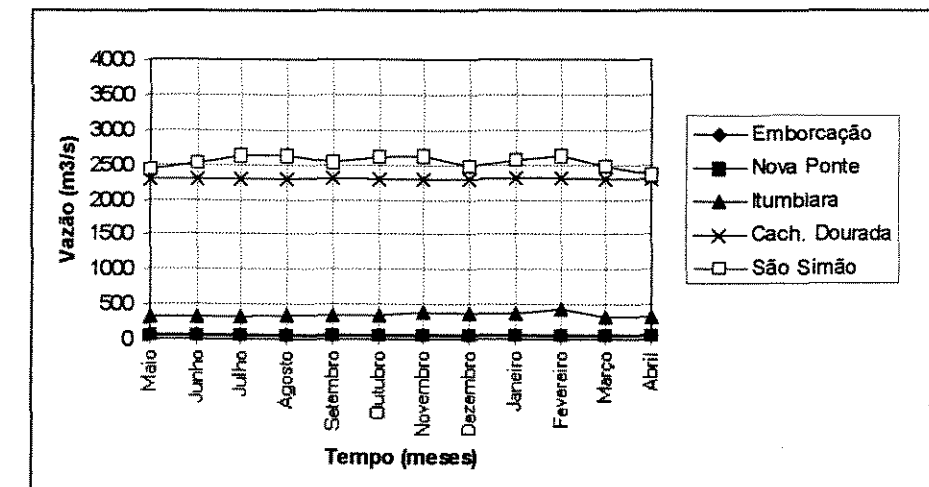


FIGURA 6.3.33 - Vazão turbinada - Série 1982/1983 (úmida)

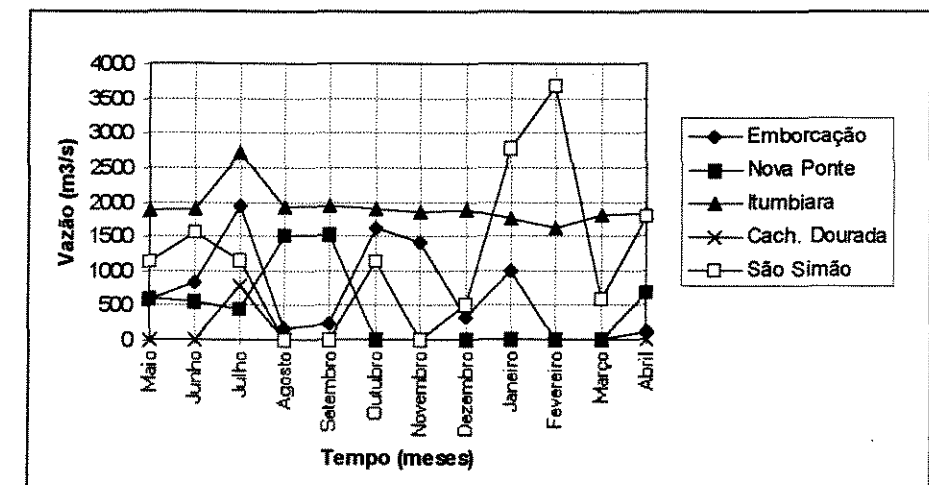


FIGURA 6.3.34 - Vazão vertida - Série 1982/1983 (úmida)

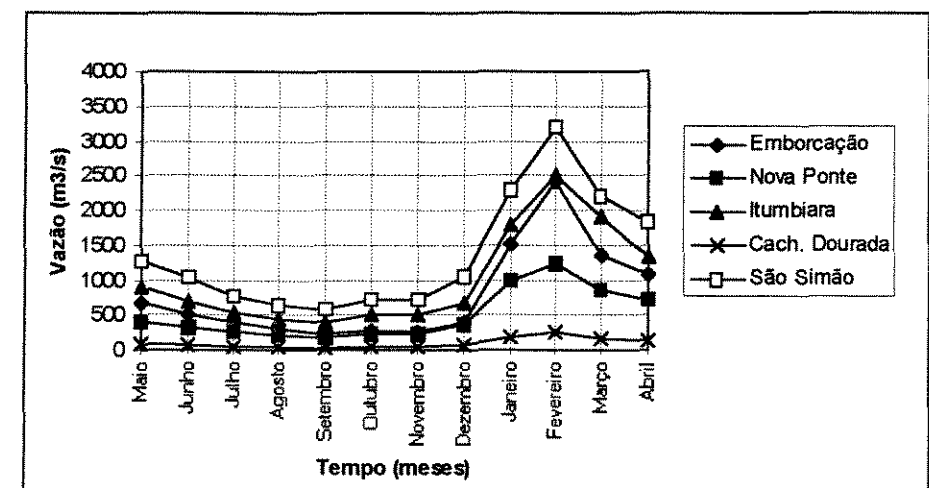


FIGURA 6.3.35 - Vazão incremental - Série 1982/1983 (úmida)

6.3 ESTUDO DAS PROPRIEDADES ÓTIMAS DO SISTEMA DO RIO GRANDE

A demanda energética adotada para os testes foi a mesma para todas as séries hidrológicas selecionadas e igual a 5100 MW-médios. Este valor foi conseguido através da máxima energia possível de ser gerada na série mais seca dentre as selecionadas. Neste sistema, assim como no sistema do Rio Paranapanema, não foi possível encontrar um valor de demanda mínima no qual o sistema puro ($\text{HYDRO}(\text{JS}, \text{JJ}) = 0$) tivesse solução viável.

O sistema do Rio Grande contém 13 aproveitamentos, dos quais 7 são aproveitamentos a fio d'água não apresentando capacidade de regularização para um intervalo de discretização mensal. Assim a decisão sobre armazenamentos fica restrita a somente 6 reservatórios.

6.3.1 Série de 1953/1954

Os maiores deplecionamentos ocorreram nos aproveitamentos de Marimbondo e Água Vermelha, Figura 6.4.1. O aproveitamento de Furnas devido à sua grande superioridade no volume útil em relação aos demais aproveitamentos tem seu uso bem regularizado durante todo o horizonte de planejamento. Uma pequena variação percentual no volume útil do aproveitamento de Furnas pode ser maior que o volume total de alguns aproveitamentos (Ex.: Camargos).

Da Figura 6.4.2, observa-se que os aproveitamentos de Furnas, Marimbondo e Água Vermelha são os maiores responsáveis pelo atendimento da demanda energética.

Nenhum aproveitamento apresentou vertimentos, pois a série é considerada seca e a demanda é razoavelmente grande para esta série (Figura 6.4.4).

6.3.2 Série de 1971/1972

Os maiores deplecionamentos ocorreram nos aproveitamentos de Marimbondo e Água Vermelha (Figura 6.4.6). Da Figura 6.4.9 observa-se a inexistência de vertimentos em todos os aproveitamentos.

Da Figura 6.4.7 observa-se uma maior regularidade quando comparamos com a série de 1953/1954; sendo os maiores responsáveis os aproveitamentos de Furnas, Água Vermelha e Marimbondo.

6.3.3 Série de 1946/1947

Esta série foi considerada como média e nela observamos da Figura 6.4.11 que foi possível atender a demanda e recuperar totalmente os volumes armazenados. Os aproveitamentos com maiores deplecionamentos são Marimbondo e Água Vermelha.

Da Figura 6.4.14 observa-se a ocorrência de vertimentos nos aproveitamentos de Furnas e Itutinga. Estes vertimentos liberam um volume para acondicionar a cheia que virá nos próximos meses, conforme pode ser visto na Figura 6.4.15.

6.3.4 Série de 1978/1979

Esta série também foi considerada média, porém não apresentou vertimentos como a série de 1946/1947 (Figura 6.4.19). Na Figura 6.4.16 observa-se que ao final do horizonte de planejamento o aproveitamento de Água Vermelha ficou vazio (volume útil igual a zero), o aproveitamento de Marimbondo passou alguns meses com volume útil igual a zero e terminou o horizonte com cerca de 26% de volume útil total armazenado.

Quanto à geração de energia, os aproveitamentos de Marimbondo, Água Vermelha e Furnas são os maiores responsáveis pelo atendimento da carga, como nas demais séries estudadas.

6.3.5 Série de 1965/1966

Esta série é considerada úmida e é possível observar da Figura 6.4.21 que todos os aproveitamentos conseguem recuperar, ao final do horizonte de planejamento, volumes úteis iguais a 100%.

Da Figura 6.4.24 observa-se a ocorrência de vertimentos nos aproveitamentos de Furnas, Estreito, M. Moraes, Volta Grande, Água Vermelha e Jaguará.

A afluência natural ao aproveitamento de Furnas é significativamente maior que a dos demais aproveitamentos (Figura 6.4.25), pois sua bacia de contribuição é proporcionalmente maior.

6.3.5 Série de 1982/1983

Esta série também é tida como úmida, uma vez que ela atende à demanda energética, chegando ao final do horizonte de planejamento com volume úteis dos aproveitamentos iguais a 100% (Figura 6.4.26).

Da Figura 6.4.29 observa-se que todos os aproveitamentos apresentam vertimentos em pelo menos algum dos intervalos.

Devido à grande disponibilidade de água, observa-se patamares melhores definidos na geração (Figura 6.4.27), com Marimbondo e Água Vermelha respondendo pela maior parcela.

6.3.7 Aspectos gerais e propriedades ótimas do sistema do rio Grande

Para as séries mais úmidas, observa-se uma maior variação nos volumes úteis armazenados, pois o modelo tem o conhecimento da futura disponibilidade de água e faz os vertimentos de maneira a minimizá-los.

Assim como nos outros dois sistemas, quanto à energia gerada ou mesmo vazão turbinada em cada usina verifica-se que quanto maior a disponibilidade de

recursos hídricos, séries mais úmidas, ocorre uma distribuição mais uniforme dos patamares de produção de energia e vazões turbinadas.

Quanto ao tamanho dos reservatórios fica evidente a superioridade de Furnas, de maneira que uma pequena variação em seu volume é capaz de afetar todo o sistema. De fato, sua capacidade de armazenamento chega a ser 10 vezes a de outros aproveitamentos do sistema. Assim, não se verificam oscilações bruscas no volume útil armazenado em Furnas. Como acontece no exemplo hipotético do capítulo 5, é possível observar uma grande utilização nos reservatórios de jusante (Marimbondo e Água Vermelha), principalmente nas séries mais secas, pois estes aproveitamentos recebem grandes afluições e estão sujeitos às liberações do grande reservatório de Furnas.

No processamento das séries no modelo os reservatórios de Caconde, Euclides da Cunha e Armando Sales Oliveira estiveram presentes, porém como se tratam de pequenos aproveitamentos quando comparados com os demais, não foram representados nos gráficos.

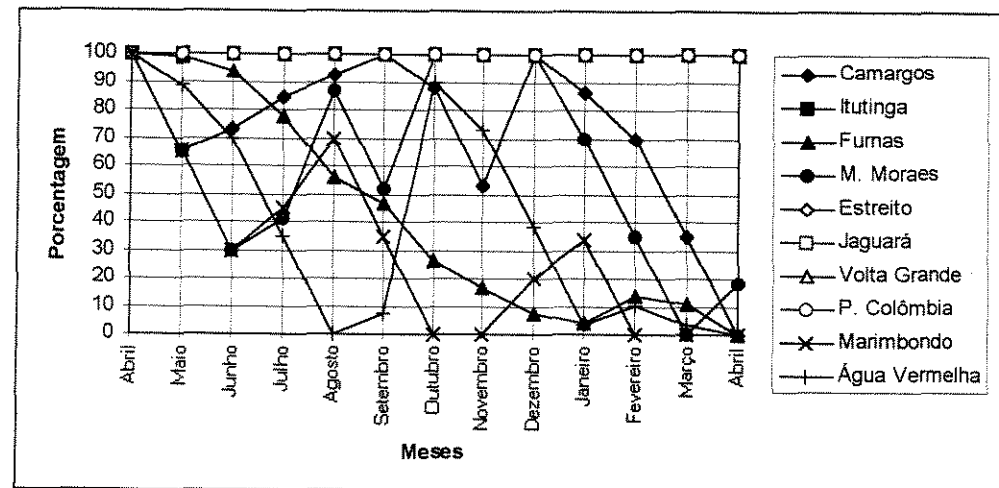


FIGURA 6.4.1 - Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1953/1954 (seca)

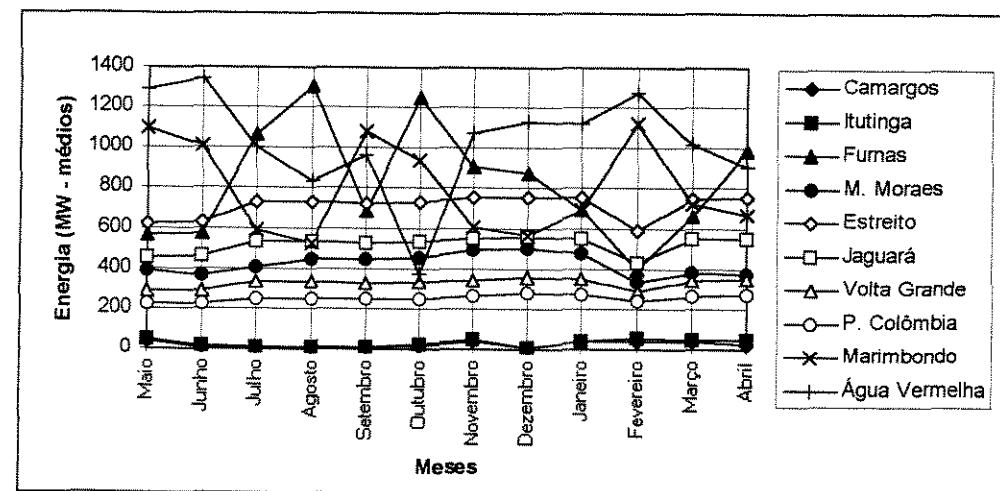
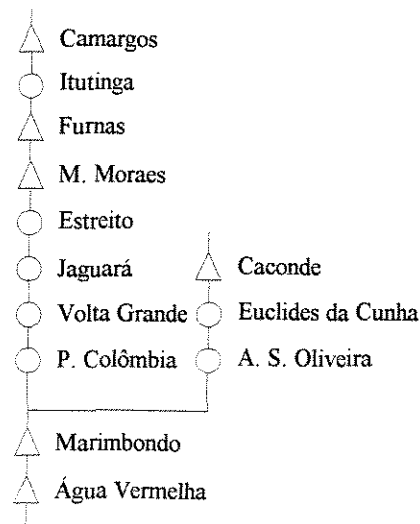


FIGURA 6.4.2 - Energia gerada - Série 1953/1954 (seca)



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Camargos	672	48
Itutinga	0	54
Furnas	17217	1312
M. Moraes	2500	478
Estreito	0	1104
Jaguará	0	616
Volta Grande	0	380
P. Colômbia	0	328
Caconde	504	80
Euclides da Cunha	0	108
A. S. Oliveira	0	32
Marimbondo	5260	1488
Água Vermelha	5169	1380

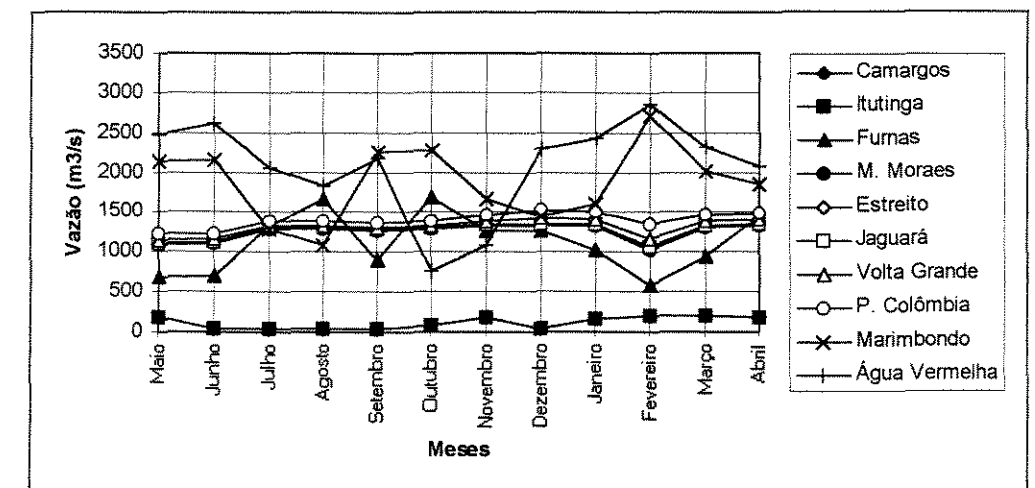


FIGURA 6.4.3 - Vazão turbinada - Série 1953/1954 (seca)

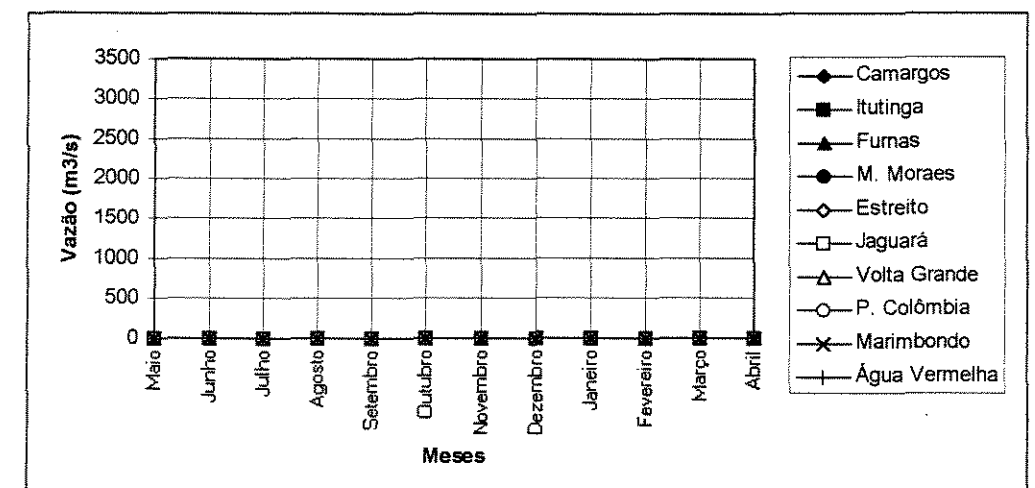


FIGURA 6.4.4 - Vazão vertida - Série 1953/1954 (seca)

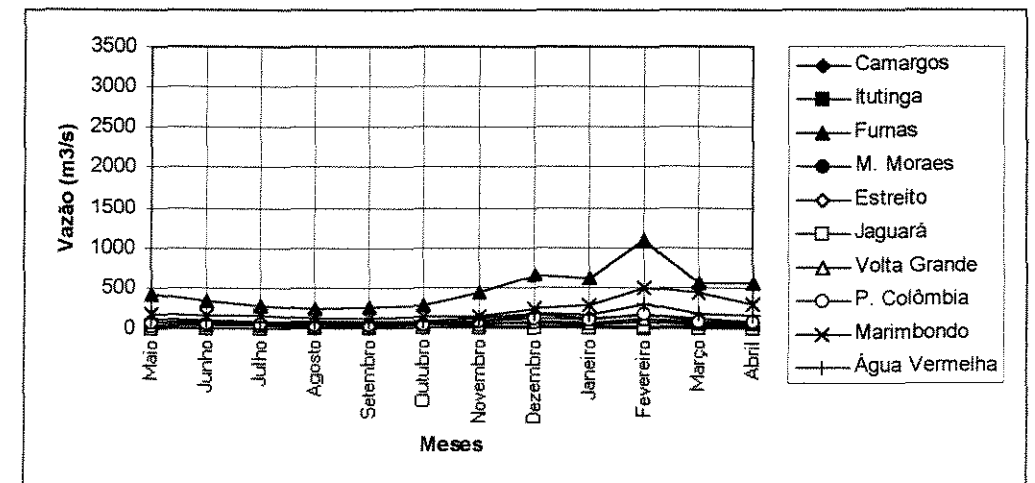


FIGURA 6.4.5 - Vazão incremental - Série 1953/1954 (seca)

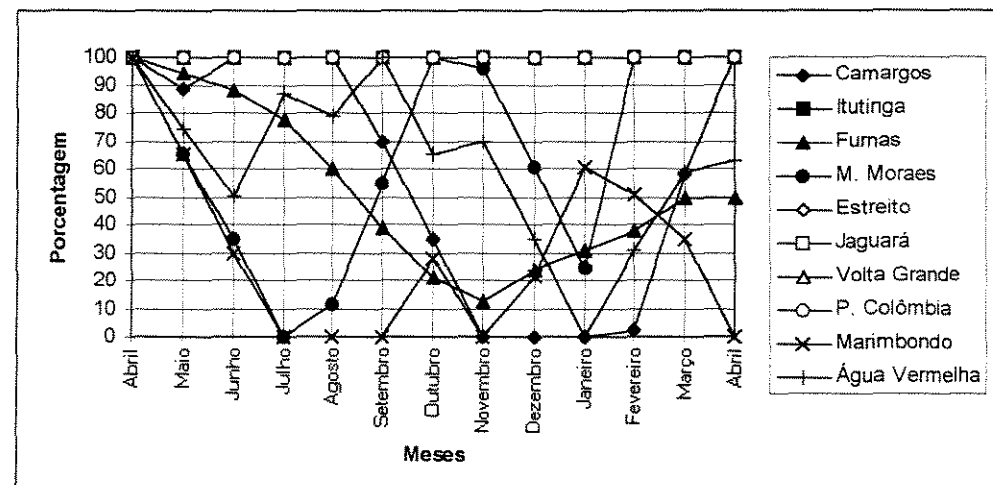


FIGURA 6.4.6 - Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1971/1972 (seca)

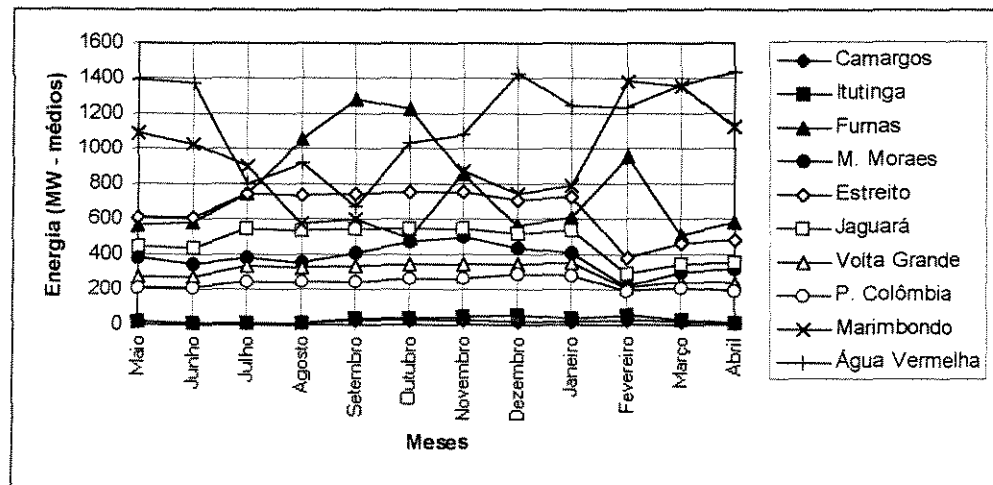
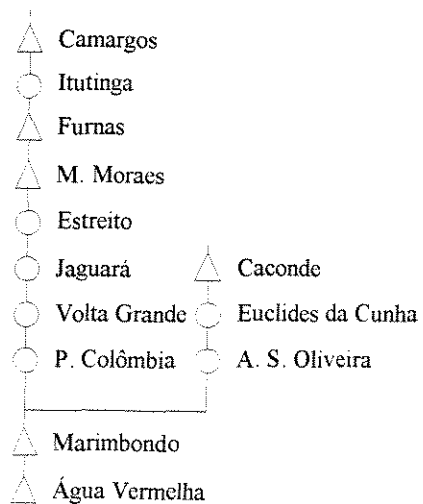


FIGURA 6.4.7 - Energia gerada - Série 1971/1972 (seca)



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Camargos	672	48
Itutinga	0	54
Furnas	17217	1312
M. Moraes	2500	478
Estreito	0	1104
Jaguará	0	616
Volta Grande	0	380
P. Colômbia	0	328
Caconde	504	80
Euclides da Cunha	0	108
A. S. Oliveira	0	32
Marimbondo	5260	1488
Água Vermelha	5169	1380

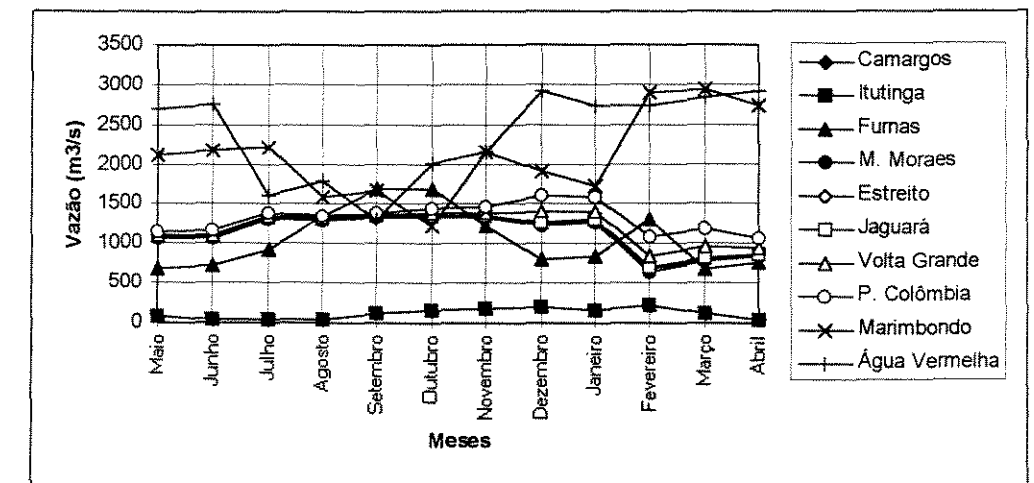


FIGURA 6.4.8 - Vazão turbinada - Série 1971/1972 (seca)

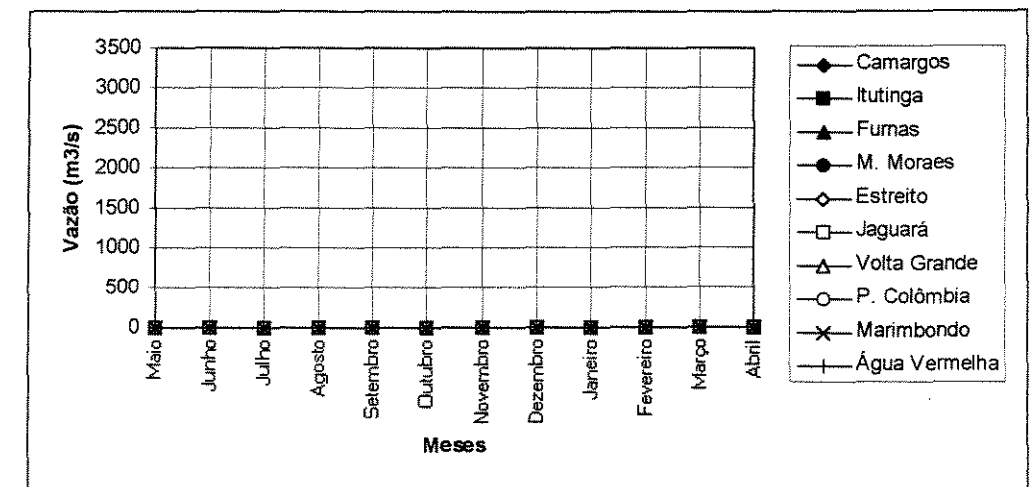


FIGURA 6.4.9 - Vazão vertida - Série 1971/1972 (seca)

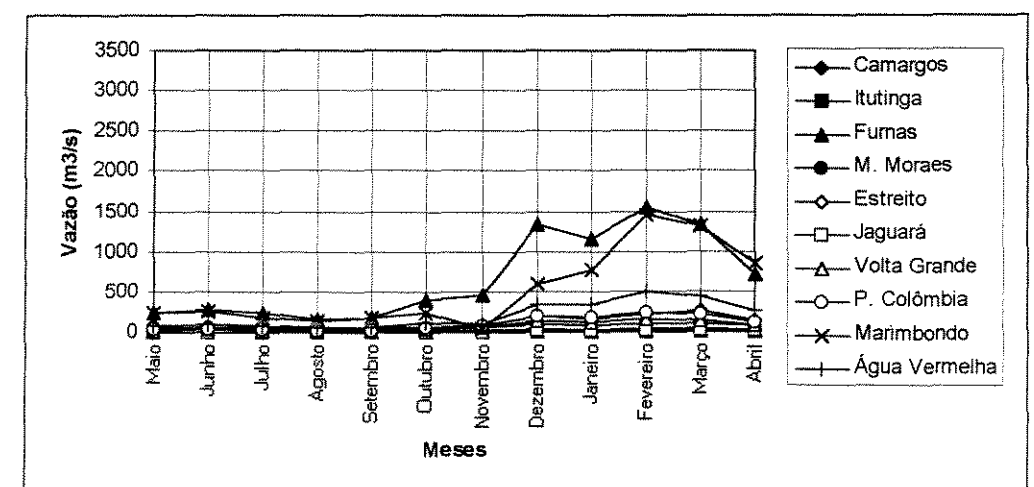


FIGURA 6.4.10 - Vazão incremental - Série 1971/1972 (seca)

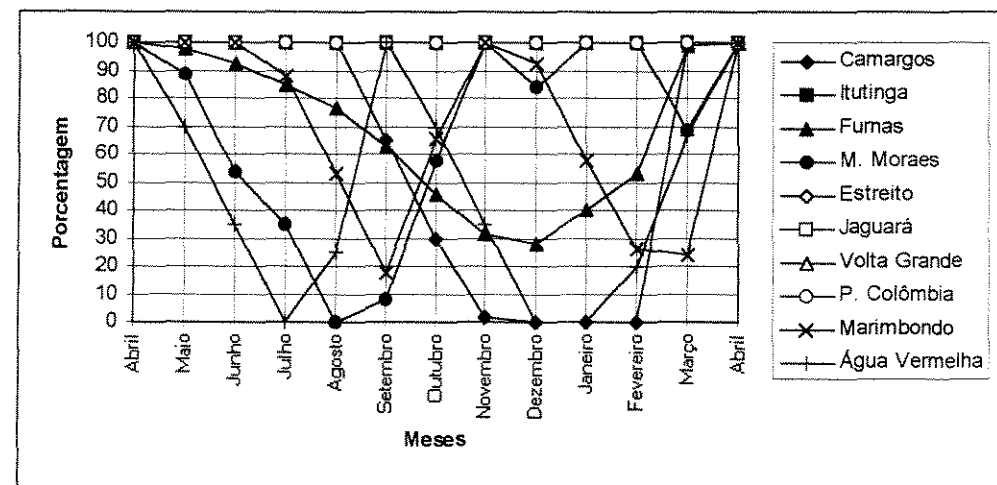


FIGURA 6.4.11- Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1946/1947 (média)

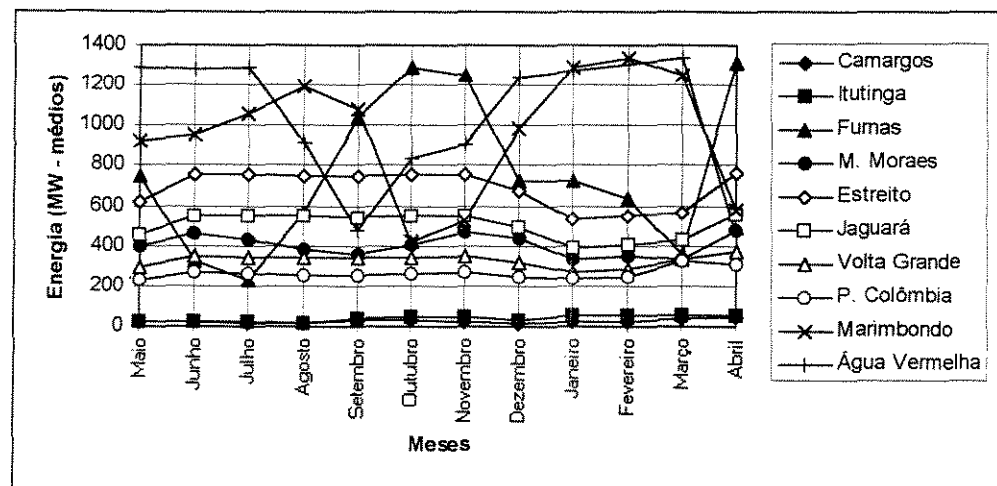
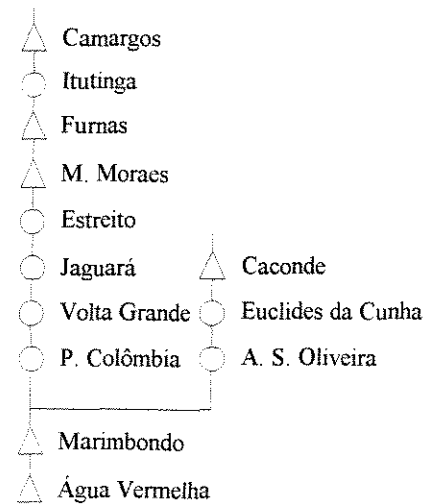


FIGURA 6.4.12- Energia gerada - Série 1946/1947 (média)



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Camargos	672	48
Itutinga	0	54
Fumas	17217	1312
M. Moraes	2500	478
Estreito	0	1104
Jaguará	0	616
Volta Grande	0	380
P. Colômbia	0	328
Caconde	504	80
Euclides da Cunha	0	108
A. S. Oliveira	0	32
Marimbondo	5260	1488
Água Vermelha	5169	1380

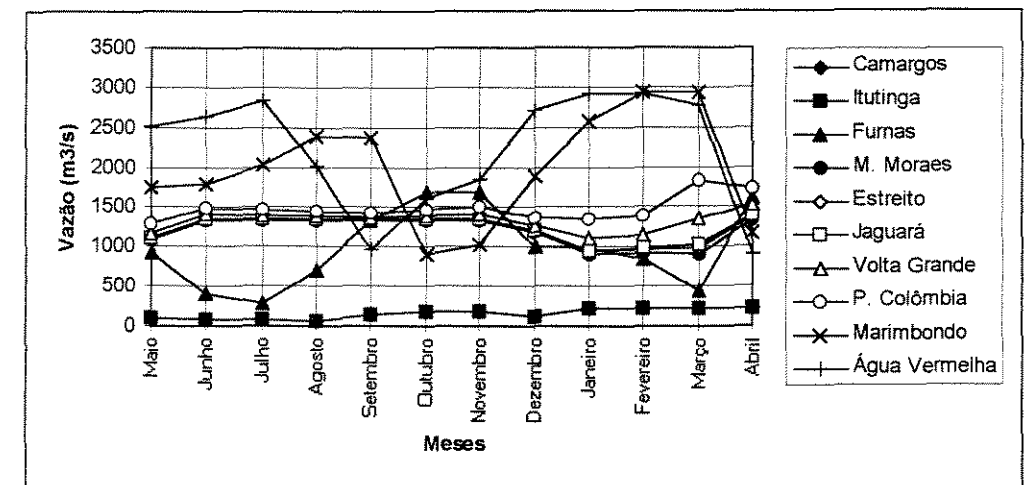


FIGURA 6.4.13 - Vazão turbinada - Série 1946/1947 (média)

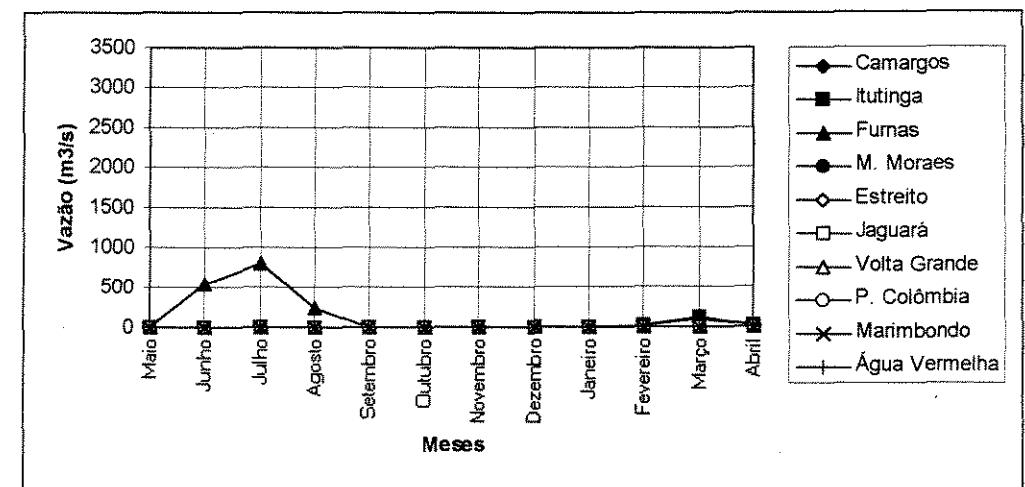


FIGURA 6.4.14- Vazão vertida - Série 1946/1947 (média)

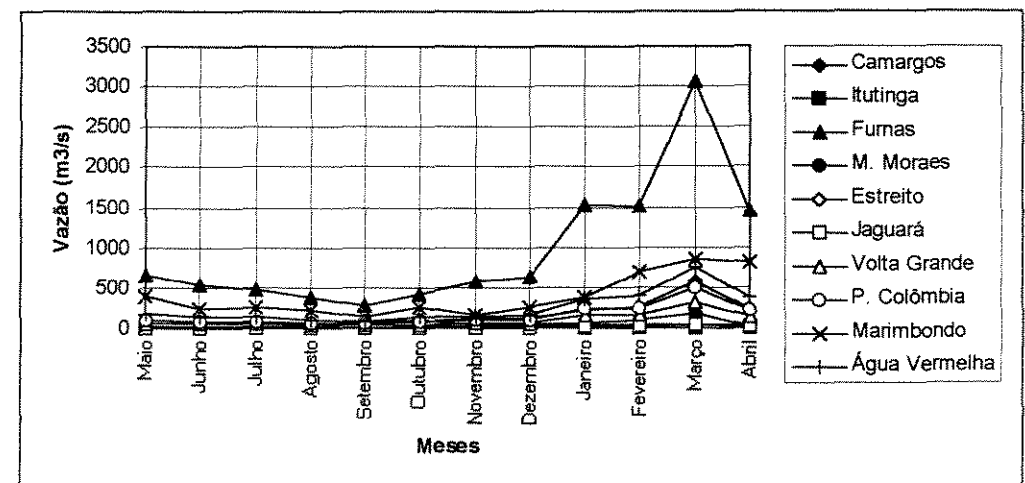


FIGURA 6.4.15 - Vazão incremental - Série 1946/1947 (média)

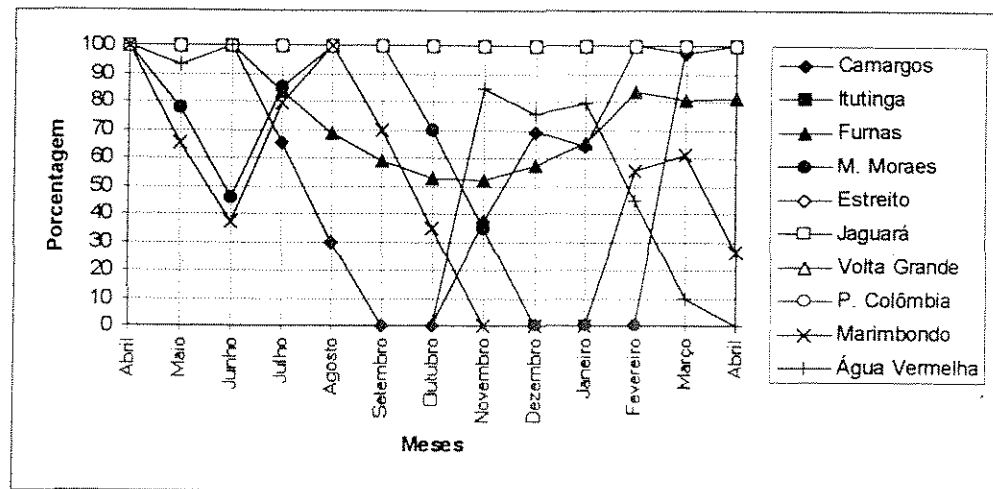


FIGURA 6.4.16- Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1978/1979 (média)

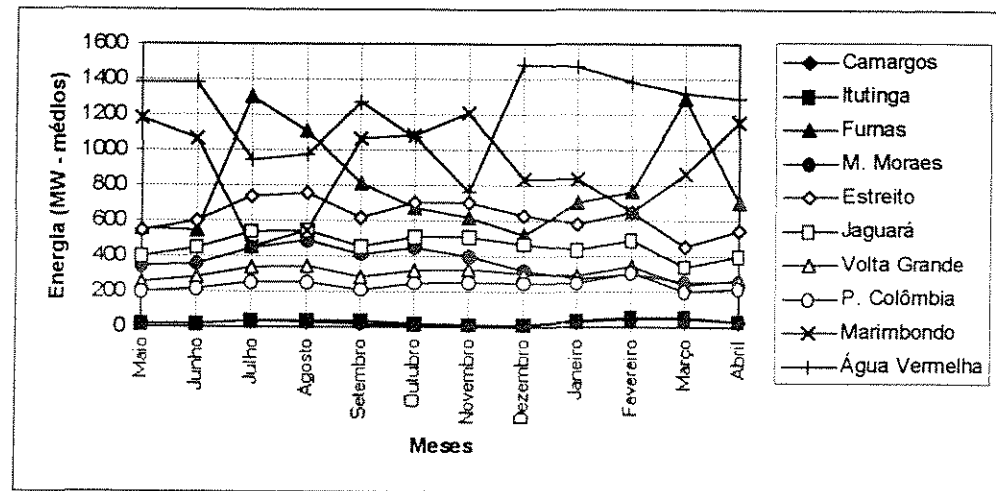
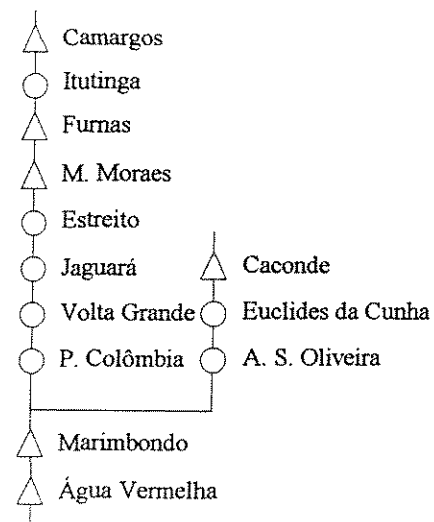


FIGURA 6.4.17- Energia gerada - Série 1978/1979 (média)



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Camargos	672	48
Itutinga	0	54
Furnas	17217	1312
M. Moraes	2500	478
Estreito	0	1104
Jaguará	0	616
Volta Grande	0	380
P. Colômbia	0	328
Caconde	504	80
Euclides da Cunha	0	108
A. S. Oliveira	0	32
Marimbondo	5260	1488
Água Vermelha	5169	1380

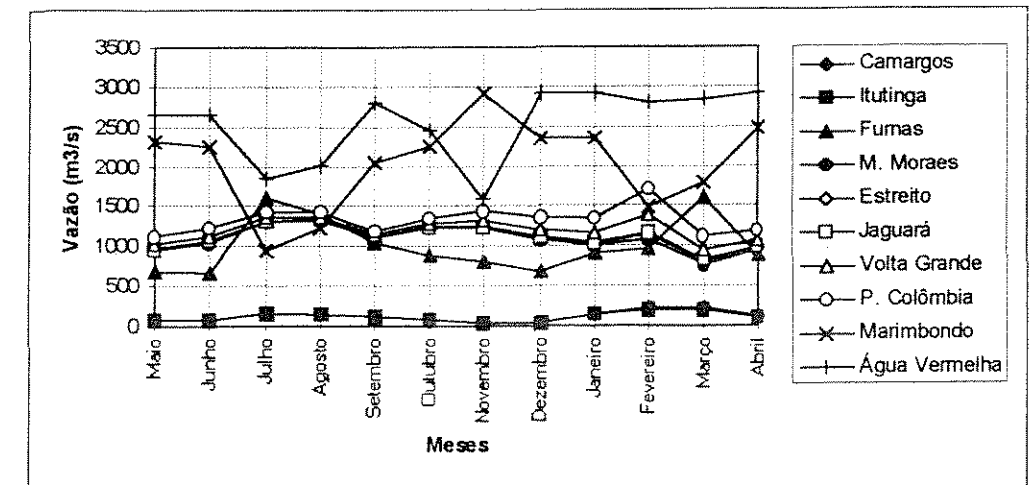


FIGURA 6.4.18 - Vazão turbinada - Série 1978/1979 (média)

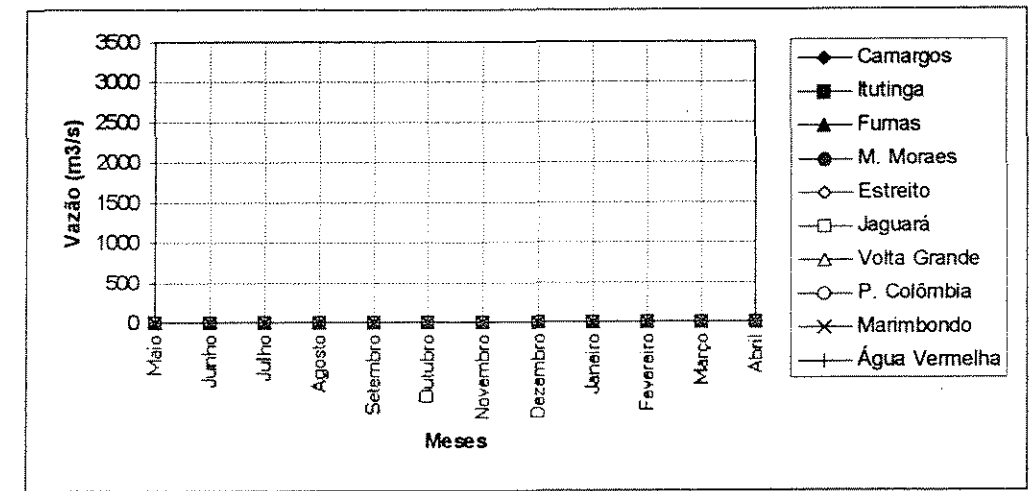


FIGURA 6.4.19 - Vazão vertida - Série 1978/1979 (média)

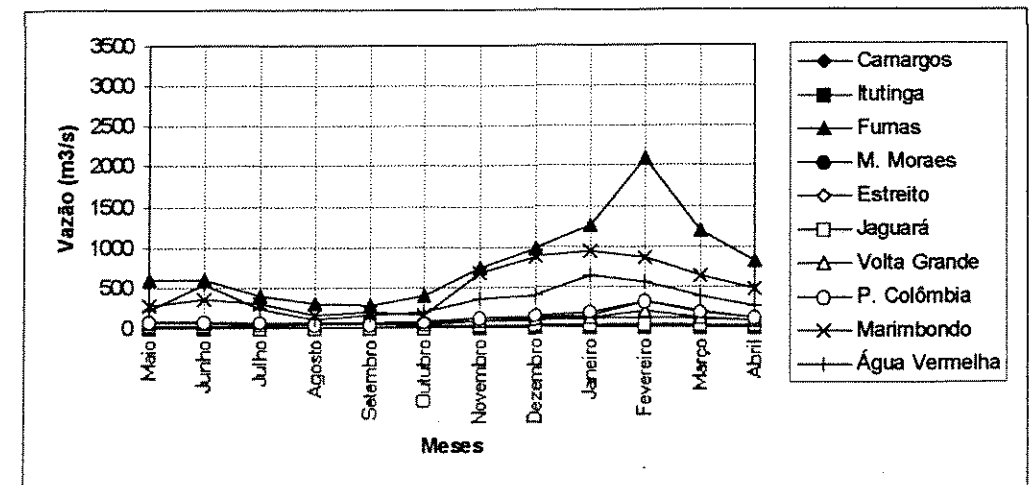


FIGURA 6.4.20- Vazão incremental - Série 1978/1979 (média)

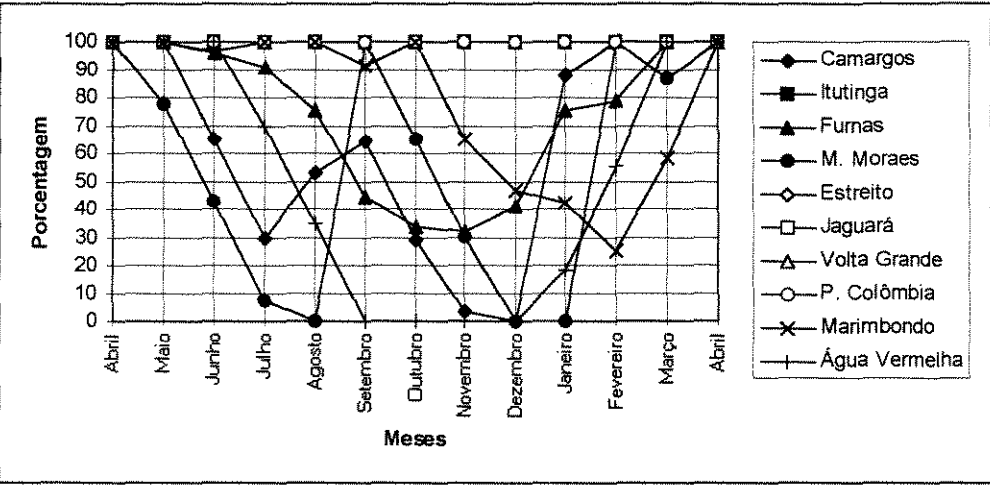


FIGURA 6.4.21- Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1965/1966 (úmida)

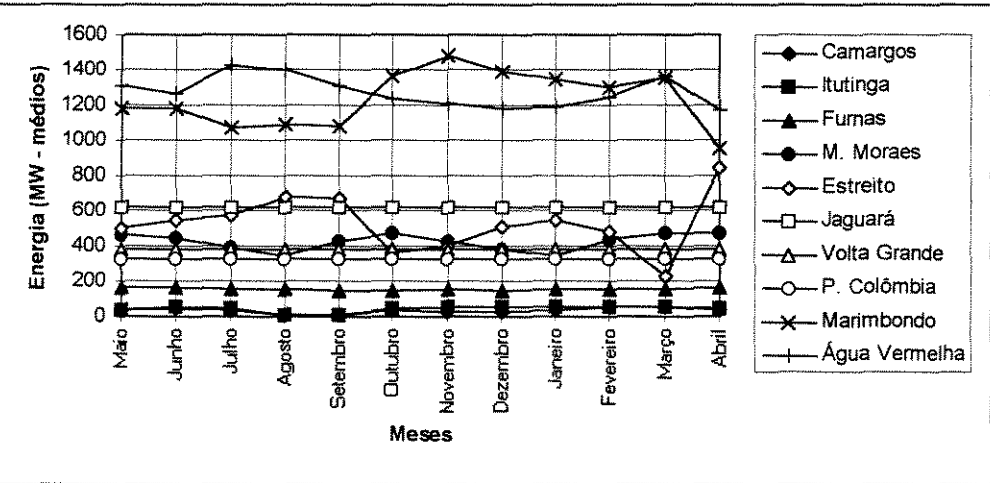
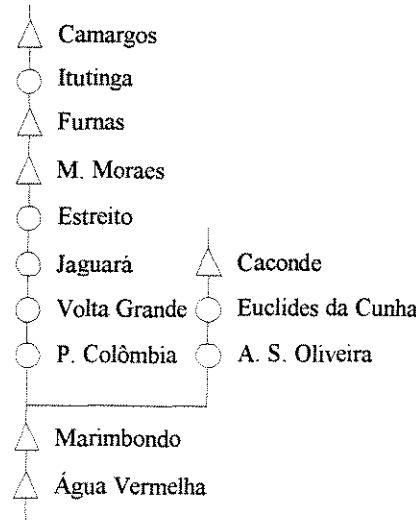


FIGURA 6.4.22- Energia gerada - Série 1965/1966 (úmida)



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Camargos	672	48
Itutinga	0	54
Furnas	17217	1312
M. Moraes	2500	478
Estreito	0	1104
Jaguará	0	616
Volta Grande	0	380
P. Colômbia	0	328
Caconde	504	80
Euclides da Cunha	0	108
A. S. Oliveira	0	32
Marimbondo	5260	1488
Água Vermelha	5169	1380

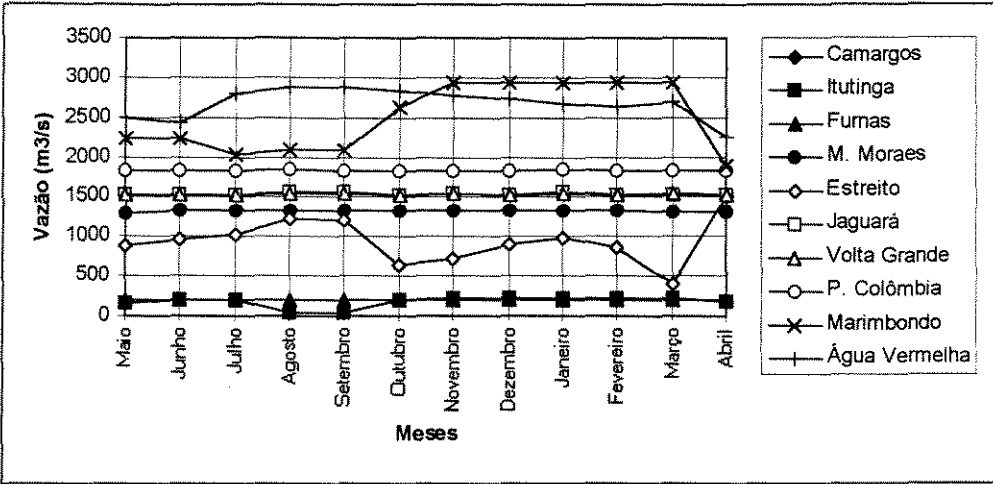


FIGURA 6.4.23 - Vazão turbinada - Série 1965/1966 (úmida)

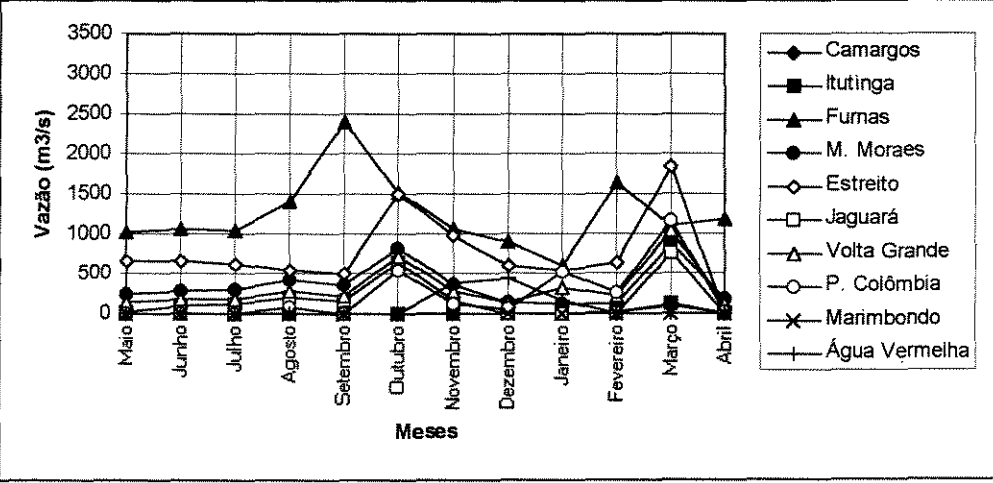


FIGURA 6.4.24 - Vazão vertida - Série 1965/1966 (úmida)

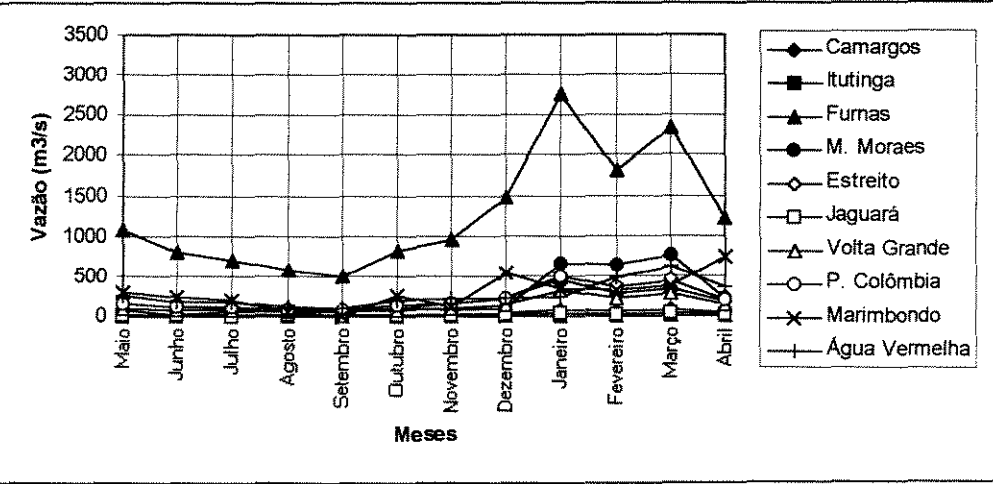


FIGURA 6.4.25- Vazão incremental - Série 1965/1966 (úmida)

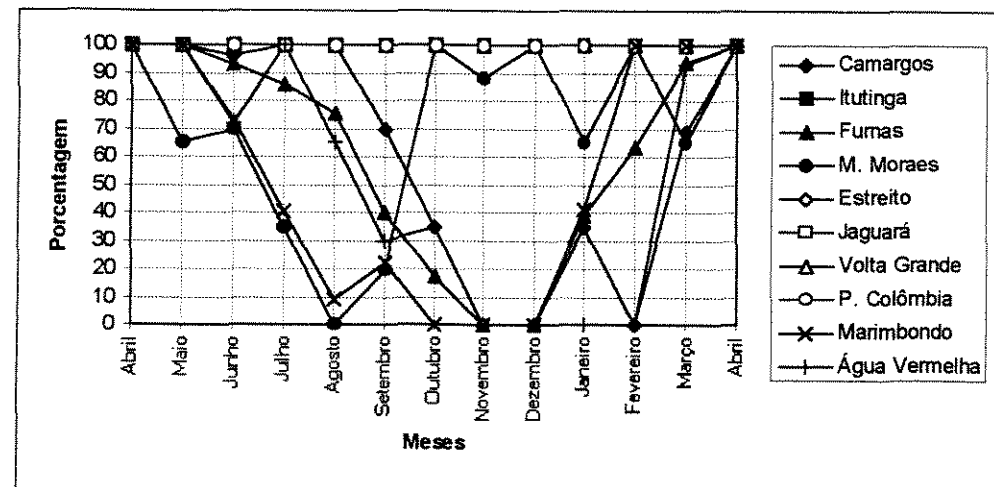


FIGURA 6.4.26- Porcentagem de volume útil armazenado - Série 1982/1983 (úmida)

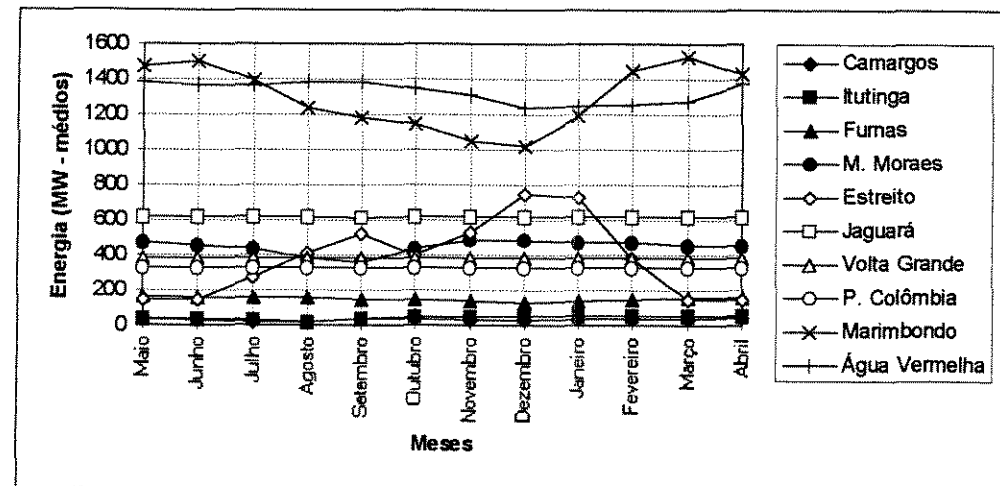
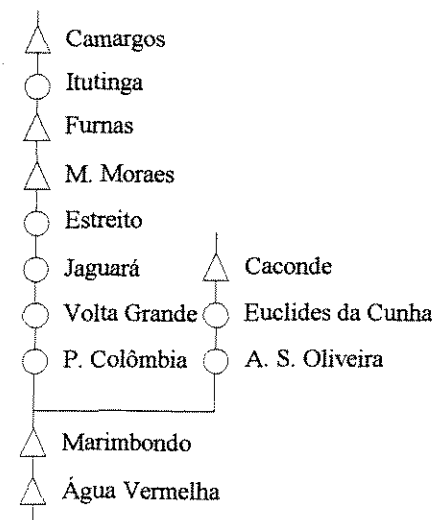


FIGURA 6.4.27- Energia gerada - Série 1982/1983 (úmida)



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Camargos	672	48
Itutinga	0	54
Furnas	17217	1312
M. Moraes	2500	478
Estreito	0	1104
Jaguará	0	616
Volta Grande	0	380
P. Colômbia	0	328
Caconde	504	80
Euclides da Cunha	0	108
A. S. Oliveira	0	32
Marimbondo	5260	1488
Água Vermelha	5169	1380

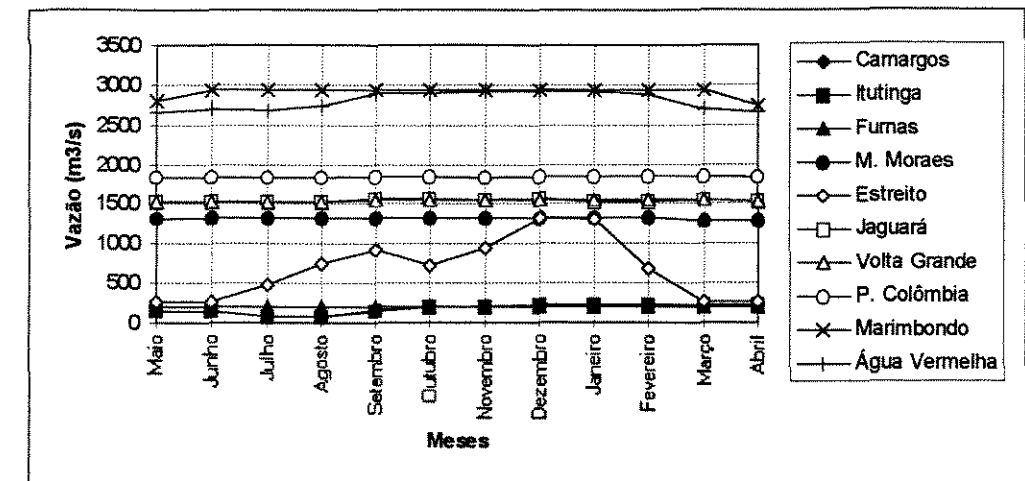


FIGURA 6.4.28 - Vazão turbinada - Série 1982/1983 (úmida)

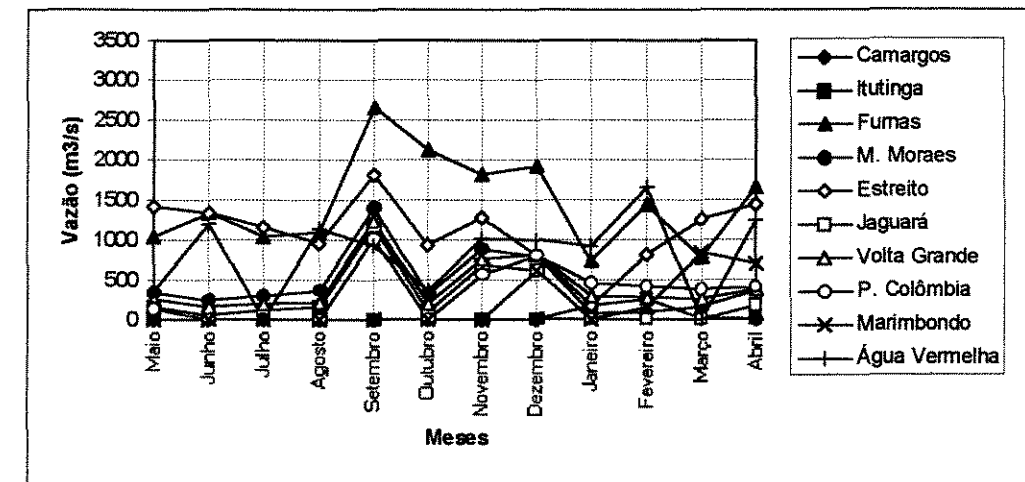


FIGURA 6.4.29 - Vazão vertida - Série 1982/1983 (úmida)

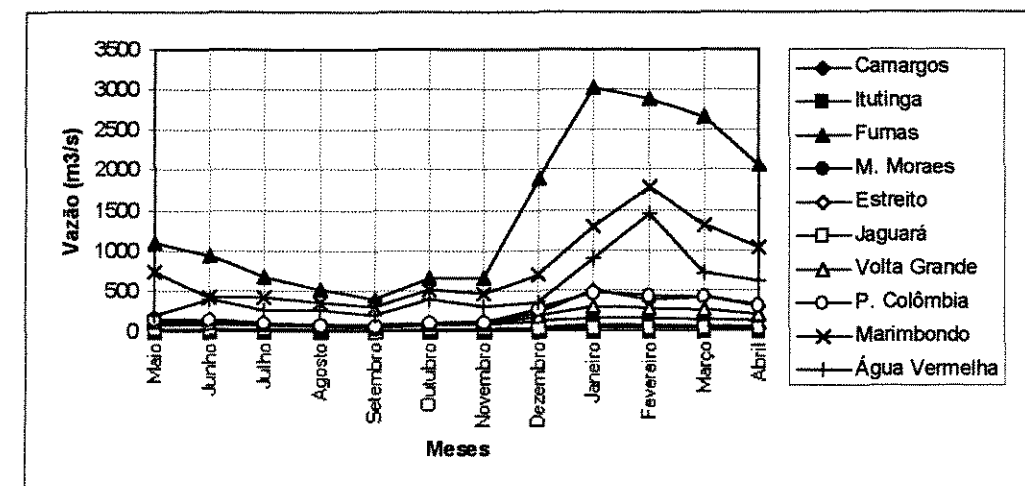


FIGURA 6.4.30- Vazão incremental - Série 1982/1983 (úmida)

6.4 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS COM O NOVO MODELO E COM O MODELO SISCOM

Para o procedimento de comparação de políticas fornecidas pelos modelos, optou-se por selecionar algumas séries dos três sistemas analisados no modelo novo e assim processá-las no modelo SISCOM, para as mesmas demandas energéticas. Na tabela 6.5 pode-se observar as séries selecionadas, bem como os valores de demandas energéticas.

Tabela - 6.5

Séries selecionadas e demandas energéticas para comparação entre os modelos

Sistema	Demanda (MW-médios)	Série seca	Série média	Série úmida
Paranapanema	1050	1934/1935	1935/1936	1982/1983
Grande	5100	1953/1954	1978/1979	1982/1983
Paranaíba	2685	1954/1955	1974/1975	1982/1983

Para que a comparação fosse efetiva, tomou-se o cuidado de calibrar ambos os modelos, com os mesmos parâmetros, as mesmas tolerâncias, a mesma função objetivo, a fim de que a diferença entre os dois modelos seja a capacidade do novo poder considerar todo o horizonte de planejamento.

6.4.1 Comparações no sistema do rio Paranapanema

6.4.1.1 Série de 1934/1935

Nesta série não foi possível fazer o procedimento de comparação, pois o modelo SISCOM não conseguiu atender a demanda energética em todos os meses do horizonte de planejamento.

6.4.1.2 Série de 1935/1936

A comparação dos resultados apresentados nas Figuras 6.2.11 e 6.5.1 revela um fator de superioridade para o modelo proposto, pois ele consegue atender à demanda e chegar ao final do horizonte com os reservatórios de Jurumirim e Xavantes a quase 100% de volume útil. Já o modelo SISCOP (Figura 6.5.1) termina o horizonte com Jurumirim a 74% e Xavantes a 56%. O modelo SISCOP faz uma política de vertimentos nos meses de outubro a janeiro, coincidindo com os meses de picos nas afluições, ao passo que o modelo proposto optou por distribuir os vertimentos ao longo do ano, diante do conhecimento prévio das afluições futuras (Figuras 6.2.14 e 6.5.4).

6.4.1.3 Série de 1982/1983

Da comparação entre os resultados oferecidos pelos dois modelos, observa-se nas figuras 6.5.6 e 6.2.26 que o modelo proposto chega a zerar alguns dos volumes úteis dos reservatórios. Esta medida tem como finalidade minimizar os vertimentos conforme função objetivo, uma vez que a série de 1982/1983 caracteriza um período muito úmido na região Sudeste Brasileira em que facilmente recupera-se a máxima capacidade de armazenamento ao final do horizonte.

Comparando-se as figuras 6.5.8 e 6.2.28 observa-se que o modelo proposto trabalha com patamares mais regulares de vazão turbinada e energia gerada por usina ao longo do horizonte, quando há disponibilidade de água. A Comparação da figura 6.5.9 (SISCOP) com a figura 6.2.29 (modelo proposto) evidencia igualdade de picos de vertimentos no mês de dezembro, porém no modelo proposto evita-se o pico de vertimento ocorrido na política fornecida pelo SISCOP no mês de julho.

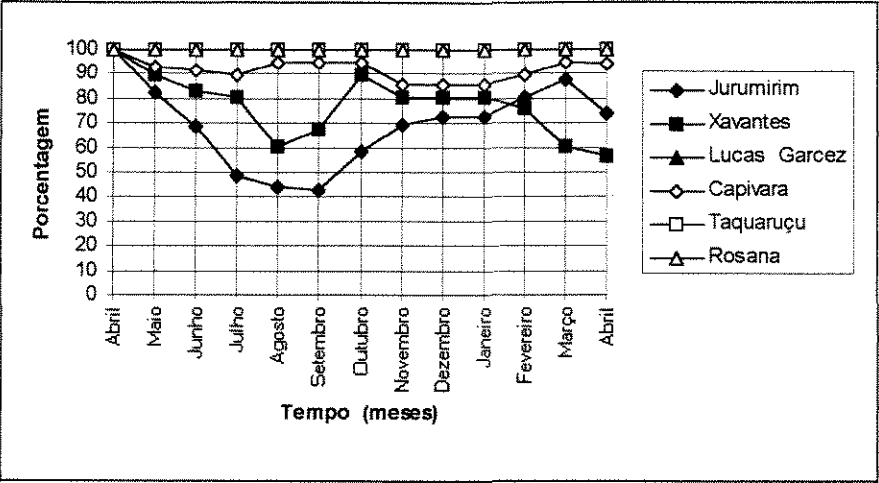


FIGURA 6.5.1 - Porcentagem de vol. útil armaz. - Série 1935/1936 (média) SISCOM

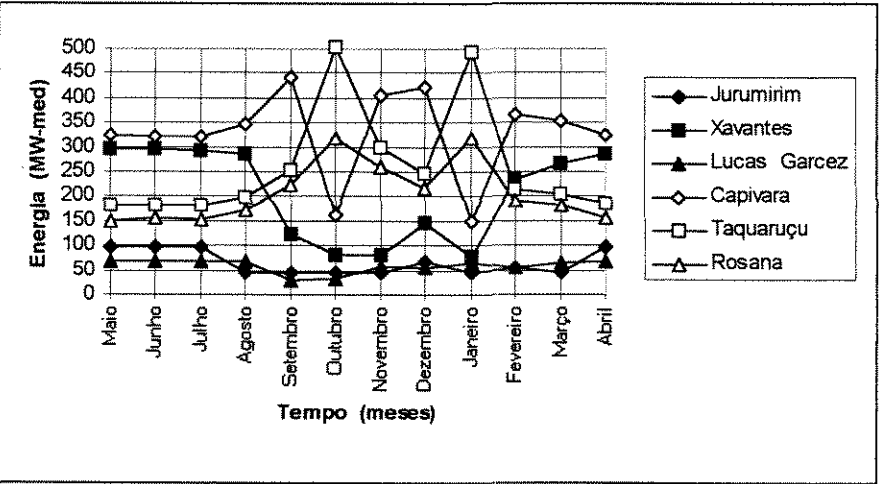


FIGURA 6.5.2 - Energia gerada - Série 1935/1936 (média) SISCOM

- ▲ Jurumirim
- ▲ Xavantes
- L. N. Garcez
- ▲ Capivara
- Taquaruçu
- Rosana

Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Jurumirim	3165	98
Xavantes	3041	414
L. N. Garcez	0	70
Capivara	5724	640
Taquaruçu	0	505
Rosana	0	320

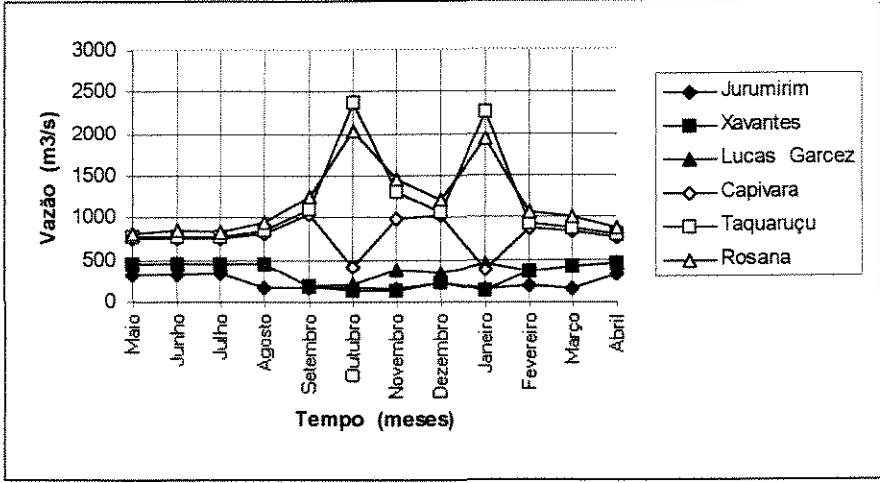


FIGURA 6.5.3 - Vazão turbinada - Série 1935/1936 (média) SISCOM

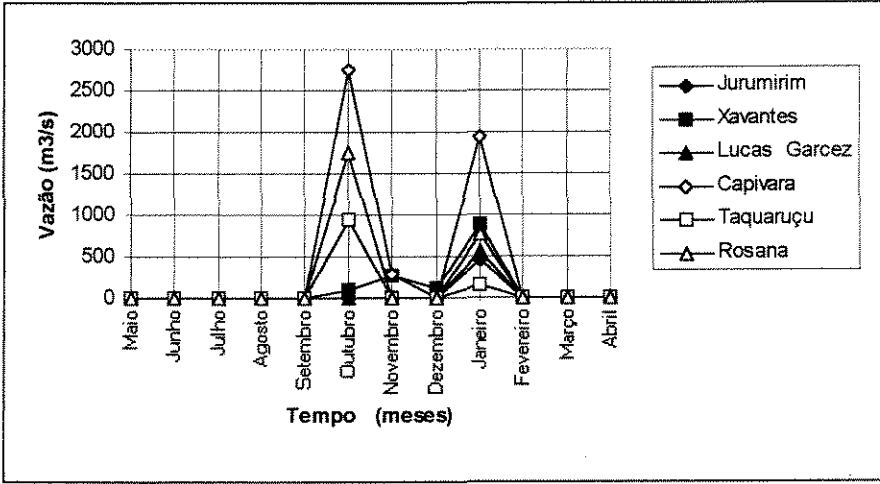


FIGURA 6.5.4 - Vazão vertida - Série 1935/1936 (média) SISCOM

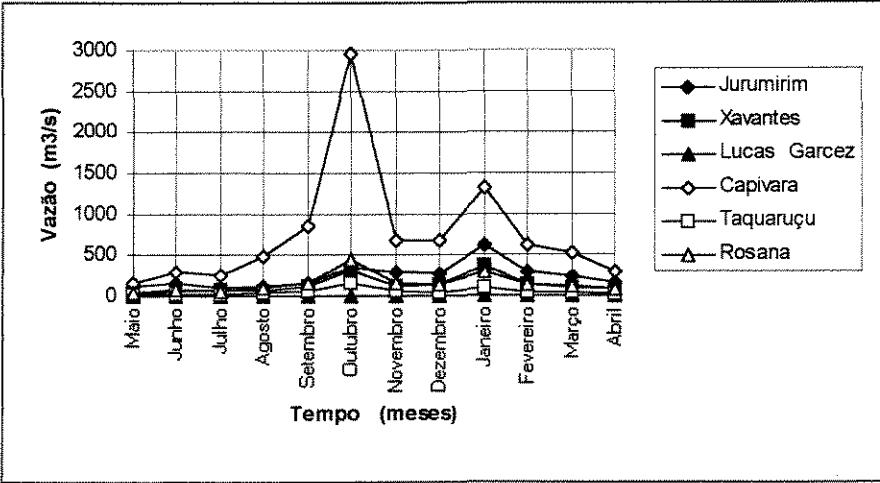


FIGURA 6.5.5 - Vazão incremental - Série 1935/1936 (média) SISCOM

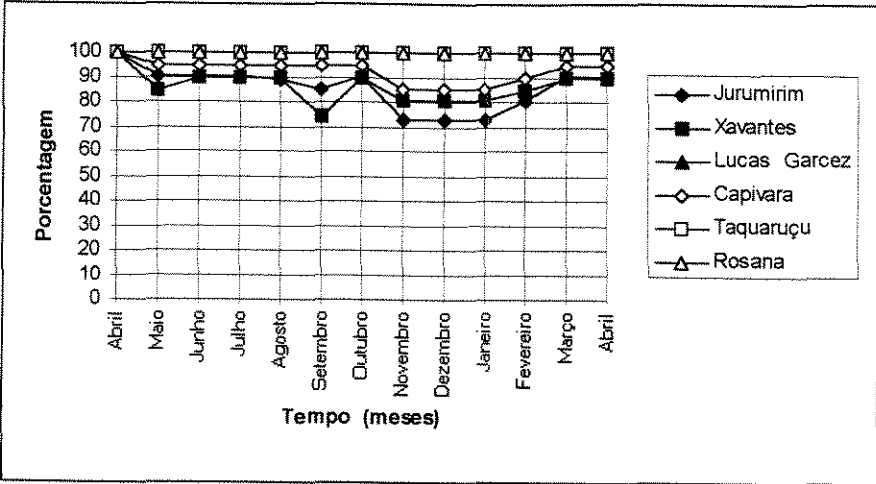


FIGURA 6.5.6 - Porcentagem de vol. útil armaz. - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM

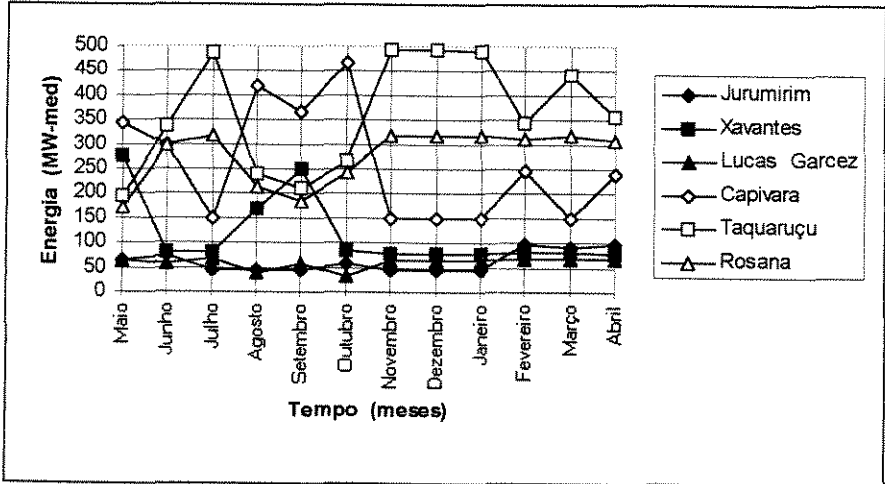


FIGURA 6.5.7 - Energia gerada - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM

- ▲ Jurumirim
- Xavantes
- L. N. Garcez
- ▲ Capivara
- Taquaruçu
- Rosana

Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Jurumirim	3165	98
Xavantes	3041	414
L. N. Garcez	0	70
Capivara	5724	640
Taquaruçu	0	505
Rosana	0	320

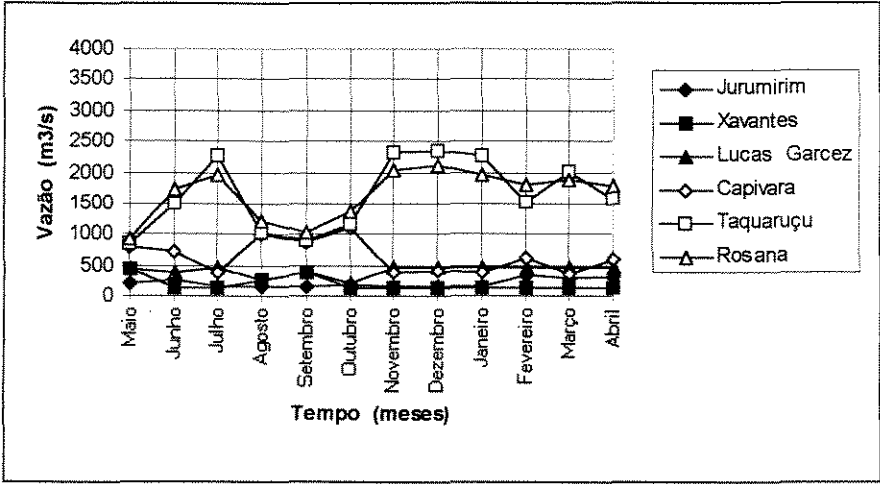


FIGURA 6.5.8 - Vazão turbinada - 1982/1983 (úmida) SISCOM

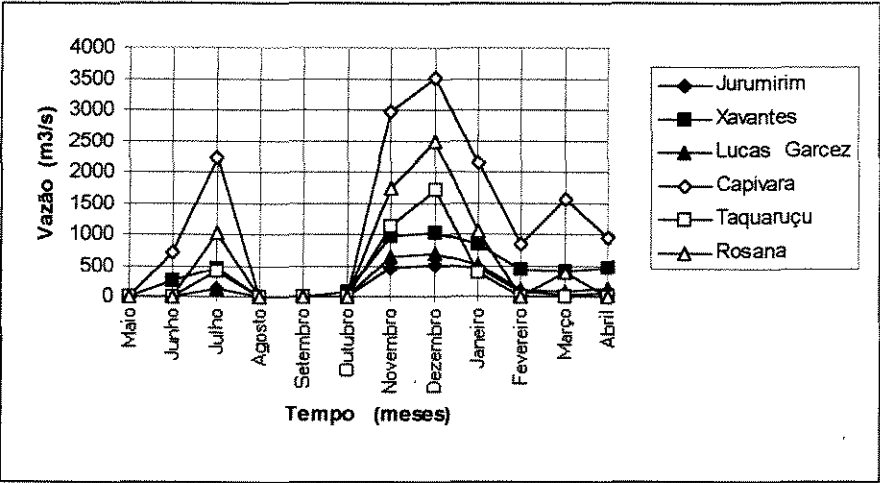


FIGURA 6.5.9 - Vazão vertida - 1982/1983 (úmida) SISCOM

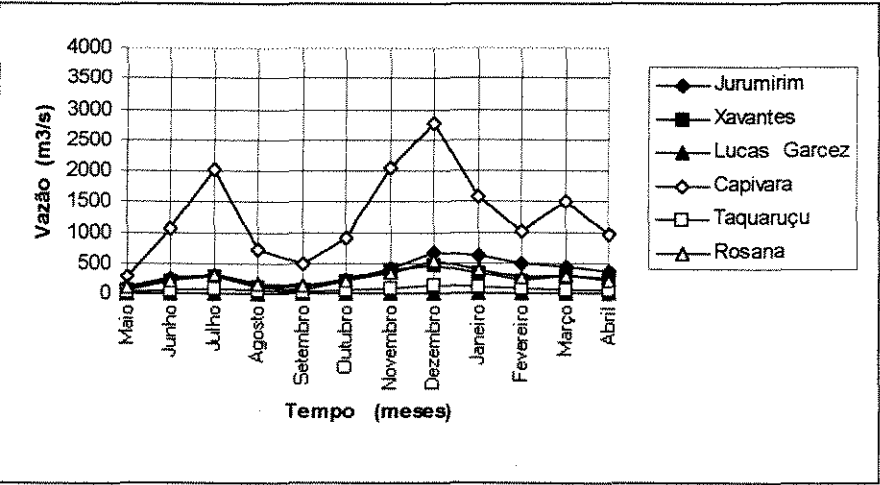


FIGURA 6.5.10 - Vazão incremental - 1982/1983 (úmida) SISCOM

6.4.2 Comparações no sistema do rio Paranaíba

6.4.2.1 Série de 1954/1955

Como se trata de uma série tipicamente seca de vazões verifica-se então a inexistência de vertimentos nas políticas fornecidas pelos dois modelos (Figuras 6.6.4 e 6.3.9). A afluência tem seu pico de vazão entre os meses de dezembro e fevereiro (Figuras 6.6.5 e 6.3.10).

Da comparação entre as Figuras 6.6.1 e 6.3.6 observa-se que o novo modelo consegue retornar todos os reservatórios à capacidade máxima. Já o modelo SISCOM chega ao final do horizonte com o reservatório de São Simão vazio e o reservatório de Emborcação a 80% do volume útil armazenado.

6.4.2.2 Série de 1974/1975

Esta série é considerada uma série de vazões médias. Na Figura 6.3.21 (modelo proposto) todos os reservatórios chegaram ao final do horizonte com plena capacidade de armazenamento. Na Figura 6.6.7 observa-se que o reservatório de Emborcação chegou ao final do horizonte com 98% de volume útil armazenado, enquanto que os demais reservatórios atingiram 100%.

6.4.2.3 Série de 1982/1983

Das Figuras 6.6.11 e 6.3.31 verifica-se que em ambos os modelos os reservatórios atingiram a capacidade máxima de armazenamento ao final do horizonte de planejamento. O novo modelo oscila mais bruscamente (chega a zerar o volume armazenado em Emborcação) os volumes armazenados nos reservatórios em relação ao modelo SISCOM. Isto ocorre para satisfazer a política de minimização dos vertimentos, os quais no modelo proposto atingem picos menores.

Nas Figuras 6.6.12, 6.6.13, 6.3.32 e 6.3.33, que apresentam energia gerada e vazão turbinada, respectivamente, para o modelo SISCOM e modelo proposto,

verifica-se que o modelo proposto quando submetido à séries úmidas, apresenta patamares de geração de energia e vazão turbinada bem mais definidos que no caso do modelo SISCOM.

Assim como nos demais sistemas observa-se que os vertimentos no modelo SISCOM são concentrados nos meses de dezembro a abril (Figura 6.6.14) e que no modelo proposto os vertimentos são distribuídos ao longo do horizonte (Figura 6.3.34).

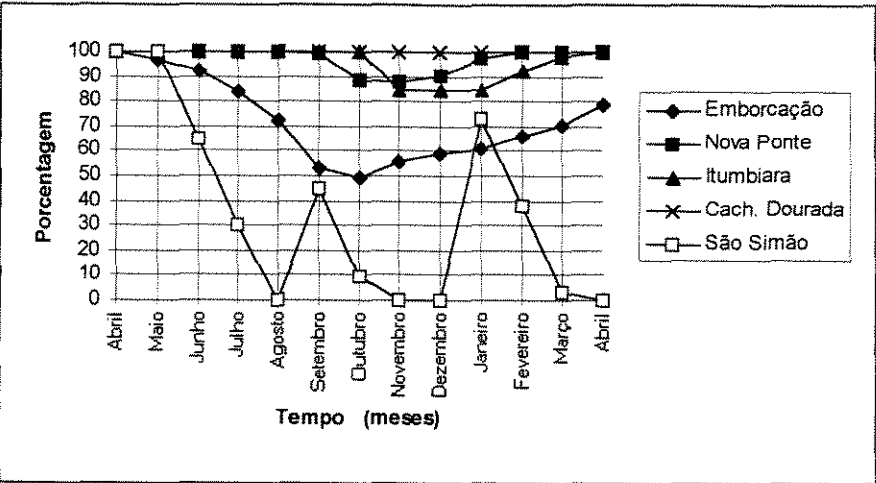


FIGURA 6.6.1 - Porcentagem de vol. útil armaz. - Série 1954/1955 (seca) SISCOM

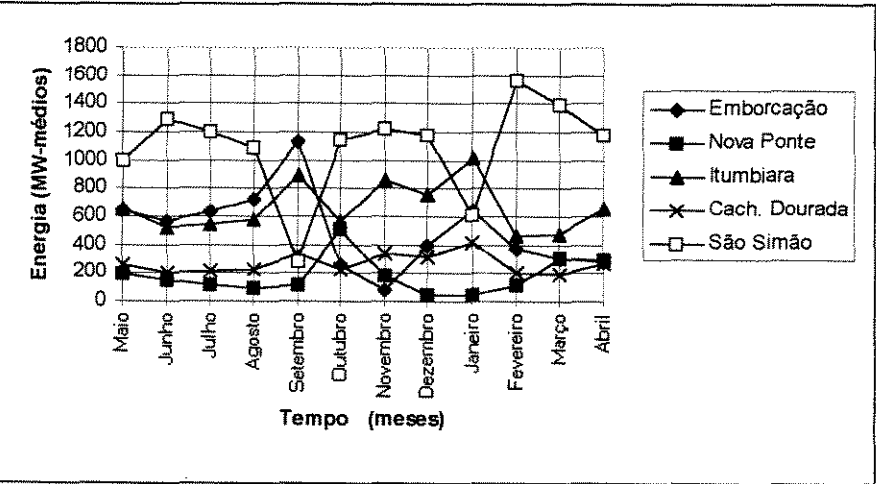
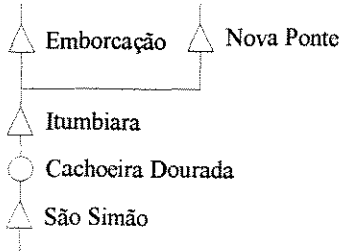


FIGURA 6.6.2 - Energia gerada - Série 1954/1955 (seca) SISCOM



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Emborcação	12521	1192
Nova Ponte	10375	510
Itumbiara	12454	2280
Cachoeira Dourada	0	638
São Simão	5540	1680

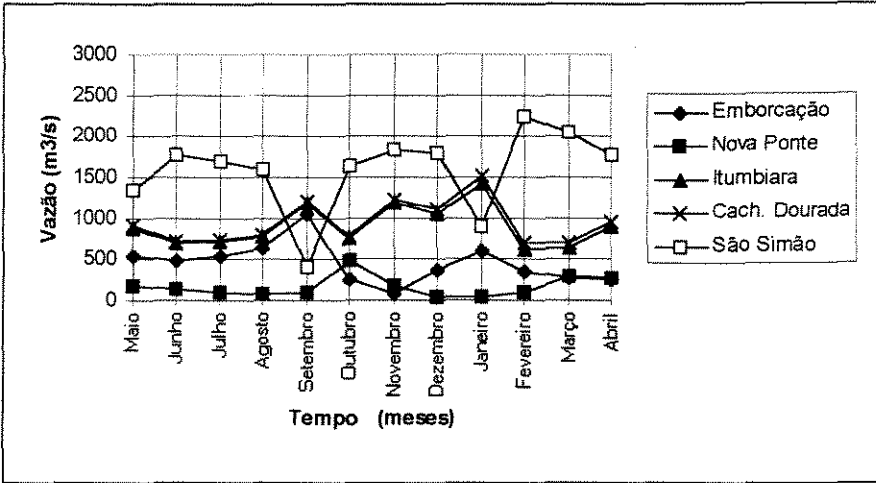


FIGURA 6.6.3 - Vazão turbinada - Série 1954/1955 (seca) SISCOM

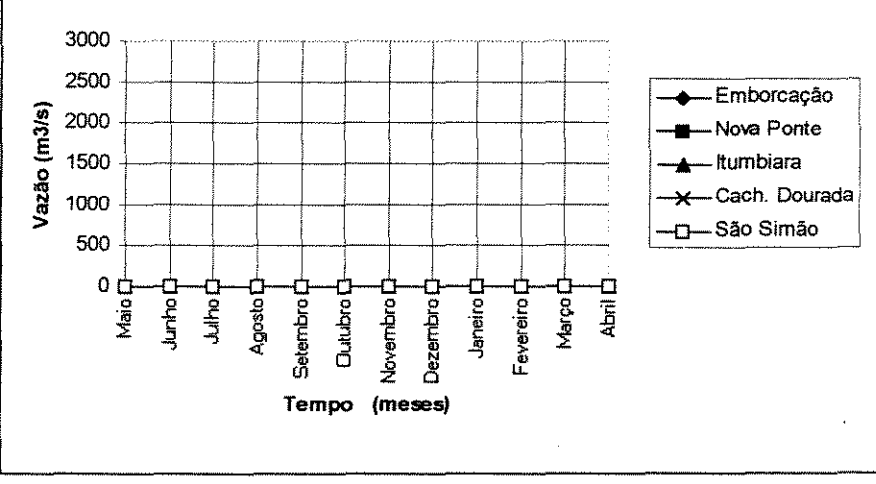


FIGURA 6.6.4 - Vazão vertida - Série 1954/1955 (seca) SISCOM

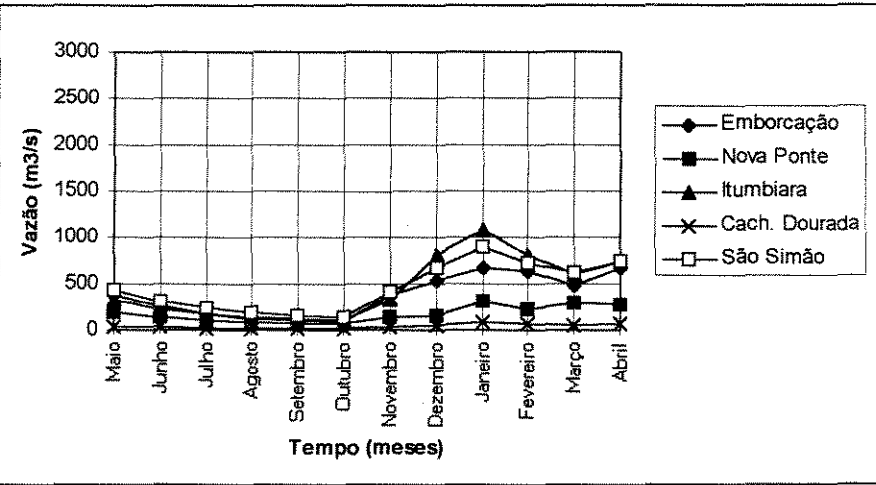


FIGURA 6.6.5 - Vazão incremental - Série 1954/1955 (seca) SISCOM

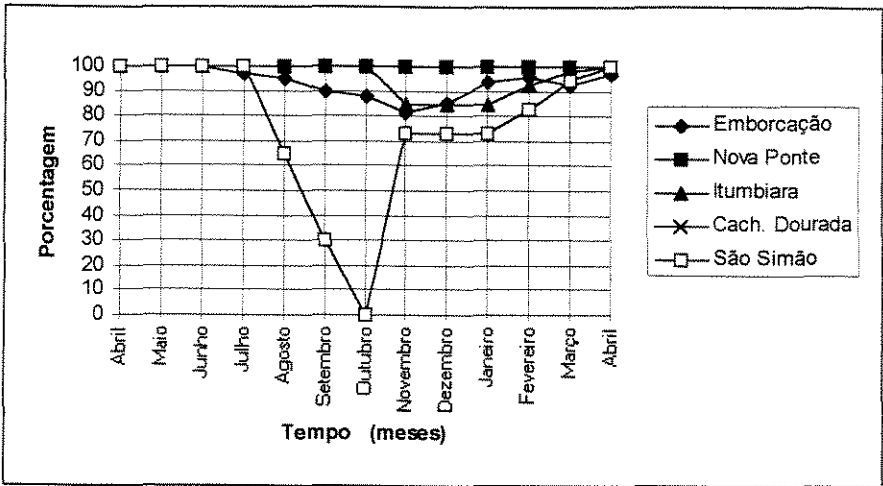


FIGURA 6.6.6 - Porcentagem de vol. útil armaz. - Série 1974/1975 (média) SISCOM

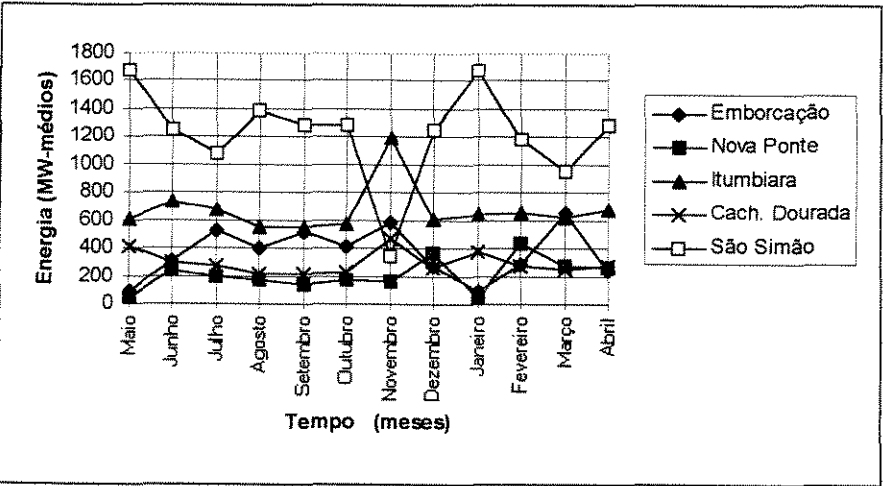
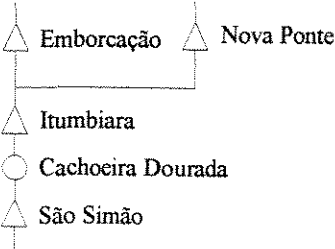


FIGURA 6.6.7 - Energia gerada - Série 1974/1975 (média) SISCOM



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Emborcação	12521	1192
Nova Ponte	10375	510
Itumbiara	12454	2280
Cachoeira Dourada	0	638
São Simão	5540	1680

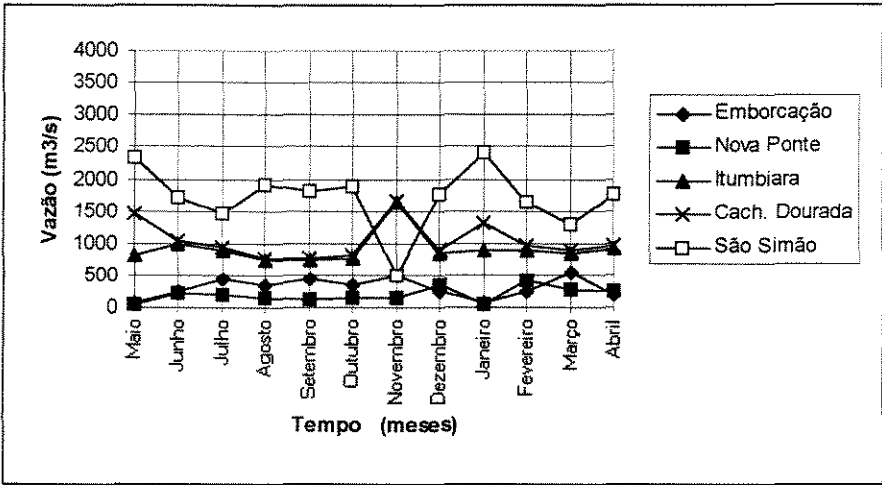


FIGURA 6.6.8 - Vazão turbinada - Série 1974/1975 (média) SISCOM

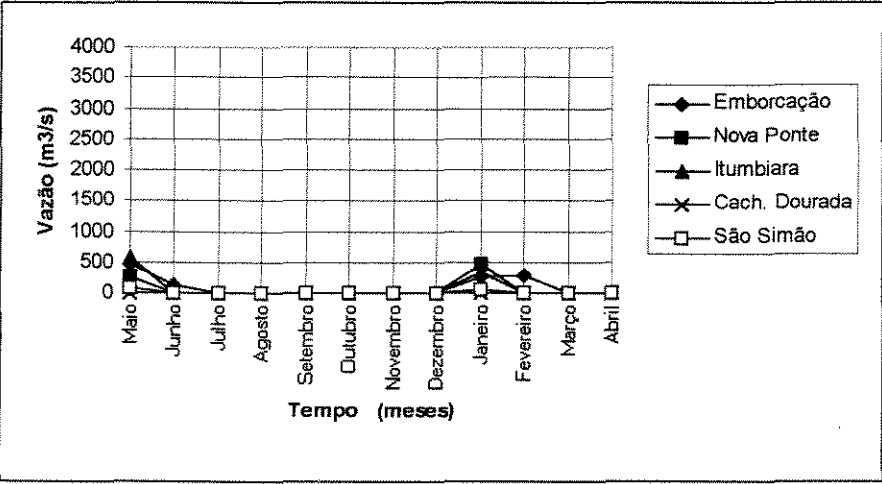


FIGURA 6.6.9 - Vazão vertida - Série 1974/1975 (média) SISCOM

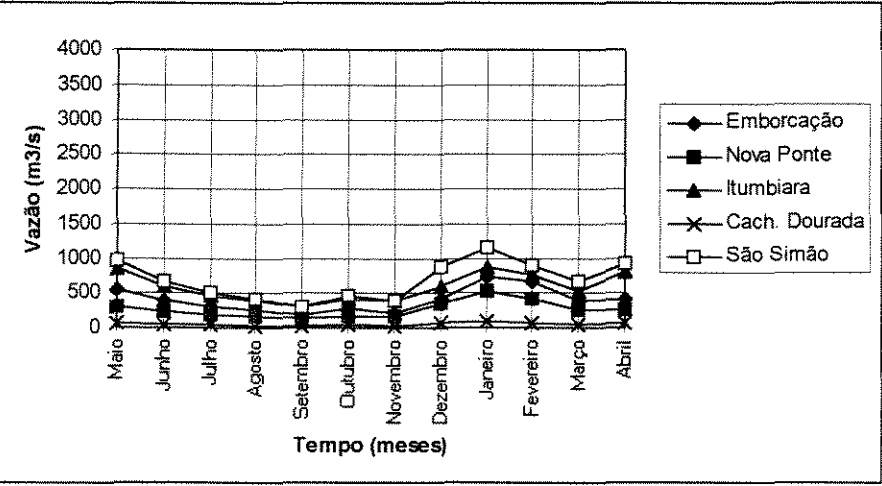


FIGURA 6.6.10 - Vazão incremental - Série 1974/1975 (média) SISCOM

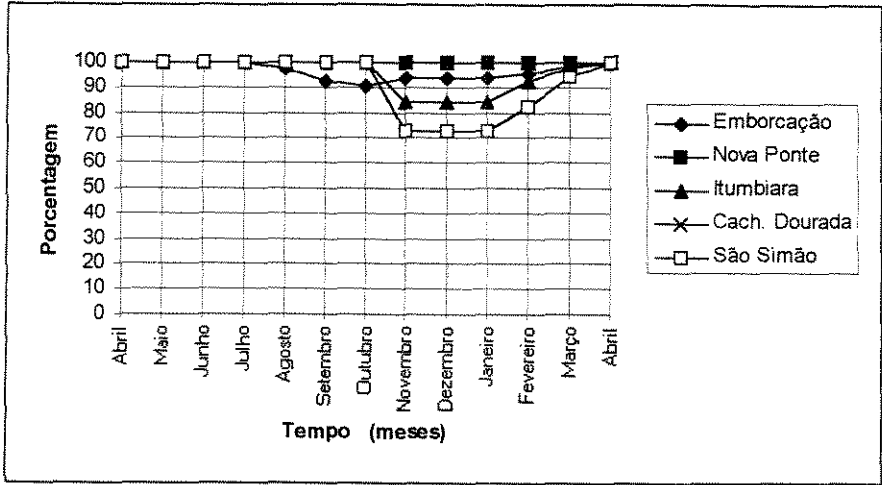


FIGURA 6.6.11 - Porcentagem de vol. útil armaz.-Série 1982/1983 (úmida) SISCOM

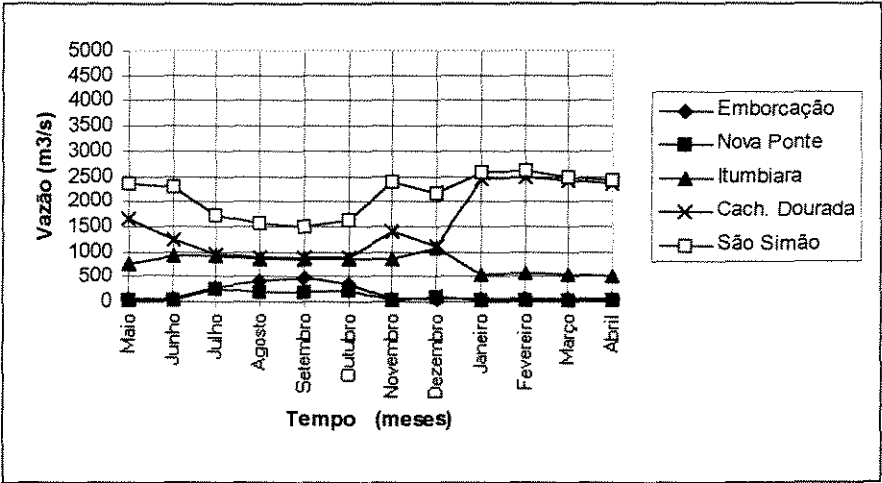


FIGURA 6.6.13 - Vazão turbinada - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM

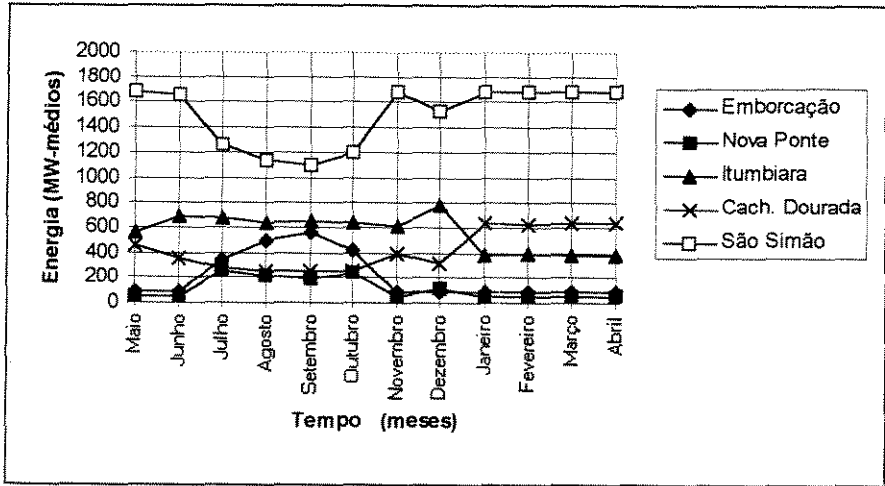


FIGURA 6.6.12 - Energia gerada - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM

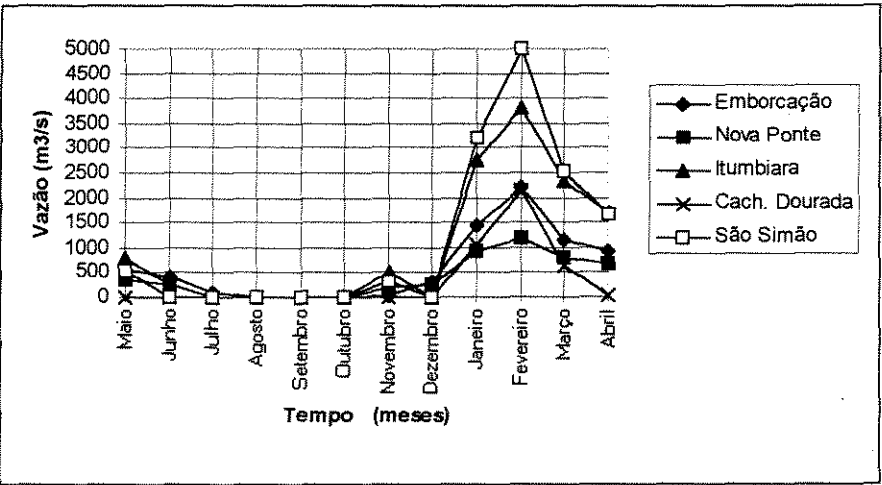
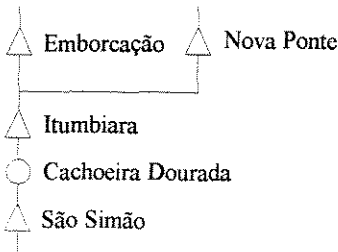


FIGURA 6.6.14 - Vazão vertida - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Emborcação	12521	1192
Nova Ponte	10375	510
Itumbiara	12454	2280
Cachoeira Dourada	0	638
São Simão	5540	1680

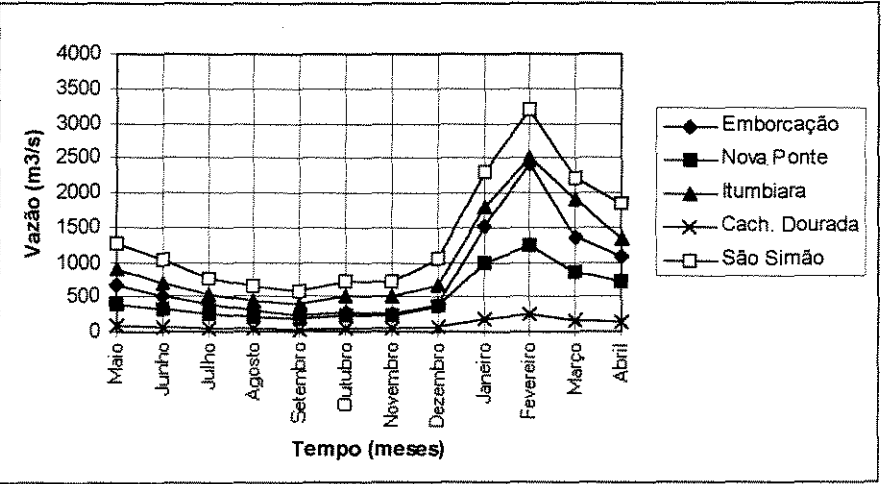


FIGURA 6.6.15 - Vazão incremental - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM

6.4.3 Comparações no sistema do rio Grande

6.4.3.1 Série de 1953/1954

Assim como para o sistema do rio Paranapanema, no sistema do rio Grande a série seca não atende a demanda energética para o modelo SISCOM, impedindo então a comparação entre os modelos para esta série.

6.4.3.2 Série de 1978/1979

Para efeito de comparação dos volumes úteis armazenados durante o horizonte de planejamento observa-se as figuras 6.4.16 e 6.7.1. O reservatório de Furnas que é o mais representativo da bacia em termos de volume, termina o horizonte 26% do volume útil mais cheio no modelo proposto. Os reservatórios de Marimbondo e Água Vermelha têm pouca variação nos dois modelos. Da Figuras 6.7.4 e 6.4.19 observa-se que o modelo proposto não apresentou vertimentos em nenhum intervalo do horizonte. Já o modelo SISCOM (Figura 6.7.4) faz vertimentos na usina de M. Moraes entre os meses de agosto e outubro.

6.4.3.3 Série de 1982/1983

Para esta série verifica-se nas figuras 6.7.6 e 6.4.26 que praticamente todos os reservatórios retornaram à sua capacidade máxima de armazenamento, o que ocorre principalmente devido à grande disponibilidade de água apresentada nesta série (Figuras 6.7.10 e 6.4.30).

Na Figura 6.7.9 (SISCOM) observa-se uma concentração dos vertimentos nos meses de dezembro a abril (presença de vertimentos juntamente com picos de afluência). Já na Figura 6.4.29 (modelo proposto) observa-se uma distribuição dos vertimentos ao longo do ano (capacidade de antever os picos de vazão futuros).

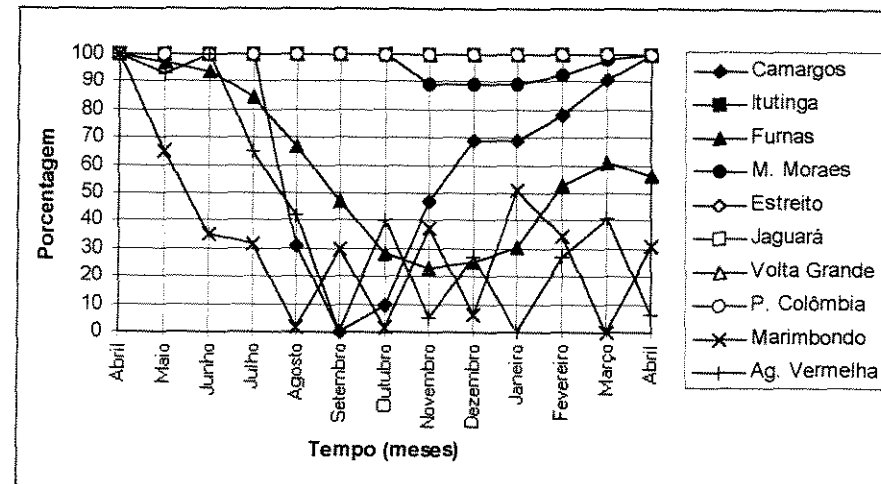


FIGURA 6.7.1 - Porcentagem de vol. útil armaz.-Série 1978/1979 (média) SISCOM

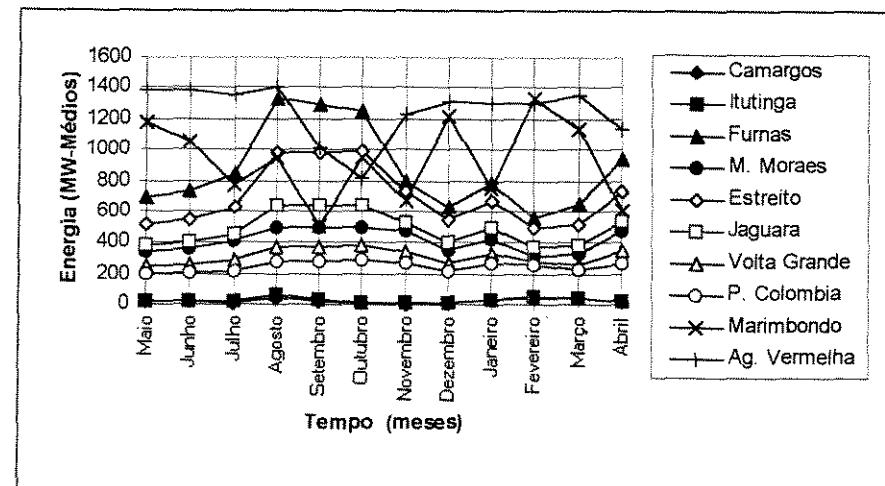
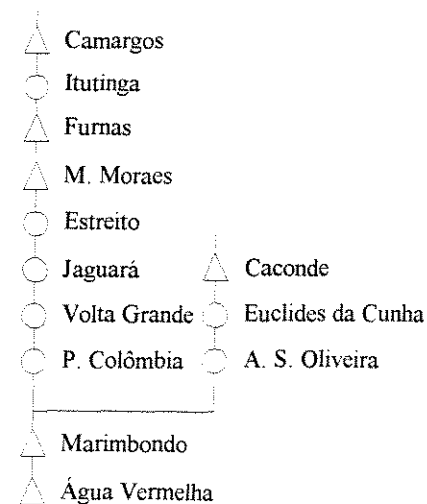


FIGURA 6.7.2 - Energia gerada - Série 1978/1979 (média) SISCOM



Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Camargos	672	48
Itutinga	0	54
Furnas	17217	1312
M. Moraes	2500	478
Estreito	0	1104
Jaguará	0	616
Volta Grande	0	380
P. Colômbia	0	328
Caconde	504	80
Euclides da Cunha	0	108
A. S. Oliveira	0	32
Marimbondo	5260	1488
Água Vermelha	5169	1380

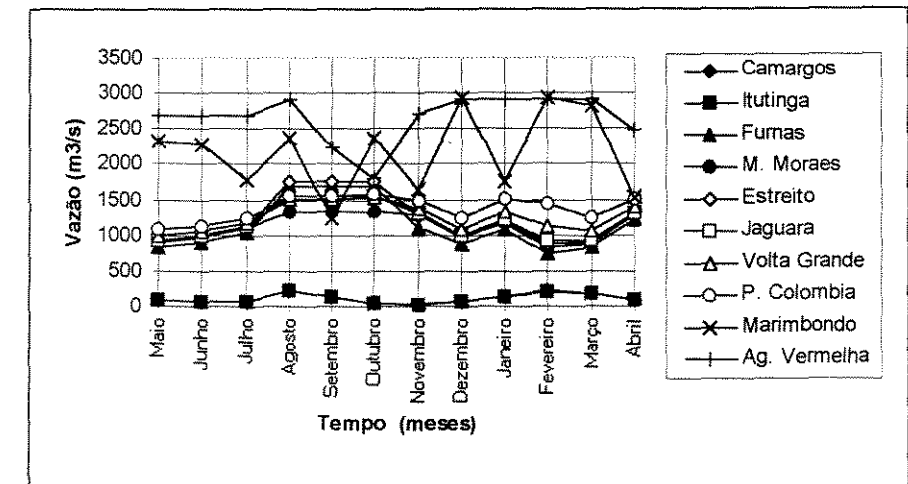


FIGURA 6.7.3 - Vazão turbinada - Série 1978/1979 (média) SISCOM

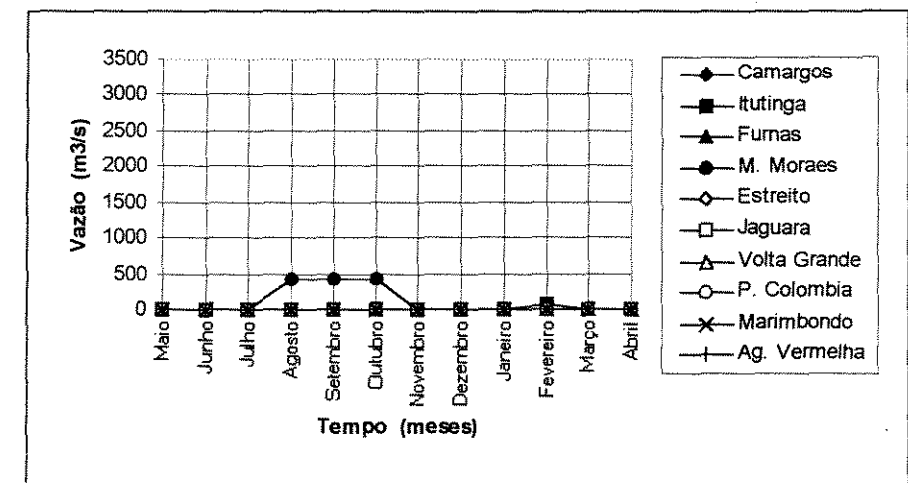


FIGURA 6.7.4 - Vazão vertida - Série 1978/1979 (média) SISCOM

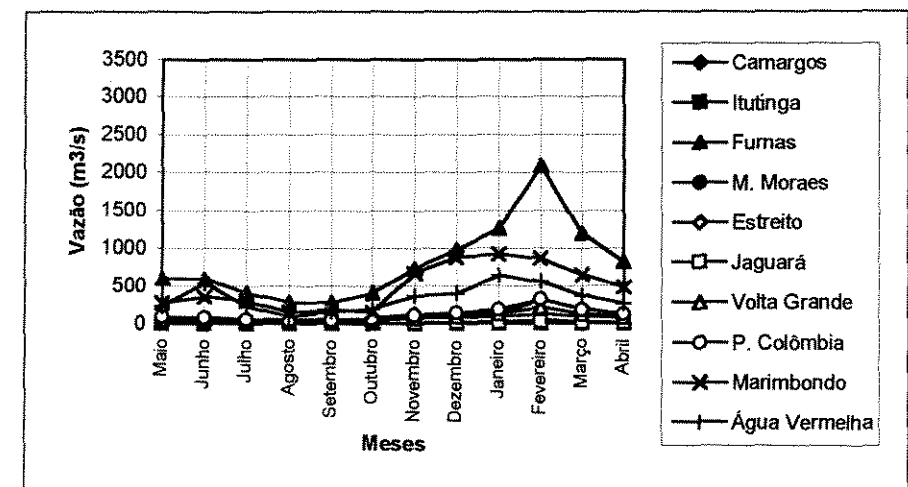


FIGURA 6.7.5 - Vazão incremental - Série 1978/1979 (média) SISCOM

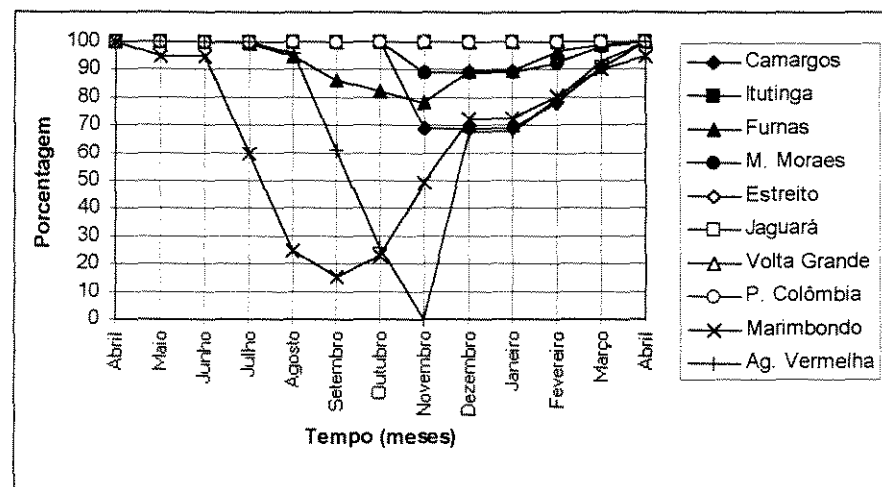


FIGURA 6.7.6 - Porcentagem de vol. útil armaz.-Série 1982/1983 (úmida) SISCOM

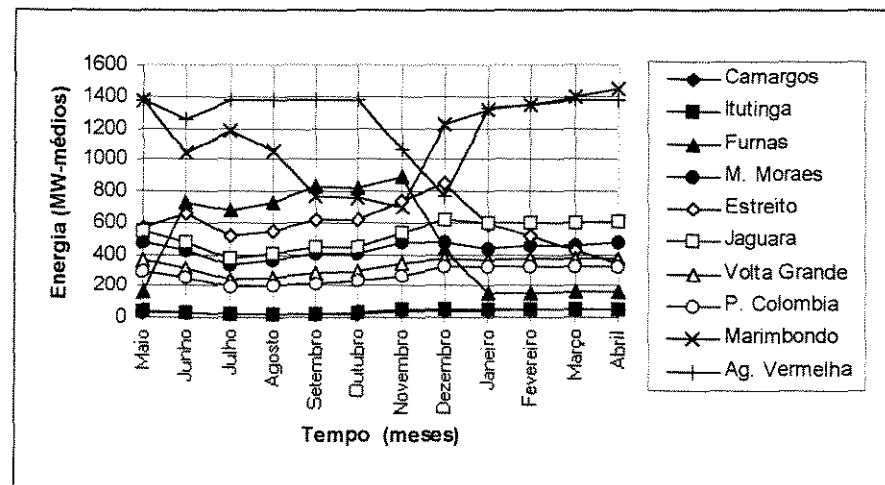


FIGURA 6.7.7 - Energia gerada - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM

- △ Camargos
- Itutinga
- △ Furnas
- △ M. Moraes
- Estreito
- Jaguará
- △ Caconde
- Volta Grande
- P. Colômbia
- A. S. Oliveira
- △ Marimbondo
- △ Água Vermelha

Usinas	Vútil (hm3)	Pmáx (MW)
Camargos	672	48
Itutinga	0	54
Furnas	17217	1312
M. Moraes	2500	478
Estreito	0	1104
Jaguará	0	616
Volta Grande	0	380
P. Colômbia	0	328
Caconde	504	80
Euclides da Cunha	0	108
A. S. Oliveira	0	32
Marimbondo	5260	1488
Água Vermelha	5169	1380

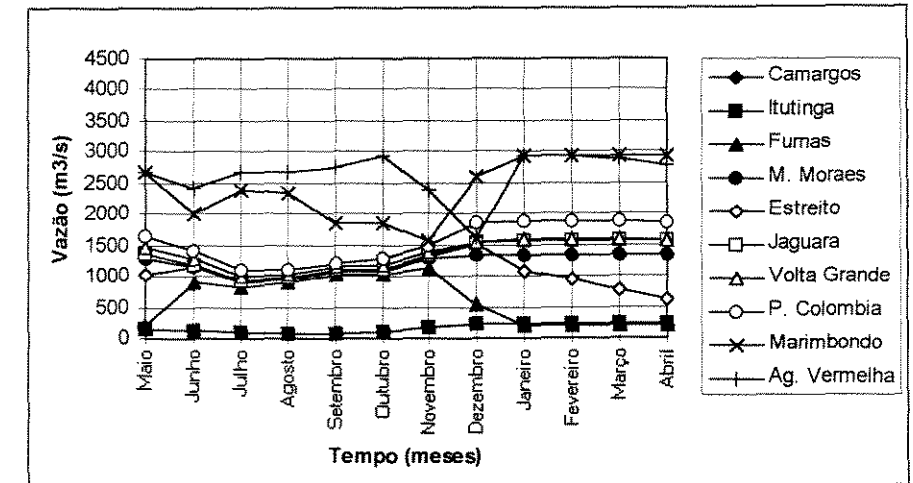


FIGURA 6.7.8 - Vazão turbinada - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM

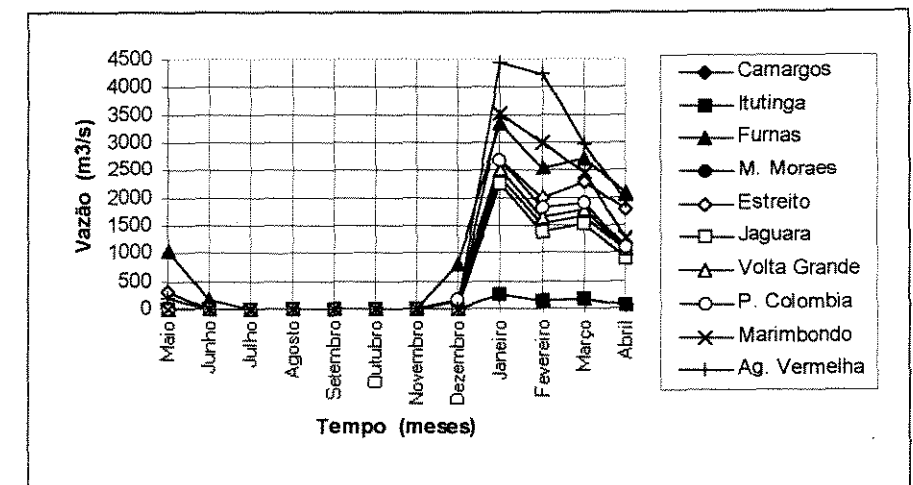


FIGURA 6.7.9 - Vazão vertida - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM

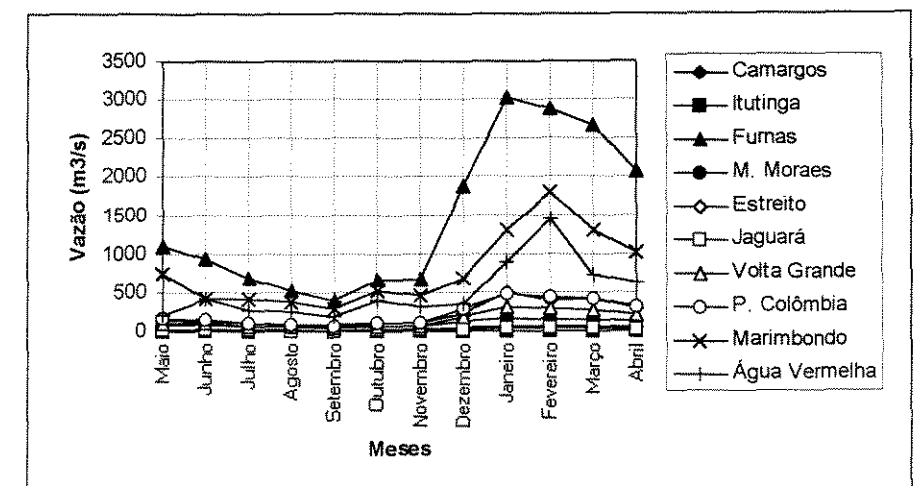


FIGURA 6.7.10 - Vazão incremental - Série 1982/1983 (úmida) SISCOM

7. CONCLUSÕES

Com base em um modelo de otimização, com horizonte anual e intervalo de discretização mensal, foram estudadas as principais condicionantes para o planejamento da operação de sistemas de reservatórios com a finalidade de geração hidroelétrica. Para um melhor entendimento fez-se uma descrição detalhada das principais técnicas utilizadas dentro do campo da pesquisa operacional para planejamento e operação de sistemas de reservatórios, dedicando atenção especial ao panorama brasileiro.

O modelo de otimização proposto para estudo foi baseado no modelo SISCOM (1993), e que por sua vez foi adaptado do modelo do “Central Valley Project - CVP”, Califórnia, EUA desenvolvido por BECKER e YEH (1974) para o planejamento de médio prazo (horizonte anual e intervalo de discretização mensal) com finalidade de geração de energia.

A maior dificuldade encontrada no desenvolver do trabalho foi o grande número de variáveis. No modelo original SISCOM a rotina de programação linear era chamada todo mês, calculando as descargas ótimas no horizonte de planejamento recursivamente através de uma rotina de programação dinâmica. Sendo assim, para cada aproveitamento tínhamos duas variáveis de decisão (vazão turbinada e vazão vertida). No modelo proposto utiliza-se somente uma rotina de programação linear, a qual abrange todo o horizonte de planejamento. Ou seja, para cada aproveitamento o número de variáveis de decisão é igual a duas vezes o número de intervalos de discretização do horizonte ($2 \cdot N \cdot HZT$). O número de equações de restrição também aumentou proporcionalmente ao número de variáveis de decisão, compensando resolver o problema de programação linear em sua forma dual.

Apesar de existirem os problemas de não-linearidade de algumas variáveis envolvidas na formulação do modelo, conseguiu-se de maneira eficiente contornar esses

problemas com aplicações sucessivas da rotina de programação linear (iterações), conseguindo uma razoável e detalhada representação dos reservatórios, considerados em forma individualizada.

Para a avaliação da metodologia proposta, submeteu-se o modelo a alguns testes nos sistemas dos rios Paranaíba, Paranapanema e Grande da região sudeste brasileira. Cada sistema foi analisado dentro de uma abordagem determinística quanto às vazões afluentes, com uma gama de seis séries históricas de aflúências naturais por sistema analisado.

Da comparação feita com o modelo SISCOP original e o modelo proposto, observou-se claramente a superioridade do novo modelo, no tocante a capacidade de produção de energia e recuperação de volumes úteis ao final do horizonte de planejamento. Para uma mesma série de vazões utilizada em ambos os modelos, o modelo proposto fornece uma política de operação que atende ao requisito energético e consegue chegar ao final do horizonte com níveis superiores de armazenamentos.

Após os estudos com seis séries de vazões afluentes por sistema, observou-se algumas propriedades ótimas operativas de cada sistema, dependentes da configuração espacial do sistema (topologia), do tipo de função objetivo e das séries de vazões (seca, média, úmida). As análises dos sistemas estudados estão limitadas ao modelo de otimização desenvolvido. Ficou evidente a dificuldade de interpretar os resultados ótimos com a inclusão das variáveis hidrológicas (vazão afluente), sendo 12 variáveis mensais em N reservatórios sujeitos a uma amplitude grande de variações.

De maneira geral, com o trabalho, ficaram conhecidas algumas vantagens, dificuldades e possibilidades de utilização da técnica de sucessiva programação linear no planejamento da operação de sistemas de reservatórios. A implementação do modelo a outros sistemas hidroelétricos é perfeitamente possível, podendo estes apresentarem porte maior ou menor do que aqueles aqui apresentados, bastando apenas construir uma subrotina que monte a matriz tecnológica do sistema de interesse.

Como prosseguimento deste trabalho valeria a pena investigar a manutenção ou não das conclusões aqui sugeridas quanto às propriedades operativas ótimas, numa formulação de programação não-linear, a fim de aferir a qualidade dos resultados dos procedimentos iterativos para contornar os problemas de não-linearidade.

Adicionalmente, o tratamento do problema com formulação multiobjetivo seria um campo fértil de análise, pois permitiria determinar propriedades operativas “não-dominadas”, numa situação de não preponderância de um objetivo particular. Outra sugestão seria realizar processamentos com o modelo em horizontes maiores (ex.: 5 anos), a fim de verificar a continuidade do processo.

Anexo - A

Exemplo de arquivo de resultados do modelo

CESP - PLANO DE OPERAÇÃO - SISTEMA PARANAÍBA

FUNÇÃO OBJETIVO: MIN. VERTIMENTO

ANÁLISE DE SÉRIE HISTÓRICA (NAO CIRCULAR)

RESULTADOS CORRESPONDENTES AO TRECHO: MAI/1954 a ABR/ 1955

HORIZONTE DE PLANEJAMENTO: 12 MESES

PERIODO DE ESTUDO: MAI/1995 a ABR/ 1996

MÊS= 1 REQUISITO DE ENERGIA(MW-med)= 2685

NO. SIS.	NOME	QINC m3/s	QAFL m3/s	QEVF m3/s	QTUR m3/s	QARM m3/s	QVER m3/s	QDEF m3/s	VIN %VU	VFIM %VU	EAR Mwmes	HLIQ m	PROD. MW/m3/s	EH MWMD	EVTB MWMD	DPH MW	EVTO MWMD
42	EMBORCAÇÃO	381	381	0	381	0	0	381	100.00	100.00	37355	137.39	1.1996	457	0	1192	0
44	NOVA PONTE	184	184	0	184	0	0	184	100.00	100.00	29506	118.74	1.0601	195	0	510	0
48	ITUMBIARA	334	899	0	899	0	0	899	100.00	100.00	22216	84.93	0.7498	674	0	2280	0
49	CACH DOURADA	38	937	0	936	0	0	936	100.00	100.00	0	33.51	0.2925	274	0	638	0
50	SÃO SIMÃO	433	1369	0	1469	-100	0	1469	100.00	95.18	3909	82.19	0.7415	1089	0	1680	0

TOTAL DE ENERGIA PRODUZIDA (MW-med): 2689

MÊS= 2 REQUISITO DE ENERGIA(MW-med)= 2685

NO. SIS.	NOME	QINC m3/s	QAFL m3/s	QEVF m3/s	QTUR m3/s	QARM m3/s	QVER m3/s	QDEF m3/s	VIN %VU	VFIM %VU	EAR Mwmes	HLIQ m	PROD. MW/m3/s	EH MWMD	EVTB MWMD	DPH MW	EVTO MWMD
42	EMBORCAÇÃO	261	261	0	261	0	0	261	100.00	100.00	37094	137.56	1.2010	313	0	1192	0
44	NOVA PONTE	135	135	0	135	0	0	135	100.00	100.00	29313	119.16	1.0638	144	0	510	0
48	ITUMBIARA	218	614	0	818	-205	0	818	100.00	95.74	21003	84.71	0.7479	612	0	2280	0
49	CACH DOURADA	26	844	0	844	0	0	844	100.00	100.00	0	33.64	0.2937	248	0	638	0
50	SÃO SIMÃO	311	1155	0	1903	-748	0	1903	95.18	60.18	2400	79.83	0.7199	1370	0	1680	0

TOTAL DE ENERGIA PRODUZIDA (MW-med): 2687

MÊS= 3 REQUISITO DE ENERGIA(MW-med)= 2685

NO. SIS.	NOME	QINC m3/s	QAFL m3/s	QEVF m3/s	QTUR m3/s	QARM m3/s	QVER m3/s	QDEF m3/s	VIN %VU	VFIM %VU	EAR Mwmes	HLIQ m	PROD. MW/m3/s	EH MWMD	EVTB MWMD	DPH MW	EVTO MWMD
42	EMBORCAÇÃO	171	171	0	237	-66	0	237	100.00	98.59	36069	138.03	1.2036	285	0	1192	0
44	NOVA PONTE	104	104	0	104	0	0	104	100.00	100.00	28869	119.20	1.0642	111	0	510	0
48	ITUMBIARA	174	515	0	1020	-506	0	1020	95.74	84.86	18161	83.15	0.7350	750	0	2280	0
49	CACH DOURADA	20	1040	0	1040	0	0	1040	100.00	100.00	0	33.36	0.2913	303	0	638	0
50	SÃO SIMÃO	236	1276	0	1797	-521	0	1797	60.18	35.00	1342	76.45	0.6921	1243	0	1680	0

TOTAL DE ENERGIA PRODUZIDA (MW-med): 2692

MÊS= 4 REQUISITO DE ENERGIA(MW-med)= 2685

NO. SIS.	NOME	QINC m3/s	QAFL m3/s	QEVF m3/s	QTUR m3/s	QARM m3/s	QVER m3/s	QDEF m3/s	VIN %VU	VFIM %VU	EAR Mwmes	HLIQ m	PROD. MW/m3/s	EH MWMD	EVTB MWMD	DPH MW	EVTO MWMD
42	EMBORCAÇÃO	119	119	0	77	42	0	77	98.59	99.48	35732	138.13	1.2039	93	0	1192	0
44	NOVA PONTE	84	84	0	84	0	0	84	100.00	100.00	28364	119.75	1.0692	90	0	510	0
48	ITUMBIARA	138	299	0	1086	-787	0	1086	84.86	67.93	14083	78.00	0.7063	767	0	2218	0
49	CACH DOURADA	14	1100	0	1100	0	0	1100	100.00	100.00	0	32.50	0.2837	312	0	638	0
50	SÃO SIMÃO	186	1286	0	2009	-724	0	2009	35.00	0.00	0	79.77	0.6747	1356	0	1680	0

TOTAL DE ENERGIA PRODUZIDA (MW-med): 2617

MÊS= 5 REQUISITO DE ENERGIA(MW-med)= 2685

NO. SIS.	NOME	QINC m3/s	QAFL m3/s	QEVF m3/s	QTUR m3/s	QARM m3/s	QVER m3/s	QDEF m3/s	VIN %VU	VFIM %VU	EAR Mwmes	HLIQ m	PROD. MW/m3/s	EH MWMD	EVTB MWMD	DPH MW	EVTO MWMD
42	EMBORCAÇÃO	99	99	0	77	22	0	77	99.48	99.94	35372	138.17	1.2057	93	0	1192	0
44	NOVA PONTE	69	69	0	69	0	0	69	100.00	100.00	27920	119.85	1.0700	74	0	510	0
48	ITUMBIARA	115	261	0	1829	-1568	0	1829	67.93	35.30	7127	71.64	0.6647	1215	0	2037	0
49	CACH DOURADA	13	1842	0	1841	0	0	1841	100.00	100.00	0	32.83	0.2866	528	0	638	0
50	SÃO SIMÃO	158	1999	0	1129	869	0	1129	0.00	40.68	1509	82.22	0.6698	757	0	1680	0

TOTAL DE ENERGIA PRODUZIDA (MW-med): 2666

MÊS= 6 REQUISITO DE ENERGIA(MW-med)= 2685

NO. SIS.	NOME	QINC m3/s	QAFL m3/s	QEVF m3/s	QTUR m3/s	QARM m3/s	QVER m3/s	QDEF m3/s	VIN %VU	VFIM %VU	EAR Mwmes	HLIQ m	PROD. MW/m3/s	EH MWMD	EVTB MWMD	DPH MW	EVTO MWMD
42	EMBORCAÇÃO	80	80	0	77	3	0	77	99.94	100.00	35049	134.03	1.1932	92	0	1192	0
44	NOVA PONTE	67	67	0	67	0	0	67	100.00	100.00	27562	116.44	1.0506	70	0	510	0
48	ITUMBIARA	107	251	0	1878	-1627	0	1878	35.30	0.30	60	72.95	0.5937	1115	0	2074	0
49	CACH DOURADA	11	1889	0	1889	0	0	1889	100.00	100.00	0	33.86	0.2956	558	0	638	0
50	SÃO SIMÃO	143	2032	0	1040	992	0	1040	40.68	88.64	3519	81.13	0.7166	745	0	1680	0

TOTAL DE ENERGIA PRODUZIDA (MW-med): 2581

MÊS= 7 REQUISITO DE ENERGIA(MW-med)= 2685

NO. SIS.	NOME	QINC m3/s	QAFL m3/s	QEVF m3/s	QTUR m3/s	QARM m3/s	QVER m3/s	QDEF m3/s	VIN %VU	VFIM %VU	EAR Mwmes	HLIQ m	PROD. MW/m3/s	EH MWMD	EVTB MWMD	DPH MW	EVTO MWMD
42	EMBORCAÇÃO	379	379	0	379	0	0	379	100.00	100.00	34434	128.26	1.1882	450	0	1174	0
44	NOVA PONTE	145	145	0	145	0	0	145	100.00	100.00	27165	115.29	1.0564	153	0	510	0
48	ITUMBIARA	329	853	0	746	107	0	746	0.30	2.53	492	79.48	0.5420	404	0	2260	0
49	CACH DOURADA	37	783	0	782	0	0	782	100.00	100.00	0	34.17	0.2983	233	0	638	0
50	SÃO SIMÃO	410	1192	0	1940	-748	0	1940	88.64	53.64	2144	77.58	0.7215	1400	0	1680	0

TOTAL DE ENERGIA PRODUZIDA (MW-med): 2641

MÊS= 8 REQUISITO DE ENERGIA(MW-med)= 2685

NO. SIS.	NOME	QINC m3/s	QAFL m3/s	QEVF m3/s	QTUR m3/s	QARM m3/s	QVER m3/s	QDEF m3/s	VIN %VU	VFIM %VU	EAR Mwmes	HLIQ m	PROD. MW/m3/s	EH MWMD	EVTB MWMD	DPH MW	EVTO MWMD
42	EMBORCAÇÃO	528	528	0	701	-173	0	701	100.00	96.30	33642	124.73	1.1891	834	0	1141	0
44	NOVA PONTE	158	158	0	493	-335	0	493	100.00	91.35	25159	115.88	1.0534	519	0	510	0
48	ITUMBIARA	804	1998	0	898	1100	0	898	2.53	26.19	5223	82.58	0.5788	520	0	2280	0
49	CACH DOURADA	60	958	0	957	0	0	957	100.00	100.00	0	33.16	0.2895	277	0	638	0
50	SÃO SIMÃO	670	1627	0	668	959	0	668	53.64	100.00	4060	80.05	0.7328	490	0	1680	0

TOTAL DE ENERGIA PRODUZIDA (MW-med): 2639

MÊS= 9 REQUISITO DE ENERGIA(MW-med)= 2685

NO. SIS.	NOME	QINC m3/s	QAFL m3/s	QEVF m3/s	QTUR m3/s	QARM m3/s	QVER m3/s	QDEF m3/s	VIN %VU	VFIM %VU	EAR Mwmes	HLIQ m	PROD. MW/m3/s	EH MWMD	EVTB MWMD	DPH MW	EVTO MWMD
42	EMBORCAÇÃO	674	674	0	1000	-326	0	1000	96.30	89.32	32254	125.97	1.1828	1183	0	1153	0
44	NOVA PONTE	316	316	0	377	-61	0	377	91.35	89.79	25528	116.84	1.0391	391	0	510	0
48	ITUMBIARA	1090	2467	0	254	2213	0	254	26.19	73.78	15633	84.53	0.6674	170	0	2280	0
49	CACH DOURADA	90	344	0	343	0	0	343	100.00	100.00	0	33.50	0.2925	100	0	638	0
50	SÃO SIMÃO	890	1233	0	1233	0	0	1233	100.00	100.00	4108	81.28	0.7415	915	0	1680	0

TOTAL DE ENERGIA PRODUZIDA (MW-med): 2759

MÊS=10 REQUISITO DE ENERGIA(MW-med)= 2685

NO. SIS.	NOME	QINC m3/s	QAFL m3/s	QEVF m3/s	QTUR m3/s	QARM m3/s	QVER m3/s	QDEF m3/s	VIN %VU	VFIM %VU	EAR Mwmes	HLIQ m	PROD. MW/m3/s	EH MWMD	EVTB MWMD	DPH MW	EVTO MWMD
42	EMBORCAÇÃO	630	630	0	77	553	0	77	89.32	100.00	36551	130.15	1.1877	91	0	1191	0
44	NOVA PONTE	216	216	0	47	169	0	47	89.79	93.73	27078	119.43	1.0531	49	0	510	0
48	ITUMBIARA	814	938	0	820	117	0	820	73.78	76.06	16402	84.31	0.7114	584	0	2280	0
49	CACH DOURADA	70	890	0	890	0	0	890	100.00	100.00	0	33.39	0.2915	259	0	638	0
50	SÃO SIMÃO	730	1620	0	2292	-673	0	2292	100.00	70.63	2851	81.20	0.7286	1670	0	1680	0

TOTAL DE ENERGIA PRODUZIDA (MW-med): 2654

MÊS=11 REQUISITO DE ENERGIA(MW-med)= 2685

NO. SIS.	NOME	QINC m3/s	QAFL m3/s	QEVF m3/s	QTUR m3/s	QARM m3/s	QVER m3/s	QDEF m3/s	VIN %VU	VFIM %VU	EAR Mwmes	HLIQ m	PROD. MW/m3/s	EH MWMD	EVTB MWMD	DPH MW	EVTO MWMD
42	EMBORCAÇÃO	478	478	0	478	0	0	478	100.00	100.00	36574	133.83	1.2060	576	0	1192	0
44	NOVA PONTE	290	290	0	47	243	0	47	93.73	100.00	28626	117.05	1.0441	49	0	510	0
48	ITUMBIARA	612	1137	0	572	565	0	572	76.06	88.21	18841	84.05	0.7208	412	0	2280	0
49	CACH DOURADA	60	632	0	631	0	0	631	100.00	100.00	0	33.10	0.2889	182	0	638	0
50	SÃO SIMÃO	620	1251	0	1975	-724	0	1975	70.63	35.63	1392	82.64	0.7052	1393	0	1680	0

TOTAL DE ENERGIA PRODUZIDA (MW-med): 2613

MES=12 REQUISITO DE ENERGIA(MW-med)= 2685

NO. SIS.	NOME	QINC m3/s	QAFL m3/s	QEVF m3/s	QTUR m3/s	QARM m3/s	QVER m3/s	QDEF m3/s	VIN %VU	VFIM %VU	EAR Mwmes	HLIQ m	PROD. MW/m3/s	EH MWMD	EVTB MWMD	DPH MW	EVTO MWMD
42	EMBORAÇÃO	667	667	0	667	0	0	667	100.00	100.00	36929	136.06	1.2010	801	0	1192	0
44	NOVA PONTE	277	277	0	277	0	0	277	100.00	100.00	29172	118.53	1.0634	294	0	510	0
48	ITUMBLARA	746	1690	0	1123	566	0	1123	88.21	100.00	21774	85.01	0.7425	834	0	2280	0
49	CACH DOURADA	70	1193	0	1193	0	0	1193	100.00	100.00	0	33.57	0.2930	350	0	638	0
50	SÃO SIMÃO	740	1933	0	557	1376	0	557	35.63	100.00	3949	81.54	0.128	397	0	1680	0

TOTAL DE ENERGIA PRODUZIDA (MW-med): 2676

Anexo - B

Exemplo de uma matriz tecnológica

Anexo - C

Listagem do programa principal e subrotinas

1. LISTAGEM DO PROGRAMA PRINCIPAL PLANO.FOR

PROGRAM PLANO

```

C
C*****
**
C Este Programa faz o planejamento da desagregação das metas mensais de
C geração entre as usinas de um sistema. O programa admite horizonte de até 12
C meses, sendo possível escolher entre os sistemas dos rios Paranaíba,
C Paranapanema e Grande.
C
C
C*****
**
C
C.....LISTA DE VARIÁVEIS
C
C VARIÁVEL ..... DESCRIÇÃO
C*****
**
C A0(*), A1(*), A2(*), A3(*), A4(*).. Parâmetros do polinômio cota - volume
C ALFA1..... Fator de reversão do Tietê p/ a Billings
C ANIN(*,*)..... Ano de entrada de máquina em operação na
C                               usina
C AXVZD(*,*)..... Variável auxiliar associada ao Vol. útil
C AXTU(*,*)..... Variável aux. associada ao turbinamento
C AXEVT(*,*) ..... Var. aux. associada a energia vertida turbinada
C AXEAZ(*,*) ..... Var. aux. associada a energia vertida não
C                               turbinável
C AXVA(*,*)..... Var. aux. associada a energia vertida total
C AXEH(*,*)..... Var. aux. assoc. a geração hidráulica da usina
C AHYDRO(*,*)..... Var. aux. assoc. a vazão incremental na usina
C AQAFL(*,*)..... Var. aux. assoc. a vazão afluyente à uma usina
C AQDEF(*,*)..... Var. aux. assoc. a vazão defluente de uma
C                               usina
C AQTUR(*,*)..... Var. aux. assoc. ao turbinamento de uma usina

```

```

C*****
**
C B0(*), B1(*), B2(*), B3(*), B4(*).. Parametros do Polinômio Área-Cota
C*****
**
C COEFFP..... Coefic. de Custo associado aos Vertimentos
C C0(*), C1(*), C2(*), C3(*), C4(*).. Parâmetros do Polinômio do Canal de Fuga
C*****
**
C DIAHORA..... Dia,hora/minuto/segundo ref. à execução do
C                               siscom
C DPH(*)..... Disponibilidade de Potência
C DH(*)..... Perda de Carga no Penstock
C*****
**
C ENERGY(*)..... Requisito de Energia (MW-med) Mensal
C EPSON ..... Tolerância adotada para as equações de
C                               continuidade em usinas a fio d'água
C EVAP(*,*)..... Taxa de Evaporação (mm) para a usina e mês
C EVTB(*)..... Energia Vertida Turbinável
C EVTO(*)..... Energia Vertida não Turbinável
C*****
**
C FSM(*)..... Fator mensal de Conversão de Unidades =
C                               1.000.000/no. de segundos no mês
C FIMSHIST..... Ano Final da Série Histórica
C FIMPEST ..... Ano Final do Período de Estudo
C FIMSE..... Var. aux. associada a FIMSHIST
C FIMPE..... Var. aux. associada a FIMPEST
C*****
**
C GAMA..... Tolerância p/ equação de atendimento da carga
C*****
**
C HL(*)..... Queda líquida
C HZT..... Horizonte de Planejamento, em meses
C HREF(*)..... Queda de referência
C HYDRO(*,*)..... Vazão Natural Afluente na usina JS, mes JJ
C*****
**
C IA(*)..... Indicador de usina ativa (IA=1) ou
C                               desativa(IA=0)
C IDPC..... Indicador da forma de cálculo da perda d carga
C
C IGA(*)..... Índice ref. aos grandes aproveitamentos do sist.
C INDIN(*)..... Índice ref. à usina inicial do sistema estudado
C INDFN(*)..... Índice ref. à usina final do sistema estudado

```

C IRES(*,*).....	Índice ref. às us. c/ capac.regularizadora do sist
C ISV.....	Indicador de opcao de serie circular ou nao
C INICSH.....	Início da Serie Histórica-Opção Circular
C IDEMAND.....	Indicador do Tipo de demanda a ser estudada
C IOBJ.....	Indicador do tipo de função objetivo
C IMES.....	Variável associada ao mês
C IL.....	No. da 1a. usina do sistema especificado
C IF.....	No. da última usina do sistema especificado
C INISHIST.....	Ano inicial da serie histórica
C IFNSHIST.....	Ano final da serie histórica
C*****	
**	
C JCIRC.....	Indicador da opção p/ série circular(=1) ou
C	nao(=2)
C JJ.....	Índice ref. ao mês
C JMES.....	Índice ref. ao mês (para necessidades de
C	impressão)
C JQ.....	Contador do no. de usinas ativas
C	c/reservatórios
C JS.....	Índice ref. a usina
C JYCIRC.....	No. de anos a serem rodados, opção série
C	circular
C*****	
**	
C LSIST.....	Indicador do sistema em estudo
C*****	
**	
C MANT(*).....	Parcela mensal de energia destinada a
C	manutenção
C MINENSUL(*).....	Requisito min. energ. p/ Sul na opção
C	Sul+Sudeste
C MININC(*,*).....	Mês inicial de entrada de maquina numa certa
C	usina
C MR.....	Numero de restrições da matriz tecnológica
C	(Dual)
C MRR(*).....	Numero de restrições da M.T. associado a um
C	sistema
C*****	
**	
C N1.....	No. de usinas com previsão de entrada de
C	máquinas
C N2.....	No. de máquinas previstas para entrada em
C	uma usina
C NDEF.....	No. de meses com registro de deficits
C NN.....	No. de usinas com controle de cheias
C NOMUSI(*).....	Nome da usina
C NPREC.....	Nível de confianca (%) p/ previsão de vazões

C NRES.....	Número de reservatórios de um certo sistema
C NRSIST.....	Número de usinas com reservatórios num sistema
C NUSAT.....	Número de usinas ativas num sistema
C NV.....	Número de variáveis da matriz
C	tecnológica(Dual)
C NVR.....	Número de variáveis da M.T. associado a um sistema
C	
C*****	
**	
C PCMLT.....	Porcentagem da Média de Longo Termo da Vazão
C	
C PDISP(*,*).....	Pot.disponível na usina após entrada máquina mês JJ
C	
C PERCDEF.....	Porcentagem de deficits registrados numa rodada
C	
C PMIN(*).....	Potência mínima requerida numa usina
C PMAX(*,*).....	Potência máxima disponível na usina, mes JJ
C PRT(*).....	Produtibilidade da usina (MW/m3/s)
C PRTEST(*).....	Produtibilidade específica da usina (MW/m3/s/m)
C	
C*****	
**	
C QAFL(*,*).....	Vazão afluyente a uma usina
C QARM(*).....	Vazão armazenada num reservatório
C QDEF(*).....	Vazão defluente de uma usina
C QEVP(*,*).....	Vazão evaporada de um reservatório
C QTUR(*).....	Vazão turbinada em uma usina
C QVER(*).....	Vazão vertida em uma usina
C*****	
**	
C RM(*).....	Rendimento médio do grupo turbina-gerador
C*****	
**	
C SOMEH.....	Soma das energias geradas p/ usinas de um sistema
C	
C SOMEH1.....	Soma das energias geradas p/usinas do Sudeste
C SOMEH2.....	Soma das energias geradas p/ usinas do Sul
C*****	
**	
C TXDPL.....	Taxa máxima(%VU) de deplecionamento mensal dos res.
C	
C U(*,*).....	Engolimento máximo de uma usina, mês JJ
C UDISP(*,*).....	Engolim. máx. usina, após entrada máquina no mês JJ
C	
C UMIN(*,*).....	Engolim. mín. usina, mês JJ
C UMINDISP(*,*).....	Engolim. mín, usina apos entrada máquina no

```

C                                  mês JJ
C*****
**
C VMAX(*)..... Volume máximo de uma usina
C VPC..... Perda de carga(% de HL) no penstock da usina
C JS
C VUTIL..... Volume útil
C*****
**
C XA1,XA2,XA3,XA4,XA5,XA6..... Parâmetros das variáveis da curva de
C permanência
C XMAX(*,*)..... Volume máx. operacional no reservatório JS
C XMIN(*)...... Volume mínimo do reservatório
C XPERI(*)...... Volume armazenado no início do mês

```

C **** DIMENSIONAMENTO DAS VARIÁVEIS

```

INTEGER FIMPEST,FIMSHIST,FIMSE,FIMPE,HZT
REAL MANT,PERCDEF
CHARACTER*30 NARQE,NEVAP,NARPUS,NARQPL,NAUSIN,
3NSEL,NARCF1,NARCF2,NARQ21,NF9,NF10,NF11,NIND
CHARACTER*20 DIAHOR
CHARACTER*50 FOBJ
CHARACTER*15 SISTEM(3),NOMUSI(160)
CHARACTER*3 MES(12),FMES1
CHARACTER*4 AJYCIRC(60)
DIMENSION KO(6),INDIN(3),INDFN(3),XOLDP(160,12),XKPER(160,12),
3 ICF(160,3),AXVZD(160,12),AXEH(160,12),AXTU(160,12),
4 AXEAZ(160,12),AXVA(160,12),AXEVT(160,12),XA1(3600),
5 XA2(3600),XA3(3600),XA4(3600),XA5(3600),XA6(3600),
6
MRR(3),NVR(3),FSMES(12),DH1(160),CF1(160),ANMAX1(160),
7 PMAX1(160),UMIN1(160),U1(160)

COMMON/HYDRO/HYDRO(160,24),EVAP(160,60),EW(160)

COMMON/OPERAPL/POWER(160,12),PMAX(160,12),PRT(160,12),XK(160,12),
1 XMIN(160),VMAX(160),A0(160),A1(160),A2(160),
2 A3(160),A4(160),B0(160),B1(160),B2(160),B3(160),
3 B4(160),IA(160),CF(160,12),DH(160,12),PRTEST(160),
4 MANT(12),POWD(12),OPH(12),OPFH(12),IRES(35,3),
5
U(160,12),P(336),HREF(160),ENERGY(12),UMIN(160,12),

```


6 RM(160),XMAX(160,12),SPA,NGADAT(3),IGA(35,3),
 7 PMIN(160),ANMAX(160,12),C0(160),C1(160),C2(160),
 8 C3(160),C4(160),NRES(3),FSM(12),IDPC(160),VPC(160)

COMMON/OPUS/QAFL(160,12),QEV(160,24),QTUR(160,12),QARM(160,12),
 1 QVER(160,12),QDEF(160,12),XPERI(160),XV(160),
 2 EARZ(160,12),HL(160,12),EH(160,12),EVTUR(160,12),
 3

EVTO(160,12),QMTU(160,12),EVNTUR(160,12),XU(160),
 4 QVERT(160,12)

COMMON/TEC/TA(160),DEP(160),A(336,1200),B(336),C(1200),
 1 XOLD(160,12),X(1200),Y(1200),K(1200),JH(340),
 2 PE(336),E(164000),AA(160),XIN(160)

C ***** Definição do NGADAT: no. de grandes aproveitamentos em cada sistema

DATA NGADAT/5,6,13/

C ***** Identificação(IGA) dos grandes aproveitamentos em cada sistema

DATA IGA/42,44,48,49,50,30*0,
 1 73,75,81,91,92,93,29*0,
 2 1,2,4,5,6,7,9,18,21,25,30,37,40,22*0/

C ***** Identificação do No. Siscom do 1o. aproveitamento em cada sistema

DATA INDIN/42,73,1/

C ***** Identificação do No. Siscom do último aproveitamento em cada sistema

DATA INDFN/50,93,40/

C ***** Definição do no. de usinas c/ capac. regularizadora em cada sistema

DATA NRES/5,6,13/

C ***** Definição do no. de restrições da matriz tecnológica em cada sist.

DATA MRR/120,144,312/

C ***** Definição do no. de variáveis da matriz tecnológica em cada sist.

DATA NVR/372,420,876/

C ***** Identificação do No. Siscom das usinas com capac. regularizadora

DATA IRES/42,44,48,49,50,30*0,
 1 73,75,81,91,92,93,29*0,
 2 1,2,4,5,6,7,9,18,21,25,30,37,40,22*0/

C ***** Identificação dos meses do ano

DATA MES/'MAI','JUN','JUL','AGO','SET',
 1 'OUT','NOV','DEZ','JAN','FEV','MAR','ABR'/

C ***** Identificação dos sistemas possíveis de serem rodados

DATA SISTEM/'PARANAIBA','PARANAPANEMA','GRANDE'/

C ***** Definição do fator de conversão de unidades (Hm3/mes p/ m3/s)

DATA FSMES/2.6784,2.592,2.6784,2.6784,2.592,2.6784,

1 2.592,2.6784,2.6784,2.4192,2.6784,2.592/

C ***** LEITURA DO ARQUIVO QUE CONTÉM OS PARÂMETROS DE
C SELEÇÃO: MENU.SEL

```

      NSEL='C:\SISCOMMENU.SEL'
      OPEN(14,FILE=NSEL,ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS='OLD')
      READ(14,10)DIAHOR
10  FORMAT(A20)
      READ(14,*)LSIST
      READ(14,*)NPREC
      READ(14,*)ISV
      READ(14,*)INICSH
      READ(14,*)IDEMAND
      READ(14,*)JCIRC
      READ(14,*)HZT
      READ(14,*)INISHIST
      READ(14,*)IFNSHIST
      READ(14,*)INIPEST
      READ(14,*) PCTMLT
      CLOSE(UNIT=14)
C *** LEITURA DO ARQUIVO COM OS PARÂMETROS DE CALIBRAÇÃO

OPEN(21,FILE='C:\SISCOMPARCAL.SEL',ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS
1='OLD')
      READ(21,*)TXDPL
      READ(21,*)COEFFP
      READ(21,*)GAMA
      READ(21,*)EPSON
      READ(21,*)IOBJ
      READ(21,*)ALFA1
      CLOSE(UNIT=21)

```

C **** DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS/VARIÁVEIS REF. AO SISTEMA
SELECIONADO

```

      II=INDIN(LSIST)
      IF=INDFN(LSIST)
      NRSIST=NRES(LSIST)
      MR=MRR(LSIST)
      NV=NVR(LSIST)
      JRX=0
      DO 21 I=1,2
      JRX=JRX+1
21  IRES(JRX,1)=IRES(I,1)

```

C ***** LEITURA DO ARQUIVO ÍNDICE PARA O PREFIXO DAS USINAS-
C NUMERAÇÃO SISCOM

```

NIND='C:\SISCOM\INDICE.USI'
OPEN(4,FILE=NIND,ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS='OLD')
READ(4,*)
DO 60 JS = 1,160
  READ (4,70) NOMUSI(JS)
60 CONTINUE
70 FORMAT(8X,A12)
  CLOSE(UNIT=4)

C **** LEITURA DO ARQUIVO QUE ESPECIFICA AS USINAS QUE
C      ENTRARÃO NO SISTEMA A SER OTIMIZADO.

NAUSIN='C:\SISCOM\USINAS.SEL'
OPEN(4,FILE=NAUSIN,ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS='OLD')
READ(4,*)
READ(4,*)
DO 61 JS=1,160
  READ(4,62)IA(JS)
61 CONTINUE
62 FORMAT(17X,I1)
  CLOSE(UNIT=4)

C **** NUSAT: NUMERO DE USINAS ATIVAS
  NUSAT=0.0
  DO 63 JS=1,IF
    IF(IA(JS).EQ.0) GO TO 63
    NUSAT=NUSAT+1
63 CONTINUE

C **** CONTADOR DO NUMERO DE APROVEITAMENTOS
C      REGULARIZADORES ATIVOS (JQ)
  JQ=0
  DO 110 JS=1,IF
    IF(IA(JS).EQ.1) JQ=JQ+1
110CONTINUE

C **** LEITURA DOS DADOS DE EVAPORAÇÃO MENSAL
NEVAP='C:\SISCOM\EVAPO.USI'
OPEN(2,FILE=NEVAP,ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS='OLD')
READ(2,*)
DO 120 JS=1,160
  READ(2,130) (EVAP(JS,I),I=1,12)
  DO 121 I=1,12
    J1=I+12
    EVAP(JS,J1)=EVAP(JS,I)
    JP=4+I
    EVAP(JS,I)=EVAP(JS,JP)

```

```

121CONTINUE
120CONTINUE
130FORMAT(17X,12(F4.0,1X))
    CLOSE(UNIT = 2)

```

C ***** LEITURA DOS ARQUIVOS DE DADOS DO CADASTRO FÍSICO

C *****FÍSICO1

C***** VOLUMES MÍNIMOS, MÁXIMOS, QUEDA DE REFERÊNCIA,
C PRODUTIBILIDADE
C***** ZERANDO AS PRODUTIBILIDADES PRT E PRTEST INICIALMENTE

```

    DO 161 JJ = 1,HZT
    DO 160 JS = 1,160
    PRT(JS,JJ)=0.0
    PRTEST(JS)=0.0
160CONTINUE
161CONTINUE

    NARCF1='C:\SISCOM\FISICO1.USI'
    OPEN (7,FILE=NARCF1,ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS='OLD')
    I=0
170DO 180 IX = 1,3
180READ(7,*)
    DO 190 JS = 1+I,24+I
    IF(JS.GT.160) GO TO 210
    READ(7,200)XMIN(JS),VMAX(JS),ANMAX1(JS),HREF(JS),PRTEST(JS),
    1DH1(JS),CF1(JS)
    IF(IA(JS).EQ.0) PRTEST(JS)=0.0
190CONTINUE
200FORMAT(66X,F6.0,1X,F6.0,23X,F6.2,59X,F5.1,49X,F8.6,4X,F4.2,3X,
    1F6.2)
    I=24+I
    IF(I.LE.144) GO TO 170
210CONTINUE
    CLOSE(UNIT=7)
    DO 214 JJ=1,HZT
    DO 213 JS=1,160
    DH(JS,JJ)=DH1(JS)
    CF(JS,JJ)=CF1(JS)
213CONTINUE
214CONTINUE

```

C ***** FÍSICO2

C ***** POTÊNCIA MÁXIMA VAZÃO MÍNIMA RENDIMENTO MÉDIO

```

NARCF2='C:\SISCOM\FÍSICO2.USI'
OPEN (8,FILE=NARCF2,ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS='OLD')
I=0
220DO 230 IX = 1,3
230READ(8,*)
    DO 240 JS = 1+I,24+I
    IF(JS.GT.160) GO TO 260
    READ(8,250)PMAX1(JS),RM(JS),UMIN1(JS),U1(JS),PMIN(JS),
    1IDPC(JS),VPC(JS)
240CONTINUE
250FORMAT(130X,F7.1,2X,F4.2,1X,F6.1,1X,F7.1,2X,F6.1,5X,I1,6X,F4.2)
    I = 24+I
    IF(I.LE.144) GO TO 220
260CONTINUE
    CLOSE(UNIT=8)
    DO 243 JJ=1,HZT
    DO 242 JS=1,160
    PMAX(JS,jj)=PMAX1(JS)
    UMIN(JS,jj)=UMIN1(JS)
    U(JS,JJ)=U1(JS)
242CONTINUE
243CONTINUE

```

C ***** LEITURA DO ARQUIVO FÍSICO3

```

C **** RELAÇÃO COTA X VOLUME
NF9='C:\SISCOM\FÍSICO3.USI'
OPEN (9,FILE=NF9,ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS='OLD')
READ(9,*)
DO 280 JS=1,160
    READ(9,270) A0(JS),A1(JS),A2(JS),A3(JS),A4(JS)
270FORMAT(32X,5(E13.6E2))
280CONTINUE
    CLOSE(UNIT=9)

```

C ***** FÍSICO4

```

C **** RELAÇÃO ÁREA X COTA
NF10='C:\SISCOM\FÍSICO4.USI'
OPEN (10,FILE=NF10,ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS='OLD')
READ(10,*)
DO 290 JS=1,160
    READ(10,270) B0(JS),B1(JS),B2(JS),B3(JS),B4(JS)
290CONTINUE
    CLOSE(UNIT=10)

```

C ***** FÍSICO 5

C ***** POLINOMIO DA RELACAO COTA X DESCARGA DO CANAL DE

```

C          FUGA
NF11='C:\SISCOM\FÍSICO5.USI'
OPEN (11,FILE=NF11,ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS='OLD')
READ(11,*)
DO 310 JS=1,160
  READ(11,300) C0(JS),C1(JS),C2(JS),C3(JS),C4(JS)
300FORMAT(32X,5(E13.6E2))
310CONTINUE
  CLOSE(UNIT=11)

  IAX=0
  DO 320 JS=1,160
    XU(JS)=100
C ***** O parametro A1 da curva cota-volume sendo igual a zero significa
C ***** usina a fio d'agua. Os aproveitamentos de No. SISCOM 51 e 112, embora
C ***** sejam a fio d'agua nao apresentam A1=0.

320CONTINUE
C ***** OBTENÇÃO DOS FATORES CORRETIVOS (FSM) PARA
C          CONSIDERAÇÃO
C ***** DO NÚMERO DE SEGUNDOS/MES AO LONGO DE TODA
EXTENSÃO DE HZT
  DO 350 JJ=1,HZT
    JMES=MOD(JJ,12)
    IF(JMES.EQ.0) JMES=12
    FSM(JJ)=FSMES(JMES)
350CONTINUE

C *** TRANSFORMAÇÃO DE VOLUMES DE % Vu PARA Hm3
DO 400 I=1,NGADAT(LSIST)
  JS=IGA(I,LSIST)
  IF(IA(JS).EQ.0.OR.A1(JS).EQ.0) GO TO 400
  VUTIL=(VMAX(JS)-XMIN(JS))/100.0
  DO 390 JJ=1,HZT
    XK(JS,JJ)=XU(JS)*VUTIL+XMIN(JS)
390CONTINUE
400CONTINUE

C ***** EXTENDENDO OS VALORES LIDOS PARA TODO O PERÍODO DE
C          OTIMIZAÇÃO(HZT)
DO 420 I=1,NGADAT(LSIST)
  JS=IGA(I,LSIST)
  DO 410 JJ=1,HZT
    JMES= MOD(JJ,12)
    IF(JMES.EQ.0) JMES=12
410CONTINUE

```

```

420CONTINUE
  DO 430 I=1,NGADAT(LSIST)
    JS=IGA(I,LSIST)
    DO 430 JJ=1,HZT
      IF(A1(JS).EQ.0.OR.JS.EQ.51.OR.JS.EQ.112) XMAX(JS,JJ)=0.0
      IF(A1(JS).EQ.0.OR.JS.EQ.51.OR.JS.EQ.112) XMIN(JS)=0.0
430CONTINUE

C*****OPERAPL2
C LEITURA DOS PARAMETROS ENERGETICOS/MERCADO
  IF(LSIST.EQ.1)NARQE='C:\SISCOM\OPERPL23.USI'
  IF(LSIST.EQ.2)NARQE='C:\SISCOM\OPERPL25.USI'
  IF(LSIST.EQ.3)NARQE='C:\SISCOM\OPERPL22.USI'

  OPEN(3,FILE=NARQE,ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS='OLD')
  ICT=0
440READ(3,*)
  READ(3,*)
C *****REQUISITO DE ENERGIA PARA OS SISTEMA SELECIONADO
C   (MW-med)
  READ(3,450) (ENERGY(I),I=1+ICT,12+ICT)
  ICT=ICT+12
450FORMAT(27X,12(F6.0,2X))
  CLOSE(UNIT=3)

  DO 460 I=1,NGADAT(LSIST)
    JS=IGA(I,LSIST)
    DO 460 JJ = 1,HZT
      PMAX(JS,JJ)=PMAX(JS,1)
      U(JS,JJ)=U(JS,1)
      UMIN(JS,JJ)=UMIN(JS,1)
460CONTINUE

C ***** DEFINIÇÃO DE UM FATOR DE AMPLIACAO DO RECURSO bi NA
C   MATRIZ TECNOLÓGICA
C ***** QUANDO NO CASO DE USINA INATIVA (IA(JS)=0)
  DO 580 JS = 1,160
580TA(JS)=(2.-IA(JS))**2

  GO TO (600,590) JCIRC

C ***** CASO 1) SÉRIE NÃO-CIRCULAR (JCIRC=2)

590IYEAR=INISHIST
  NMONTH=HZT
  JYLIM=1
  GO TO 610

```

C***** CASO 2) SERIE CIRCULAR (JCIRC=1)

600IYEAR=INISHIST
 NMONTH=HZZ
 JYLIM=IFNSHIST-INISHIST+1

610CONTINUE
 I1=0

DO 850 JY = 1,JYLIM
 JYCIRC= INISHIST-1+JY
 WRITE(AJYCIRC(JY),'(I4)') JYCIRC

C ***** LEITURA DO ARQUIVO DE VAZÕES

CALL RD1T (IA,ICF,NMONTH,IYEAR,HYDRO)

C*****LEITURA DO ARQUIVO DE INFORMAÇÕES S/ A
 C TOPOLOGIA FLUVIAL

CALL ICFTINE2(ICF,IA)

C TRANSFORMA VAZOES (M3/S) EM VOLUMES (HM3)

DO 620 JS=1,160

DO 620 JJ=1,hzt

620HYDRO(JS,JJ)=IA(JS)*HYDRO(JS,JJ)*FSM(JJ)

C AS VAZÕES INCREMENTAIS A H.BORDEN(51), PEDREIRA(53) E

C TRAICAO(55)

C SÃO IGUAIS A ZERO, POIS SERÃO COMPUTADAS EM EDGAR DE

C SOUZA(57)

C ***** IMPRESSÃO DOS CABECALHOS NO ARQUIVO

C 'PLANO.WRI'

IF (JCIRC.EQ.2) NARPUS='C:\SISCOM\PLANO.WRI'

IF (JCIRC.EQ.2) GO TO 640

NARPUS='C:\SISCOM\PLAN\\AJYCIRC(JY)\''.WRI'

OPEN(JY,FILE=NARPUS,ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS='UNKNOWN')

IF(IOBJ.EQ.1) FOBJ='F.OBJ.: MAX. ENERGIA ARMAZENADA'

IF(IOBJ.EQ.2) FOBJ='FUNCAO OBJETIVO: MIN. VERTIMENTO'

WRITE(JY,650)DIAHOR

650FORMAT(1X,'data/hora: ',A21)

WRITE(JY,660) SISTEM(LSIST),FOBJ

660FORMAT(1X,/,


```
215X,'CESP - PLANO DE OPERACAO - SISTEMA ',2X,A15,//,
319X,A33,/) )
```

```
C **** PREPARACAO DE DADOS PARA IMPRESSAO DE MES E ANO
FINAL
```

```
    INTHZT= HZT/12
    IMES=HZT-(INTHZT*12)
    FIMSHIST=IYEAR+INTHZT
    FIMPEST=INIPEST+INTHZT
    IMES=12
670FIMSE=FIMSHIST
    FIMPE=FIMPEST
680FMES1=MES(IMES)
    IF(JCIRC.EQ.2) WRITE(JY,700)
    IF(JCIRC.EQ.1) WRITE(JY,690)
690FORMAT(15X,'ANALISE DE SERIE CIRCULAR')
700FORMAT(15X,'ANALISE DE SERIE HISTORICA (NAO CIRCULAR)')
    WRITE(JY,710)JYCIRC,FMES1,FIMSE
710FORMAT(5X,'RESULTADOS CORRESPONDENTES AO TRECHO:
MAI',I4,' a ',
1A4,'/',I5,/)
    WRITE(JY,720)HZT
720FORMAT(18X,'HORIZONTE DE PLANEJAMENTO: ',I2,' MESES')
    WRITE(JY,730)INIPEST,FMES1,FIMPE
730FORMAT(15X,'PERIODO DE ESTUDO: MAI',I4,' a ',A4,'/',I5,/) )
```

```
    HZTP=HZT
```

```
C ***** CHAMADA DA SUBROTINA CEPITAT, QUE PREPARA E RESOLVE
C          O PROGRAMA LINEAR
```

```
CALL CEPITAT(HZT,HZTP,KO,LSIST,IL,IF,MR,NV,COEFFP,GAMA,
1TXDPL,JOB,I OBJ,epson)
```

```
    HZT=HZTP
```

```
    DO 800 JJ=1,HZT
```

```
C IMPRESSAO DOS RESULTADOS NO FORMATO OPUS
```

```
    WRITE(JY,740) JJ,ENERGY(JJ)
740 FORMAT(/,11X,'MES=',I2,14X,'REQUISITO DE ENERGIA(MW-
md)=' ,F7.1,/)
    WRITE(JY,750)
750 FORMAT(1X,'NO.',2X,'NOME',10X,'QINC',3X,'QAFL',2X,'QEVF',2X,
2'QTUR',3X,'QARM',3X,'QVER',3X,'QDEF',4X,'VIN',3X,'VFIM',4X,
2'EAR',4X,'HLIQ',3X,'PROD.',4X,'EH',5X,'EVTB',4X,'DPH',3X,'EVTO')
    WRITE(JY,760)
760FORMAT('SIS.',16X,'m3/s',3X,'m3/s',2X,'m3/h',2X,'m3/s',3X,'m3/s',
13X,'m3/s',3X,'m3/s',4X,'%VU',4X,'%VU',3X,'MWmes',4X,'m',5X,
```

```

1'MW/m3/s',2X,'MWMD',3X,'MWMD',4X,'MW',4X,'MWMD',/)
SOMEH=0.
SOMEH1=0.
SOMEH2=0.
I1=I1+1
DO 780 I=1,NGADAT(LSIST)
JS=IGA(I,LSIST)
IF (IA(JS).EQ.0) GO TO 780
AXVZD(JS,JJ)=XU(JS)
IF(A1(JS).EQ.0.0) AXVZD(JS,JJ)=0.0
AXEH(JS,JJ)=EH(JS,JJ)
AXTU(JS,JJ)=QTUR(JS,JJ)/FSM(JJ)
AXEVT(JS,JJ)=EVTUR(JS,JJ)
AXEAZ(JS,JJ)=EVNTUR(JS,JJ)
AXVA(JS,JJ)=EVTO(JS,JJ)
AHYDRO=HYDRO(JS,JJ)/FSM(JJ)
XOLDP(JS,JJ)=100*(XOLD(JS,JJ)-XMIN(JS))/(VMAX(JS)-XMIN(JS))
XKPER(JS,JJ)=100*(XK(JS,JJ)-XMIN(JS))/(VMAX(JS)-XMIN(JS))
IF (A1(JS).EQ.0) XKPER(JS,JJ)=100.00
IF (A1(JS).EQ.0) XOLDP(JS,JJ)=100.00
AQAFI=QAFL(JS,JJ)/FSM(JJ)
AQDEF=QDEF(JS,JJ)/FSM(JJ)
AQTUR=QTUR(JS,JJ)/FSM(JJ)
AQEVP=QEVP(JS,JJ)
SOMEH=SOMEH+EH(JS,JJ)
C ***** VARIAVEIS DA CURVA DE PERMANENCIA
769WRITE(JY,770)JS,NOMUSI(JS),AHYDRO,AQAFI,AQEVP,
1AQTUR,QARM(JS,JJ),QVER(JS,JJ),AQDEF,XOLDP(JS,JJ),XKPER(JS,JJ),
2EARZ(JS,JJ),HL(JS,JJ),PRT(JS,JJ),EH(JS,JJ),EVTUR(JS,JJ),
3POWER(JS,JJ),EVTO(JS,JJ)
770 FORMAT(1X,I3,3X,A12,1X,F6.0,1X,F6.0,1X,F4.0,1X,F6.0,1X,F6.0,1X,
1F6.0,1X,F6.0,1X,F6.2,1X,F6.2,2X,F6.0,1X,F6.2,1X,F7.4,2X,F6.0,1X,
2F6.0,1X,F6.0,1X,F6.0)
780 CONTINUE
IF(LSIST.EQ.8) WRITE(JY,781)SOMEH2
781FORMAT(/,5X,'ENERGIA (MW-med) DO SUL: ',F8.0)
IF(SOMEH.LT.ENERGY(JJ))NDEF=NDEF+1
WRITE(JY,790)SOMEH
790FORMAT(/,' TOTAL DE ENERGIA PRODUZIDA (MW-med):',F8.0,/)

C   ARMAZENAMENTO NO ARQUIVO 'PLANO.AUX' (NAO CIRCULAR) E
C   'PLAN19**.AUX' (CIRCULAR)
C   DAS VARIÁVEIS PARA CURVA DE DURAÇÃO

800CONTINUE

```

C*****CÁLCULO DO NÚMERO DE MESES COM DÉFICIT E
PERCENTAGEM

C DE FALHAS

IF(JCIRC.EQ.2) PERCDEF=100.0*NDEF/HZT

IF(JCIRC.EQ.2) WRITE(JY,810)NDEF,PERCDEF

IF(JCIRC.EQ.1.AND.JY.EQ.JYLIM) PERCDEF=100.0*NDEF/(JYLIM*HZT)

IF(JCIRC.EQ.1.AND.JY.EQ.JYLIM) WRITE(JY,810)NDEF,PERCDEF

810FORMAT(///,2X,'NUMERO DE MESES COM DEFICIT:',I2,2X,

1'PORCENTAGEM DE FALHAS: ',F5.1,'%')

CLOSE(UNIT=JY)

IF (JCIRC.EQ.2) NARPUS='C:\SISCOM\PLANO.AUX'

IF (JCIRC.EQ.2) GO TO 820

NARPUS='C:\SISCOM\PLAN'\AJYCIRC(JY)'\.AUX'

820OPEN(JY,FILE=NARPUS,ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS='UNKNOWN')

DO 840 MK=1,NGADAT(LSIST)

JS=IGA(MK,LSIST)

IF(IA(JS).EQ.0) GO TO 840

WRITE(JY,830) JS,(AXVZD(JS,JJ),JJ=1,HZT),(AXEH(JS,JJ),JJ=1,HZT),

1(AXTU(JS,JJ),JJ=1,HZT),(AXEVT(JS,JJ),JJ=1,HZT),

2(AXEAZ(JS,JJ),JJ=1,HZT),(AXVA(JS,JJ),JJ=1,HZT)

830FORMAT(I5,6(/,60F6.0))

840CONTINUE

CLOSE(UNIT=JY)

IYEAR=IYEAR+1

850CONTINUE

C*****CHAMADA DA ROTINA QUE CALCULA AS

C CURVAS DE PERMANÊNCIA

NARQPL='C:\SISCOM\PLANO.GRF'

OPEN(77,FILE=NARQPL,ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS='UNKNOWN')

IF(JCIRC.EQ.2)JYLIM=2

DO 870 JY = 1,JYLIM-1

IF (JCIRC.EQ.2) NARPUS='C:\SISCOM\PLANO.AUX'

IF (JCIRC.EQ.2) GO TO 860

NARPUS='C:\SISCOM\PLAN'\AJYCIRC(JY)'\.AUX'

860OPEN(JY,FILE=NARPUS,ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS='OLD')

870CONTINUE

WRITE(77,875)NUSAT

875FORMAT(I3)

DO910 I=1,NGADAT(LSIST)

JSX=IGA(I,LSIST)

IF(IA(JSX).EQ.0) GO TO 910

```

      WRITE(77,880) NOMUSI(JSX)
880FORMAT(A12)
      I1=0
      DO 900 JY = 1,JYLIM-1
        READ(JY,885)JS,(AXVZD(JS,JJ),JJ=1,HZT),(AXEH(JS,JJ),JJ=1,HZT),
          1 (AXTU(JS,JJ),JJ=1,HZT),(AXEVT(JS,JJ),JJ=1,HZT),
          2 (AXEAZ(JS,JJ),JJ=1,HZT),(AXVA(JS,JJ),JJ=1,HZT)
885FORMAT(I5,6(/,60F6.0))
      DO 890 JJ= 1,HZT
        I1=I1+1
        XA1(I1)=AXVZD(JS,JJ)
        XA2(I1)=AXEH(JS,JJ)
        XA3(I1)=AXTU(JS,JJ)
        XA4(I1)=AXEVT(JS,JJ)
        XA5(I1)=AXEAZ(JS,JJ)
        XA6(I1)=AXVA(JS,JJ)
890CONTINUE
900CONTINUE
      CALL PERMITA(XA1,XA2,XA3,XA4,XA5,XA6,I1)
910CONTINUE
      DO 920 JY = 1,JYLIM-1
        CLOSE(UNIT=JY)
920CONTINUE
      STOP
      END

```

2. LISTAGEM DA SUBROTINA CEPITA.FOR

```

C*****
**
C ESTA SUBROTINA PREPARA E RESOLVE O PROGRAMA LINEAR
C*****
**
      SUBROUTINE CEPITAT(HZT,HZTP,KO,LSIST,II,IF,MR,NV,COFFFP,
        1GAMA,TXDPL,JOB,IOBJ,EPSON)

      REAL MANT,ITER,NM(160,12)
      DIMENSION XM(160,12),KO(6),QTT(160,12),QV(160,12),QDEF2(160,12),

1FIRM(12),VREFI(11),CR(10),AFLUEN(160,12),QDEF1(160,12),
        2ENERM(12),APRT(160,12),QGERMIN(160,12),HLN(160,12),
        3AREA(160,12),QUU(160,12),DIFHL(160,12),NHL(160,12),
        4DIF2(12),QAD(12),ENER(12),DIF1(12),AM(1200,336)
      COMMON/HYDRO/HYDRO(160,24),EVAP(160,60),EW(160,12)

      COMMON/OPERAPL/POWER(160,12),PMAX(160,12),PRT(160,12),XK(160,12),
        1XMIN(160),VMAX(160),A0(160),A1(160),A2(160),
        2A3(160),A4(160),B0(160),B1(160),B2(160),B3(160),
        3B4(160),IA(160),CF(160,12),DH(160,12),PRTEST(160),
        4MANT(12),POWD(12),OPH(12),OPPH(12),IRES(35,3),
        5U(160,12),P(336),HREF(160),ENERGY(12),UMIN(160,12),
        6RM(160),XMAX(160,12),SPA,NGADAT(3),IGA(35,3),
        7PMIN(160),ANMAX(160,12),C0(160),C1(160),C2(160),
        8C3(160),C4(160),NRES(3),FSM(12),IDPC(160),VPC(160)

      COMMON/OPUS/QAFL(160,12),QEV(160,24),QTUR(160,12),QARM(160,12),
        1QVER(160,12),QDEF(160,12),XPERI(160),XV(160),
        2EARZ(160,12),HL(160,12),EH(160,12),EVTUR(160,12),
        3EVTO(160,12),QMTU(160,12),EVNTUR(160,12),XU(160,12),
        4QVERT(160,12)

      COMMON/TEC/TA(160),DEP(160),A(336,1200),B(336),C(1200),
        1XOLD(160,12),X(1200),Y(1200),KB(1200),JH(340),

```

2PE(336),E(164000),AA(160),XIN(160)

DATA VREFI/100.,90.,80.,70.,60.,50.,40.,30.,20.,10.,0./

DATA CR/ 1., 1., 1., 1., 1.,1.,1.,1.,1.,

11./

HZT=HZTP

DO 11 JJ=1,HZT

DO 10 KK=1,NGADAT(LSIST)

JS=IGA(KK,LSIST)

QTUR(JS,JJ)=0

QDEF(JS,JJ)=0

10 CONTINUE

11 CONTINUE

C MR INDICA O NUMERO DE RESTRICOES, NV INDICA O NUMERO DE
C VARIAVEIS (PROB.DUAL)

NC=NV+MR

C VOLUME INICIAL (XPERI) ARMAZENADO COMO PORCENTAGEM DO
C VOLUME UTIL

DO 51 JJ=1,HZT

DO 50 I=1,NGADAT(LSIST)

JS=IGA(I,LSIST)

XPERI(JS)=100.0*(XK(JS,JJ)-XMIN(JS))/(VMAX(JS)-XMIN(JS))

50 CONTINUE

51 CONTINUE

IND=0

DO 61 JJ=1,HZT

DO 60 I=1,NGADAT(LSIST)

JS=IGA(I,LSIST)

IF(JJ.EQ.1) XIN(JS)=XK(JS,1)

IF(IA(JS).EQ.0) GO TO 60

XM(JS,JJ)=XIN(JS)

60 CONTINUE

61 CONTINUE

70 IND=IND+1

C MÁXIMAS VARIAÇÕES MENSAIS DOS VOLUMES ÚTEIS (HM3/MÊS)

DO 80 I=1,NGADAT(LSIST)

JS=IGA(I,LSIST)

DEP(JS)=TXDPL*(VMAX(JS)-XMIN(JS))

80 CONTINUE

C*****CÁLCULO DO NÍVEL D'ÁGUA NO CANAL DE
FUGA*****

C*****SE IND=1: CF = CF

médio*****

C*****SE IND=2: CF é FUNÇÃO DAS DEFLUÊNCIAS

C***** OBTIDAS NA ITERACAO ANTERIOR

(IND.=1)*****

IF(IND.EQ.1) GO TO 100

DO 91 JJ=1,HZT

DO 90 I=1,NGADAT(LSIST)

JS=IGA(I,LSIST)

QDEF1(JS,JJ)=QDEF(JS,JJ)/FSM(JJ)

CF(JS,JJ)=C0(JS)+C1(JS)*QDEF1(JS,JJ)+C2(JS)*QDEF1(JS,JJ)**2+

1C3(JS)*QDEF1(JS,JJ)**3+C4(JS)*QDEF1(JS,JJ)**4

90 CONTINUE

91 CONTINUE

100DO 121 JJ=1,HZT

DO 120 I=1,NGADAT(LSIST)

JS=IGA(I,LSIST)

NM(JS,JJ)=A0(JS)+A1(JS)*XM(JS,JJ)+A2(JS)*XM(JS,JJ)**2+

1A3(JS)*XM(JS,JJ)**3+A4(JS)*XM(JS,JJ)**4

IF(IDPC(JS).EQ.1) DH(JS,JJ)=VPC(JS)*(NM(JS,JJ)-CF(JS,JJ))/100.0

HL(JS,JJ)=NM(JS,JJ)-CF(JS,JJ)-DH(JS,JJ)

120CONTINUE

121CONTINUE

C TRANSFORMACAO DA PRODUTIBILIDADE ESPECIFICA (MW/m3/s/m)

C PARA PRODUTIBILIDADE (MW/m3/s) E CALCULO DO VOLUME

C EVAPORADO (EW - hm3/mes)

CONST=0.00001

C RELACOES ENTRE CAPACIDADE MAX. DE GERACAO(MW) E VOLUME

C ARMAZENADO(HM3)

DO 151 JJ=1,HZT

DO 150 I=1,NGADAT(LSIST)

JS=IGA(I,LSIST)

IF (IA(JS).EQ.0) GO TO 1459

C***** A1(JS) = 0 SIGNIFICA USINA A FIO D'AGUA

PRT(JS,JJ)=HL(JS,JJ)*PRTEST(JS)

AREA(JS,JJ)=B0(JS)+B1(JS)*NM(JS,JJ)+B2(JS)*NM(JS,JJ)**2+

1B3(JS)*NM(JS,JJ)**3+B4(JS)*NM(JS,JJ)**4

EW(JS,JJ)=EVAP(JS,JJ)*AREA(JS,JJ)*CONST

QGERMIN(JS,JJ)=PMIN(JS)/PRT(JS,JJ)

UMIN(JS,JJ)=AMAX1(UMIN(JS,JJ),QGERMIN(JS,JJ))

1459CONTINUE

150CONTINUE
151CONTINUE

```

      DO 171 JJ=1,HZT
      DO 170 I=1,NGADAT(LSIST)
      JS=IGA(I,LSIST)
      IF(XM(JS,JJ).GE.VMAX(JS)) POWER(JS,JJ)=PMAX(JS,JJ)
      IF(XM(JS,JJ).LT.VMAX(JS)) POWER(JS,JJ)=9.813E-3*
      1RM(JS)*U(JS,JJ)*HL(JS,JJ)
      IF(POWER(JS,JJ).GT.PMAX(JS,JJ)) POWER(JS,JJ)=PMAX(JS,JJ)
170CONTINUE
171CONTINUE

```

C CALCULO DA CAPACIDADE DE GERACAO DO SISTEMA(MW) ,
ABATIDA

C A PARCELA DE MANUTENCAO [MANT(JJ)]

```

DO 181 JJ=1,HZT
  ENERM(JJ)=0
  DO 180 J=1,NGADAT(LSIST)
  JS=IGA(J,LSIST)
  ENERM(JJ)=ENERM(JJ)+IA(JS)*POWER(JS,JJ)
180CONTINUE
  ENERM(JJ)=ENERM(JJ)*277.78*FSM(JJ)
181CONTINUE

```

C O FATOR 277.78*FSM(JJ) REPRESENTA O No. DE HORAS NO MES JJ

```

  GO TO 200
190CONTINUE
  DO 191 JJ=1,HZT
  ENERM(JJ)=ENER(JJ)*277.78*FSM(JJ)
191CONTINUE
200CONTINUE

```

```

  DO 211 JJ=1,HZT
  FIRM(JJ)=ENERGY(JJ)*277.78*FSM(JJ)

```

C TESTE DA SUFICIÊNCIA DOS RECURSOS DE GERAÇÃO EM RELAÇÃO À
C DEMANDA

```

  IF(FIRM(JJ).GT.ENERM(JJ)) GO TO 209
  GO TO 211
209WRITE(*,205)JJ,IND,ENERM(JJ),FIRM(JJ)
205FORMAT(1X,'ENERGIA SUPERIOR A MAX.OFERTA POSSIVEL, JJ=',
  1I3,2X,'IND= ',I3,1X,'ENERM=',F12.1,2X,'FIRM=',F12.1)
  JOB=1
  STOP
211CONTINUE

```

C CONSTRUÇÃO DA MATRIZ TECNOLÓGICA, INICIALMENTE ZERADA,
C NA FORMA DUAL


```

      DO 230 L=1,MR
      DO 220 J=1,NC
220A(L,J)=0.0
230CONTINUE
C INTRODUÇÃO DAS VARIÁVEIS RESIDUAIS(FOLGA/EXCESSO)
      DO 240 J=1,MR
240A(J,J+NV)=1.0
      SPA=0
GO TO (4001,4002,4003) LSIST
C CHAMADA DAS MATRIZES TECNOLÓGICAS POR SUB-SISTEMA

4001 CALL TECPNBN(GAMA,HZT,LSIST,EPSON)
      GO TO 4004
4002 CALL TECPNPN(GAMA,HZT,LSIST,EPSON)
      GO TO 4004
4003 CALL TECGRAN(GAMA,HZT,LSIST,EPSON)
      GO TO 4004
4004 CONTINUE
IX=0

C CHAMADA DA ROTINA DE PROGRAMACAO LINEAR
500 CALL SIMPITAT(0,MR,NC,KO)
C TESTE DE FACTIBILIDADE DA SOLUÇÃO(SE KO(1)>0 A SOLUÇÃO É
C INFACTÍVEL)
      IF(KO(1).EQ.0) GO TO 680
      IX=IX+1
      WRITE(*,510) KO(1),IX,IND
      WRITE(*,520) KO(6),JJ,IND
510FORMAT(2X,'KO(1)=',I5,3X,'IX=',I3)
520FORMAT(2X,'KO(6)=',I5,2X,'JJ=',I5,' IND=',I5)

C NA PRIMEIRA VEZ QUE A ROTINA DE PL É CHAMADA DEFINEM-SE
C DESCARGAS
C MENSAIS ÓTIMAS E CALCULAM-SE OS VOLUMES DE FIM DO MÊS
C CORRESPONDENTE

680CONTINUE
      DO 811 JJ=1,HZT
      DO 810 JAS=1,NGADAT(LSIST)
      JS=IGA(JAS,LSIST)
      IF(JJ.EQ.1) XOLD(JS,1)=XIN(JS)
      IF(JJ.GT.1) XOLD(JS,JJ)=XK(JS,JJ-1)
      JAA=JAS
      JS1=2*JJ-1+(2*HZT*(JAS-1))
      JS2=JS1+1
      JSM=JS-1
      JM=JAA

```

```

QUU(JS,JJ)=U(JS,JJ)*FSM(JJ)
QTUR(JS,JJ)=P(JS1)
QVERT(JS,JJ)=P(JS2)
QTT(JS,JJ)=QTUR(JS,JJ)/FSM(JJ)
IF(LSIST.EQ.2.OR.LSIST.EQ.3) GO TO 8001
QAFL(42,JJ)=HYDRO(42,JJ)
QAFL(44,JJ)=HYDRO(44,JJ)
QAFL(48,JJ)=HYDRO(48,JJ)+QTUR(42,JJ)+QVERT(42,JJ)+
1QTUR(44,JJ)+QVERT(44,JJ)
QAFL(49,JJ)=HYDRO(49,JJ)+QTUR(48,JJ)+QVERT(48,JJ)
QAFL(50,JJ)=HYDRO(50,JJ)+QTUR(49,JJ)+QVERT(49,JJ)
GO TO 8005
8001CONTINUE
IF(LSIST.EQ.3) GO TO 8002
QAFL(73,JJ)=HYDRO(73,JJ)
QAFL(75,JJ)=HYDRO(75,JJ)+QTUR(73,JJ)+QVERT(73,JJ)
QAFL(81,JJ)=HYDRO(81,JJ)+QTUR(75,JJ)+QVERT(75,JJ)
QAFL(91,JJ)=HYDRO(91,JJ)+QTUR(81,JJ)+QVERT(81,JJ)
QAFL(92,JJ)=HYDRO(92,JJ)+QTUR(91,JJ)+QVERT(91,JJ)
QAFL(93,JJ)=HYDRO(93,JJ)+QTUR(92,JJ)+QVERT(92,JJ)
GO TO 8005
8002CONTINUE
QAFL(1,JJ)=HYDRO(1,JJ)
QAFL(2,JJ)=HYDRO(2,JJ)+QTUR(1,JJ)+QVERT(1,JJ)
QAFL(4,JJ)=HYDRO(4,JJ)+QTUR(2,JJ)+QVERT(2,JJ)
QAFL(5,JJ)=HYDRO(5,JJ)+QTUR(4,JJ)+QVERT(4,JJ)
QAFL(6,JJ)=HYDRO(6,JJ)+QTUR(5,JJ)+QVERT(5,JJ)
QAFL(7,JJ)=HYDRO(7,JJ)+QTUR(6,JJ)+QVERT(6,JJ)
QAFL(9,JJ)=HYDRO(9,JJ)+QTUR(7,JJ)+QVERT(7,JJ)
QAFL(18,JJ)=HYDRO(18,JJ)+QTUR(9,JJ)+QVERT(9,JJ)
QAFL(21,JJ)=HYDRO(21,JJ)
QAFL(25,JJ)=HYDRO(25,JJ)+QTUR(21,JJ)+QVERT(21,JJ)
QAFL(30,JJ)=HYDRO(30,JJ)+QTUR(25,JJ)+QVERT(25,JJ)
QAFL(37,JJ)=HYDRO(37,JJ)+QTUR(18,JJ)+QVERT(18,JJ)+
1QTUR(30,JJ)+QVERT(30,JJ)
QAFL(40,JJ)=HYDRO(40,JJ)+QTUR(37,JJ)+QVERT(37,JJ)
8005CONTINUE
XK(JS,JJ)=XOLD(JS,JJ)+QAFL(JS,JJ)-EW(JS,JJ)
2-QTUR(JS,JJ)-QVERT(JS,JJ)
IF (A1(JS).EQ.0) XK(JS,JJ)=XIN(JS)
QDEF2(JS,JJ)=P(JS1)+P(JS2)
QDEF(JS,JJ)=(QDEF(JS,JJ)+QDEF2(JS,JJ))/2
QV(JS,JJ)=P(JS2)
XM(JS,JJ)=(XK(JS,JJ)+XOLD(JS,JJ))/2.0
NM(JS,JJ)=A0(JS)+A1(JS)*XM(JS,JJ)+A2(JS)*XM(JS,JJ)**2+A3(JS)*
1XM(JS,JJ)**3+A4(JS)*XM(JS,JJ)**4
IF(IDPC(JS).EQ.1) DH(JS,JJ)=VPC(JS)*(NM(JS,JJ)-CF(JS,JJ))/100.0

```

```

      HLN(JS,JJ)=NM(JS,JJ)-CF(JS,JJ)-DH(JS,JJ)
810CONTINUE
811CONTINUE
      DO 831 JJ=1,HZT
      ENER(JJ)=0
      DO 830 JAS=1,NGADAT(LSIST)
      JS=IGA(JAS,LSIST)
      PRT(JS,JJ)=PRTEST(JS)*HLN(JS,JJ)
      JS1=2*JJ-1+2*HZT*(JAS-1)
      ENER(JJ)=ENER(JJ)+IA(JS)*PRT(JS,JJ)*P(JS1)/FSM(JJ)
830CONTINUE
      ENER(JJ)=ENER(JJ)*277.78*FSM(JJ)
831CONTINUE
C SENDO A PRIMEIRA CHAMADA DA ROTINA DE PL(IND=1), OS
C CÁLCULOS DEVEM SER REPETIDOS. CASO CONTRARIO(IND=2), PASSA-
C SE AO CALCULO DAS GERACOES(MW) E ENERGIA(MW-MEDIOS)

IF(IND.LE.2) GO TO 70

C CÁLCULO DAS VARIÁVEIS DE SAIDA OPUS - COMMON/OPUS/
      DO 861 JJ=1,HZT
      DO 860 JAS=1,NGADAT(LSIST)
      JS=IGA(JAS,LSIST)
      QDEF(JS,JJ)=QDEF2(JS,JJ)
      AFLUEN(JS,JJ)=QAFL(JS,JJ)
      APRT(JS,JJ)=PRT(JS,JJ)
C VAZAO EVAPORADA NO MES (m3/s)
      QEVP(JS,JJ)=EW(JS,JJ)/FSM(JJ)
C VAZAO VERTIDA
      QVER(JS,JJ)=QV(JS,JJ)/FSM(JJ)
C VAZAO ARMAZENADA: QARM [m3/s]
      QARM(JS,JJ)=(XK(JS,JJ)-XOLD(JS,JJ))/FSM(JJ)

C VAZÃO MÁX. TURBINÁVEL POR USINA : QMTU(J) [m3/s]
C ENERGIA HIDRÁULICA GERADA EM CADA USINA [MW-med]

      EH(JS,JJ)=(QTUR(JS,JJ)/FSM(JJ))*PRT(JS,JJ)
      QMTU(JS,JJ)=POWER(JS,JJ)/PRT(JS,JJ)
901CONTINUE
      DIF1(JJ)=QMTU(JS,JJ)-U(JS,JJ)
      IF(DIF1(JJ).GT.0) QMTU(JS,JJ)=U(JS,JJ)
C ENERGIA VERTIDA TURBINÁVEL : EVTUR(JS,JJ) [MW - med]
      DIF2(JJ)=(QMTU(JS,JJ)-QTUR(JS,JJ)/FSM(JJ))
      QAD(JJ)=QVER(JS,JJ)
      IF(QVER(JS,JJ).GT.DIF2(JJ)) QAD(JJ)=DIF2(JJ)
      EVTUR(JS,JJ)=QAD(JJ)*PRT(JS,JJ)

```

```

      IF(EVTUR(JS,JJ).LE.0) EVTUR(JS,JJ)=0.0
C ENERGIA VERTIDA TOTAL: EVTO(JS) [MW - med]
      EVTO(JS,JJ)=QVER(JS,JJ)*PRT(JS,JJ)
C ENERGIA VERTIDA NÃO TURBINÁVEL: EVNTUR
      EVNTUR(JS,JJ)=EVTO(JS,JJ)-EVTUR(JS,JJ)
860 CONTINUE
861 CONTINUE

C VOLUME ARMAZENADO COMO PORCENTAGEM DO VOLUME ÚTIL
DO 891 JJ=1,HZT
  DO 890 JAS=1,NGADAT(LSIST)
    JS=IGA(JAS,LSIST)
    IF(IA(JS).EQ.0) GO TO 890
    IF(A1(JS).EQ.0) GO TO 890
    XU(JS,JJ)=100.0*(XK(JS,JJ)-XMIN(JS))/(VMAX(JS)-XMIN(JS))
    IF(XU(JS,JJ).LE.100.5) GO TO 890
    WRITE(*,870)JS,XU(JS,JJ)
870FORMAT(10X,'ERRO FATAL-VOLUME MAIOR QUE MAX.',JS=',I4,
  1'XU=',F7.2)
    STOP
890CONTINUE
891CONTINUE
DO 981 JJ=1,HZT
  DO 982 KK=1,NGADAT(LSIST)
    JS=IGA(KK,LSIST)
    IF (LSIST.EQ.2.OR.LSIST.EQ.3) GO TO 983
    EARZ(42,JJ)=(XK(42,JJ)-XMIN(42))*(PRT(42,JJ)+PRT(48,JJ)+
1PRT(49,JJ)+PRT(50,JJ))
    EARZ(44,JJ)=(XK(44,JJ)-XMIN(44))*(PRT(44,JJ)+PRT(48,JJ)+
2PRT(49,JJ)+PRT(50,JJ))
    EARZ(48,JJ)=(XK(48,JJ)-XMIN(48))*(PRT(48,JJ)+
3PRT(49,JJ)+PRT(50,JJ))
    EARZ(49,JJ)=(XK(49,JJ)-XMIN(49))*(PRT(49,JJ)+PRT(50,JJ))
    EARZ(50,JJ)=(XK(50,JJ)-XMIN(50))*(PRT(50,JJ))
    GO TO 989
983CONTINUE
    IF (LSIST.EQ.3) GO TO 984
    EARZ(73,JJ)=(XK(73,JJ)-XMIN(73))*(PRT(73,JJ)+PRT(75,JJ)+
4PRT(81,JJ)+PRT(91,JJ)+PRT(92,JJ)+PRT(93,JJ))
    EARZ(75,JJ)=(XK(75,JJ)-XMIN(75))*(+PRT(75,JJ)+
5PRT(81,JJ)+PRT(91,JJ)+PRT(92,JJ)+PRT(93,JJ))
    EARZ(81,JJ)=(XK(81,JJ)-XMIN(81))*(PRT(81,JJ)+PRT(91,JJ)+
6PRT(92,JJ)+PRT(93,JJ))
    EARZ(91,JJ)=(XK(91,JJ)-XMIN(91))*(PRT(91,JJ)+PRT(92,JJ)+
7PRT(93,JJ))
    EARZ(92,JJ)=(XK(92,JJ)-XMIN(92))*(PRT(92,JJ)+PRT(93,JJ))
    EARZ(93,JJ)=(XK(93,JJ)-XMIN(93))*(PRT(93,JJ))

```

```

      GO TO 989
984CONTINUE
      EARZ(1,JJ)=(XK(1,JJ)-XMIN(1))*(PRT(1,JJ)+PRT(2,JJ)+
      1PRT(4,JJ)+PRT(5,JJ)+PRT(6,JJ)+PRT(7,JJ)+PRT(9,JJ)+
      2PRT(18,JJ)+PRT(37,JJ)+PRT(40,JJ))
      EARZ(2,JJ)=(XK(2,JJ)-XMIN(2))*(PRT(2,JJ)+
      3PRT(4,JJ)+PRT(5,JJ)+PRT(6,JJ)+PRT(7,JJ)+PRT(9,JJ)+
      4PRT(18,JJ)+PRT(37,JJ)+PRT(40,JJ))
      EARZ(4,JJ)=(XK(4,JJ)-XMIN(4))*(PRT(4,JJ)+PRT(5,JJ)+
      5PRT(6,JJ)+PRT(7,JJ)+PRT(9,JJ)+PRT(18,JJ)+PRT(37,JJ)+PRT(40,JJ))
      EARZ(5,JJ)=(XK(5,JJ)-XMIN(5))*(PRT(5,JJ)+PRT(6,JJ)+PRT(7,JJ)+
      6PRT(9,JJ)+PRT(18,JJ)+PRT(37,JJ)+PRT(40,JJ))
      EARZ(6,JJ)=(XK(6,JJ)-XMIN(6))*(PRT(6,JJ)+PRT(7,JJ)+PRT(9,JJ)+
      7PRT(18,JJ)+PRT(37,JJ)+PRT(40,JJ))
      EARZ(7,JJ)=(XK(7,JJ)-XMIN(7))*(PRT(7,JJ)+PRT(9,JJ)+
      8PRT(18,JJ)+PRT(37,JJ)+PRT(40,JJ))
      EARZ(9,JJ)=(XK(9,JJ)-XMIN(9))*(PRT(9,JJ)+PRT(18,JJ)+PRT(37,JJ)+
      9PRT(40,JJ))
      EARZ(18,JJ)=(XK(18,JJ)-XMIN(18))*(PRT(18,JJ)+PRT(37,JJ)+
      1PRT(40,JJ))
      EARZ(37,JJ)=(XK(37,JJ)-XMIN(37))*(PRT(37,JJ)+PRT(40,JJ))
      EARZ(40,JJ)=(XK(40,JJ)-XMIN(40))*(PRT(40,JJ))
989CONTINUE
982CONTINUE
981CONTINUE
      RETURN
      END

```

3. LISTAGEM DA SUBROTINA TECPNBN.FOR

SUBROUTINE TECPNBN(GAMA,HZT,LSIST,EPSON)
C**GERAÇÃO DA MATRIZ TECNOLÓGICA SUBSISTEMA PARANAÍBA

COMMON/HYDRO/HYDRO(160,24),EVAP(160,60),EW(160,12)

COMMON/OPERAPL/POWER(160,12),PMAX(160,12),PRT(160,12),XK(160,12),
1XMIN(160),VMAX(160),A0(160),A1(160),A2(160),
2A3(160),A4(160),B0(160),B1(160),B2(160),B3(160),
3B4(160),IA(160),CF(160,12),DH(160,12),PRTEST(160),
4MANT(12),POWD(12),OPH(12),OPPH(12),IRES(35,3),
5U(160,12),P(336),HREF(160),ENERGY(12),UMIN(160,12),
6RM(160),XMAX(160,12),SPA,NGADAT(3),IGA(35,3),
7PMIN(160),ANMAX(160,12),C0(160),C1(160),C2(160),
8C3(160),C4(160),NRES(3),FSM(12),IDPC(160),VPC(160)

COMMON/OPUS/QAFL(160,12),QEV(160,24),QTUR(160,12),QARM(160,12),
1QVER(160,12),QDEF(160,12),XPERI(160),XV(160),
2EARZ(160,12),HL(160,12),EH(160,12),EVTUR(160,12),
3EVTO(160,12),QMTU(160,12),EVNTUR(160,12),XU(160),
4QVERT(160,12)

COMMON/TEC/TA(160),DEP(160),A(336,1200),B(336),C(1200),
1XOLD(160,12),X(1200),Y(1200),KB(1200),JH(340),
2PE(336),E(164000),AA(160),XIN(160)

REAL MANT
DIMENSION AP(372,120)
LSOS=LSIST
LSIST=1
NGA=5
NGAA=0
NTR=0

C ATENDIMENTO ENERGETICO

```

DO 20 I = 1,NGA
DO 25 IT = 1,HZT
IG=IGA(I,LSIST)
J=(2*IT)-1
J1=2*IT
J2=J+((I-1)*2*HZT)
AP(J,J2)=PRT(IG,IT)
AP(J1,J2)=-PRT(IG,IT)

```

25 CONTINUE

20 CONTINUE

```

NTR=2*HZT

```

C CAPACIDADE DE GERAÇÃO

```

DO 34 I = 1,NGA
DO 30 IT = 1,HZT
IG=IGA(I,LSIST)
J=(2*IT)-1
J1=NTR+IT+((I-1)*HZT)
J2=J+((I-1)*2*HZT)
AP(J1,J2)=-PRT(IG,IT)

```

30 CONTINUE

34 CONTINUE

```

NTR=NTR+(NGA*HZT)

```

C VOLUME MÍNIMO NOS RESERVATORIOS

C ***** EMBORCAÇÃO

```

IL=2
DO 550 IT=1,HZT
DO 650 IJ=1,IL
AP(NTR+IT,IJ)=-1.0

```

650CONTINUE

```

IL=IL+2

```

550CONTINUE

```

NTR=NTR+HZT

```

C ***** NOVA PONTE

```

IL=2
DO 552 IT=1,HZT
DO 652 IJ=1,IL
AP(NTR+IT,(2*HZT)+IJ)=-1.0

```

652CONTINUE

```

IL=IL+2

```

552CONTINUE

```

NTR=NTR+HZT

```

C ***** ITUMBIARA

```

IL=2
DO 553 IT=1,HZT
DO 653 IJ=1,IL
AP(NTR+IT,IJ)=1.0
AP(NTR+IT,(2*HZT)+IJ)=1.0
AP(NTR+IT,IJ+(4*HZT))=-1.0
653CONTINUE
IL=IL+2
553CONTINUE
NTR=NTR+HZT

```

C ***** SÃO SIMÃO

```

IL=2
DO 554 IT=1,HZT
DO 654 IJ=1,IL
AP(NTR+IT,(6*HZT)+IJ)=1.0
AP(NTR+IT,IJ+(8*HZT))=-1.0
654CONTINUE
IL=IL+2
554CONTINUE
NTR=NTR+HZT

```

C VOLUME MÁXIMO NOS RESERVATÓRIOS

C ***** EMBORCAÇÃO

```

IL=2
DO 5511 IT=1,HZT
DO 6511 IJ=1,IL
AP(NTR+IT,IJ)=1.0
6511CONTINUE
IL=IL+2
5511CONTINUE
NTR=NTR+HZT

```

C ***** NOVA PONTE

```

IL=2
DO 5520 IT=1,HZT
DO 6520 IJ=1,IL
AP(NTR+IT,(2*HZT)+IJ)=1.0
6520CONTINUE
IL=IL+2
5520CONTINUE
NTR=NTR+HZT

```

C ***** ITUMBIARA

```

IL=2
DO 5530 IT=1,HZT

```



```

DO 6530 IJ=1,IL
AP(NTR+IT,IJ)=-1.0
AP(NTR+IT,((2*HZT)+IJ))=-1.0
AP(NTR+IT,IJ+(4*HZT))=1.0
6530CONTINUE
IL=IL+2
5530CONTINUE
NTR=NTR+HZT

```

C*****SÃO SIMÃO

```

IL=2
DO 5540 IT=1,HZT
DO 6540 IJ=1,IL
AP(NTR+IT,(6*HZT)+IJ)=-1.0
AP(NTR+IT,IJ+(8*HZT))=1.0
6540CONTINUE
IL=IL+2
5540CONTINUE
NTR=NTR+HZT

```

C ENGOLIMENTO MÁXIMO DAS TURBINAS

```

DO 42 I = 1,NGA
DO 45 IT = 1,HZT
J=(2*IT)-1
J1=NTR+IT+((I-1)*HZT)
J2=J+((I-1)*2*HZT)
AP(J1,J2)=-1.0
45 CONTINUE
42 CONTINUE
NTR=NTR+(NGA*HZT)

```

C GERAÇÃO MÍNIMA

```

DO 52 I = 1,NGA
DO 50 IT=1,HZT
J=(2*IT)-1
J1=NTR+IT+((I-1)*HZT)
J2=J+((I-1)*2*HZT)
AP(J1,J2)=1.0
50 CONTINUE
52 CONTINUE
NTR=NTR+(NGA*HZT)

```

C MÁXIMA VARIAÇÃO DE VOLUME ÚTIL

C ***** EMBORCAÇÃO

```

DO 955 IT = 1,HZT

```

```

J=(2*IT)-1
J1=2*IT
AP(NTR+IT,J)=-1.0
AP(NTR+IT,J1)=-1.0
955CONTINUE
NTR=NTR+HZT

```

C ***** NOVA PONTE

```

DO 956 IT = 1,HZT
J=(2*IT)-1
J1=2*IT
AP(NTR+IT,J+(2*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT,J1+(2*HZT))=-1.0
956CONTINUE
NTR=NTR+HZT

```

C ***** ITUMBIARA

```

DO 959 IT = 1,HZT
J=(2*IT)-1
J1=2*IT
AP(NTR+IT,J)=1.0
AP(NTR+IT,J1)=1.0
AP(NTR+IT,J+(2*HZT))=1.0
AP(NTR+IT,J1+(2*HZT))=1.0
AP(NTR+IT,J+(4*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT,J1+(4*HZT))=-1.0
959CONTINUE
NTR=NTR+HZT

```

C ***** SÃO SIMÃO

```

DO 1958 IT = 1,HZT
J=(2*IT)-1
J1=2*IT
AP(NTR+IT,J+(6*HZT))=1.0
AP(NTR+IT,J1+(6*HZT))=1.0
AP(NTR+IT,J+(8*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT,J1+(8*HZT))=-1.0
1958CONTINUE
NTR=NTR+HZT

```

C ***** CONTINUIDADE EM USINAS A FIO D'ÁGUA

C ***** CACHOEIRA DOURADA

```

DO 2001 IT=1,HZT
J=(2*IT)-1
J1=2*IT
AP(NTR+IT,J+(4*HZT))=1.0

```

```

AP(NTR+IT,J1+(4*HZT))=1.0
AP(NTR+IT,J+(6*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT,J1+(6*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT+HZT,J+(4*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT+HZT,J1+(4*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT+HZT,J+(6*HZT))=1.0
AP(NTR+IT+HZT,J1+(6*HZT))=1.0
2001CONTINUE
NTR=NTR+2*HZT
C TRANSFORMAÇÃO DA MATRIZ AP(PRIMAL) NA MATRIZ A(DUAL)
I1=31*HZT
I2=10*HZT
DO 60 N = 1,I1
DO 65 J = 1,I2
A(J,N)=AP(N,J)
65 CONTINUE
60 CONTINUE
C
C VETOR DE CUSTOS (DUAL)
C
C ATENDIMENTO ENERGÉTICO
NTR=0
DO 70 IT = 1,HZT
J=(2*IT)-1
J1=2*IT
C(J)=- (1+GAMA)*(ENERGY(IT))*FSM(IT)
C(J1)= (1+1.5*GAMA)*(ENERGY(IT))*FSM(IT)
70 CONTINUE
NTR=2*HZT

C CAPACIDADE DE GERAÇÃO
DO 760 I=1,NGA
DO 75 IT=1,HZT
IG=IGA(I,LSIST)
J=NTR+IT
C(J)=POWER(IG,IT)*FSM(IT)
IF(IA(IG).EQ.0) C(J)=10E+6
75 CONTINUE
NTR=NTR+HZT
760CONTINUE

C MANUTENÇÃO DOS VOLUMES MÍNIMOS

I2=1
DO 800 IT=1,HZT
V1=0
V2=0

```

V3=0

V4=0

J=NTR+IT

DO 900 I1=1,I2

V1=V1+HYDRO(42,I1)-(IA(42)*EW(42,I1))

V2=V2+HYDRO(44,I1)-(IA(44)*EW(44,I1))

V3=V3+HYDRO(48,I1)-(IA(48)*EW(48,I1))

V4=V4+HYDRO(50,I1)-(IA(50)*EW(50,I1))

900CONTINUE

C(J)=V1-(IA(42)*(-XIN(42)+XMIN(42)))

C(J+HZT)=V2-(IA(44)*(-XIN(44)+XMIN(44)))

C(J+2*HZT)=V3-(IA(48)*(-XIN(48)+XMIN(48)))

C(J+3*HZT)=V4-(IA(50)*(-XIN(50)+XMIN(50)))

I2=I2+1

800CONTINUE

NTR=NTR+(4*HZT)

C MANUTENÇÃO DOS VOLUMES MÁXIMOS

I2=1

DO 810 IT=1, HZT

V1=0

V2=0

V3=0

V4=0

J=NTR+IT

DO 910 I1=1,I2

V1=V1-HYDRO(42,I1)+(IA(42)*EW(42,I1))

V2=V2-HYDRO(44,I1)+(IA(44)*EW(44,I1))

V3=V3-HYDRO(48,I1)+(IA(48)*EW(48,I1))

V4=V4-HYDRO(50,I1)+(IA(50)*EW(50,I1))

910CONTINUE

C(J)=V1+(IA(42)*(-XIN(42)+VMAX(42)))

C(J+HZT)=V2+(IA(44)*(-XIN(44)+VMAX(44)))

C(J+2*HZT)=V3+(IA(48)*(-XIN(48)+VMAX(48)))

C(J+3*HZT)=V4+(IA(50)*(-XIN(50)+VMAX(50)))

I2=I2+1

810CONTINUE

NTR=NTR+(4*HZT)

C ENGOLIMENTO MÁXIMO

DO 90 I = 1,NGA

DO 95 IT = 1, HZT

IG=IGA(I,LSIST)

J=NTR+IT+((I-1)*HZT)

C(J)=U(IG,IT)*FSM(IT)

```

      IF(IA(IG).EQ.0) C(J)=10E+6
95  CONTINUE
90  CONTINUE
      NTR=NTR+(NGA*HZT)

C  GERAÇÃO MÍNIMA
      DO 100 I = 1,NGA
      DO 105 IT = 1,HZT
      IG=IGA(I,LSIST)
      J=NTR+IT+((I-1)*HZT)
      C(J)=-IA(IG)*UMIN(IG,IT)*FSM(IT)
105CONTINUE
100CONTINUE
      NTR=NTR+(NGA*HZT)

C  MÁXIMA VARIAÇÃO DE VOLUME ÚTIL

      DO 110 IT = 1,HZT
      J=NTR+IT
      C(J)=(DEP(42)-EW(42,IT)+HYDRO(42,IT))
      C(J+HZT)=(DEP(44)-EW(44,IT)+HYDRO(44,IT))
      C(J+2*HZT)=(DEP(48)-EW(48,IT)+HYDRO(48,IT))
      C(J+3*HZT)=(DEP(50)-EW(50,IT)+HYDRO(50,IT))

110CONTINUE
      NTR=NTR+(4*HZT)
C  CONTINUIDADE EM USINAS A FIO D'ÁGUA
      DO 257 IT=1,HZT
      J=NTR+IT
      C(J)=HYDRO(49,IT)+EPSON
      C(J+HZT)=-HYDRO(49,IT)+EPSON

257 CONTINUE
C
C  VETOR DE RECURSOS (DUAL)
C
      DO 115 IT = 1,HZT
      J1=(2*IT)-1
      J2=2*IT

      B(J1)=1
      B(J1+(2*HZT))=1
      B(J1+(4*HZT))=1
      B(J1+(6*HZT))=1
      B(J1+(8*HZT))=1
      B(J2)=1000000

```

```
B(J2+(2*HZT))=1000000  
B(J2+(4*HZT))=1000000  
B(J2+(6*HZT))=1000000  
B(J2+(8*HZT))=1000000
```

```
115CONTINUE  
CONTINUE  
LSIST=LSOS  
RETURN  
END
```

4. LISTAGEM DA SUBROTINA TECPNPN.FOR

SUBROUTINE TECPNPN(GAMA,HZT,LSIST,EPSON)

C ***** GERAÇÃO DA MATRIZ TECNOLÓGICA SUBSISTEMA
C PARANAPANEMA

COMMON/HYDRO/HYDRO(160,24),EVAP(160,60),EW(160,12)

COMMON/OPERAPL/POWER(160,12),PMAX(160,12),PRT(160,12),XK(160,12),
1XMIN(160),VMAX(160),A0(160),A1(160),A2(160),
2A3(160),A4(160),B0(160),B1(160),B2(160),B3(160),
3B4(160),IA(160),CF(160,12),DH(160,12),PRTEST(160),
4MANT(12),POWD(12),OPH(12),OPPH(12),IRES(35,3),
5U(160,12),P(336),HREF(160),ENERGY(12),UMIN(160,12),
6RM(160),XMAX(160,12),SPA,NGADAT(3),IGA(35,3),
7PMIN(160),ANMAX(160,12),C0(160),C1(160),C2(160),
8C3(160),C4(160),NRES(3),FSM(12),IDPC(160),VPC(160)

COMMON/OPUS/QAFL(160,12),QEV(160,24),QTUR(160,12),QARM(160,12),
1QVER(160,12),QDEF(160,12),XPERI(160),XV(160),
2EARZ(160,12),HL(160,12),EH(160,12),EVTUR(160,12),
3EVTO(160,12),QMTU(160,12),EVNTUR(160,12),XU(160),
4OVERT(160,12)

COMMON/TEC/TA(160),DEP(160),A(336,1200),B(336),C(1200),
1XOLD(160,12),X(1200),Y(1200),KB(1200),JH(340),
2PE(336),E(164000),AA(160),XIN(160)

REAL MANT
DIMENSION AP(564,144)
LSOS=LSIST
LSIST=2
NGA=6

NGAA=0

NTR=0

C ATENDIMENTO ENERGÉTICO

DO 20 I = 1,NGA

DO 25 IT = 1,HZT

IG=IGA(I,LSIST)

J=(2*IT)-1

J1=2*IT

J2=J+((I-1)*2*HZT)

AP(J,J2)=PRT(IG,IT)

AP(J1,J2)=-PRT(IG,IT)

25 CONTINUE

20 CONTINUE

NTR=2*HZT

C CAPACIDADE DE GERAÇÃO

DO 34 I = 1,NGA

DO 30 IT = 1,HZT

IG=IGA(I,LSIST)

J=(2*IT)-1

J1=NTR+IT+((I-1)*HZT)

J2=J+((I-1)*2*HZT)

AP(J1,J2)=-PRT(IG,IT)

30 CONTINUE

34 CONTINUE

NTR=NTR+(NGA*HZT)

C VOLUME MÍNIMO NOS RESERVATÓRIOS

C ***** JURUMIRIM

IL=2

DO 500 IT=1,HZT

DO 600 IJ=1,IL

AP(NTR+IT,IJ)=-1.0

600CONTINUE

IL=IL+2

500CONTINUE

NTR=NTR+HZT

C ***** XAVANTES

IL=2

DO 550 IT=1,HZT

DO 650 IJ=1,IL

AP(NTR+IT,IJ)=1.0

AP(NTR+IT,IJ+(2*HZT))=-1.0

650CONTINUE

IL=IL+2

550CONTINUE

NTR=NTR+HZT

C ***** CAPIVARA

IL=2

DO 553 IT=1,HZT

DO 653 IJ=1,IL

AP(NTR+IT,((4*HZT)+IJ))=1.0

AP(NTR+IT,IJ+(6*HZT))=-1.0

653CONTINUE

IL=IL+2

553CONTINUE

NTR=NTR+HZT

C VOLUME MÁXIMO NOS RESERVATÓRIOS

C ***** JURUMIRIM

IL=2

DO 591 IT=1,HZT

DO 607 IJ=1,IL

AP(NTR+IT,IJ)=1.0

607CONTINUE

IL=IL+2

591CONTINUE

NTR=NTR+HZT

C ***** XAVANTES

IL=2

DO 559 IT=1,HZT

DO 659 IJ=1,IL

AP(NTR+IT,IJ)=-1.0

AP(NTR+IT,IJ+(2*HZT))=1.0

659CONTINUE

IL=IL+2

559CONTINUE

NTR=NTR+HZT

C ***** CAPIVARA

IL=2

DO 5531 IT=1,HZT

DO 6531 IJ=1,IL

AP(NTR+IT,((4*HZT)+IJ))=-1.0

AP(NTR+IT,IJ+(6*HZT))=1.0

6531CONTINUE

IL=IL+2

```
5531CONTINUE
    NTR=NTR+HZT
```

C ENGOLIMENTO MÁXIMO DAS TURBINAS

```
    DO 42 I = 1,NGA
    DO 45 IT = 1,HZT
    J=(2*IT)-1
    J1=NTR+IT+((I-1)*HZT)
    J2=J+((I-1)*2*HZT)
    AP(J1,J2)=-1.0
45 CONTINUE
42 CONTINUE
    NTR=NTR+(NGA*HZT)
```

C GERAÇÃO MÍNIMA

```
    DO 52 I = 1,NGA
    DO 50 IT=1,HZT
    J=(2*IT)-1
    J1=NTR+IT+((I-1)*HZT)
    J2=J+((I-1)*2*HZT)
    AP(J1,J2)=1.0
50 CONTINUE
52 CONTINUE
    NTR=NTR+(NGA*HZT)
```

C MÁXIMA VARIAÇÃO DE VOLUME ÚTIL

C ***** JURUMIRIM

```
    DO 55 IT = 1,HZT
    J=(2*IT)-1
    J1=2*IT
    AP(NTR+IT,J)=-1.0
    AP(NTR+IT,J1)=-1.0
55 CONTINUE
    NTR=NTR+HZT
```

C ***** XAVANTES

```
    DO 955 IT = 1,HZT
    J=(2*IT)-1
    J1=2*IT
    AP(NTR+IT,J)=1.0
    AP(NTR+IT,J1)=1.0
    AP(NTR+IT,J+(2*HZT))=-1.0
    AP(NTR+IT,J1+(2*HZT))=-1.0
955CONTINUE
    NTR=NTR+HZT
```

C ***** CAPIVARA

DO 959 IT = 1,HZT
 J=(2*IT)-1
 J1=2*IT
 AP(NTR+IT,J+(4*HZT))=1.0
 AP(NTR+IT,J1+(4*HZT))=1.0
 AP(NTR+IT,J+(6*HZT))=-1.0
 AP(NTR+IT,J1+(6*HZT))=-1.0

959CONTINUE

NTR=NTR+HZT

C ***** CONTINUIDADE EM USINAS A FIO D'ÁGUA

C ***** L.N. GARCES

DO 2001 IT=1,HZT
 J=(2*IT)-1
 J1=2*IT
 AP(NTR+IT,J+(2*HZT))=1.0
 AP(NTR+IT,J1+(2*HZT))=1.0
 AP(NTR+IT,J+(4*HZT))=-1.0
 AP(NTR+IT,J1+(4*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT+HZT,J+(2*HZT))=-1.0
 AP(NTR+IT+HZT,J1+(2*HZT))=-1.0
 AP(NTR+IT+HZT,J+(4*HZT))=1.0
 AP(NTR+IT+HZT,J1+(4*HZT))=1.0

2001CONTINUE

NTR=NTR+(2*HZT)

C*****TAQUARUÇU

DO 2004 IT=1,HZT
 J=(2*IT)-1
 J1=2*IT
 AP(NTR+IT,J+(6*HZT))=1.0
 AP(NTR+IT,J1+(6*HZT))=1.0
 AP(NTR+IT,J+(8*HZT))=-1.0
 AP(NTR+IT,J1+(8*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT+HZT,J+(6*HZT))=-1.0
 AP(NTR+IT+HZT,J1+(6*HZT))=-1.0
 AP(NTR+IT+HZT,J+(8*HZT))=1.0
 AP(NTR+IT+HZT,J1+(8*HZT))=1.0

2004CONTINUE

NTR=NTR+(2*HZT)

C*****ROSANA

```

DO 2005 IT=1,HZT
J=(2*IT)-1
J1=2*IT
AP(NTR+IT,J+(8*HZT))=1.0
AP(NTR+IT,J1+(8*HZT))=1.0
AP(NTR+IT,J+(10*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT,J1+(10*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT+HZT,J+(8*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT+HZT,J1+(8*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT+HZT,J+(10*HZT))=1.0
AP(NTR+IT+HZT,J1+(10*HZT))=1.0
2005CONTINUE
NTR=NTR+(2*HZT)

C TRANSFORMAÇÃO DA MATRIZ AP(PRIMAL) NA MATRIZ A(DUAL)
I1=35*HZT
I2=12*HZT
DO 60 N = 1,I1
DO 65 J = 1,I2
A(J,N)=AP(N,J)
65 CONTINUE
60 CONTINUE
C
C VETOR DE CUSTOS (DUAL)
C ATENDIMENTO ENERGÉTICO
NTR=0
DO 70 IT = 1,HZT
J=(2*IT)-1
J1=2*IT
C(J)=-(1+GAMA)*(ENERGY(IT))*FSM(IT)
C(J1)=(1.+1.5*GAMA)*(ENERGY(IT))*FSM(IT)
70 CONTINUE
NTR=2*HZT

C CAPACIDADE DE GERAÇÃO
DO 760 I=1,NGA
DO 75 IT=1,HZT
IG=IGA(I,LSIST)
J=NTR+IT
C(J)=POWER(IG,IT)*FSM(IT)
IF(IA(IG).EQ.0) C(J)=10E+6
75 CONTINUE
NTR=NTR+HZT
760CONTINUE

C MANUTENÇÃO DOS VOLUMES MÍNIMOS

```

```

I2=1
DO 800 IT=1,HZT
V1=0
V2=0
V4=0

```

```

J=NTR+IT
DO 900 I1=1,I2
V1=V1+HYDRO(73,I1)-(IA(73)*EW(73,I1))
V2=V2+HYDRO(75,I1)-(IA(75)*EW(75,I1))
V4=V4+HYDRO(91,I1)-(IA(91)*EW(91,I1))
900CONTINUE
C(J)=V1-(IA(73)*(-XIN(73)+XMIN(73)))
C(J+HZT)=V2-(IA(75)*(-XIN(75)+XMIN(75)))
C(J+2*HZT)=V4-(IA(91)*(-XIN(91)+XMIN(91)))
I2=I2+1
800 CONTINUE
NTR=NTR+(3*HZT)

```

C MANUTENCAO DOS VOLUMES MAXIMOS

```

I2=1
DO 810 IT=1,HZT
V1=0
V2=0
V4=0

```

```

J=NTR+IT
DO 910 I1=1,I2
V1=V1-HYDRO(73,I1)+(IA(73)*EW(73,I1))
V2=V2-HYDRO(75,I1)+(IA(75)*EW(75,I1))
V4=V4-HYDRO(91,I1)+(IA(91)*EW(91,I1))
910CONTINUE
C(J)=V1+(IA(73)*(-XIN(73)+VMAX(73)))
C(J+HZT)=V2+(IA(75)*(-XIN(75)+VMAX(75)))
C(J+2*HZT)=V4+(IA(91)*(-XIN(91)+VMAX(91)))
I2=I2+1
810CONTINUE
NTR=NTR+(3*HZT)

```

C ENGOLIMENTO MÁXIMO

```

DO 90 I = 1,NGA
DO 95 IT = 1,HZT
IG=IGA(I,LSIST)
J=NTR+IT+((I-1)*HZT)
C(J)=U(IG,IT)*FSM(IT)
IF(IA(IG).EQ.0) C(J)=10E+6

```

```

95 CONTINUE
90 CONTINUE
  NTR=NTR+(NGA*HZT)

```

```

C  GERAÇÃO MÍNIMA
  DO 100 I = 1,NGA
    DO 105 IT = 1,HZT
      IG=IGA(I,LSIST)
      J=NTR+IT+((I-1)*HZT)
      C(J)=-IA(IG)*UMIN(IG,IT)*FSM(IT)
    105CONTINUE
  100CONTINUE
  NTR=NTR+(NGA*HZT)

```

C MÁXIMA VARIAÇÃO DE VOLUME ÚTIL

```

  DO 110 IT = 1,HZT
    J=NTR+IT
    C(J)=(DEP(73)-EW(73,IT)+HYDRO(73,IT))
    C(J+HZT)=(DEP(75)-EW(75,IT)+HYDRO(75,IT))
    C(J+2*HZT)=(DEP(91)-EW(91,IT)+HYDRO(91,IT))
  110CONTINUE
  NTR=NTR+(3*HZT)

```

C CONTINUIDADE EM USINAS A FIO D'ÁGUA

```

  DO 257 IT=1,HZT
    J=NTR+IT
    C(J)=HYDRO(81,IT)+EPSON
    C(J+HZT)=-HYDRO(81,IT)+EPSON
    C(J+2*HZT)=HYDRO(92,IT)+EPSON
    C(J+3*HZT)=-HYDRO(92,IT)+EPSON
    C(J+4*HZT)=HYDRO(93,IT)+EPSON
    C(J+5*HZT)=-HYDRO(93,IT)+EPSON
  257CONTINUE

```

C

C VETOR DE RECURSOS (DUAL)

C

```

  DO 115 IT = 1,HZT
    B(J1)=1
    B(J1+(2*HZT))=1
    B(J1+(4*HZT))=1
    B(J1+(6*HZT))=1
    B(J1+(8*HZT))=1
    B(J1+(10*HZT))=1
    B(J2)=1000000
    B(J2+(2*HZT))=1000000

```

```
B(J2+(4*HZT))=1000000  
B(J2+(6*HZT))=1000000  
B(J2+(8*HZT))=1000000  
B(J2+(10*HZT))=1000000  
115 CONTINUE  
CONTINUE  
LSIST=LSOS  
RETURN  
END
```

5. LISTAGEM DA SUBROTINA TECGRAN.FOR

SUBROUTINE TECGRAN(GAMA,HZT,LSIST,EPSON)

C ***** GERAÇÃO DA MATRIZ TECNOLÓGICA SUBSISTEMA DO
C RIO GRANDE

COMMON/HYDRO/HYDRO(160,24),EVAP(160,60),EW(160,12)

COMMON/OPERAPL/POWER(160,12),PMAX(160,12),PRT(160,12),XK(160,12),
1XMIN(160),VMAX(160),A0(160),A1(160),A2(160),
2A3(160),A4(160),B0(160),B1(160),B2(160),B3(160),
3B4(160),IA(160),CF(160,12),DH(160,12),PRTEST(160),
4MANT(12),POWD(12),OPH(12),OFPH(12),IRES(35,3),
5U(160,12),P(336),HREF(160),ENERGY(12),UMIN(160,12),
6RM(160),XMAX(160,12),SPA,NGADAT(3),IGA(35,3),
7PMIN(160),ANMAX(160,12),C0(160),C1(160),C2(160),
8C3(160),C4(160),NRES(3),FSM(12),IDPC(160),VPC(160)

COMMON/OPUS/QAFL(160,12),QEV(160,24),QTUR(160,12),QARM(160,12),
1QVER(160,12),QDEF(160,12),XPERI(160),XV(160),
2EARZ(160,12),HL(160,12),EH(160,12),EVTUR(160,12),
3EVTO(160,12),QMTU(160,12),EVNTUR(160,12),XU(160),
4QVERT(160,12)

COMMON/TEC/TA(160),DEP(160),A(336,1200),B(336),C(1200),
1XOLD(160,12),X(1200),Y(1200),KB(1200),JH(340),
2PE(336),E(164000),AA(160),XIN(160)

REAL MANT
DIMENSION AP(1188,312)
LSOS=LSIST
LSIST=3
NGA=13

NGAA=0

NTR=0

C ATENDIMENTO ENERGÉTICO

DO 20 I = 1,NGA

DO 25 IT = 1,HZT

IG=IGA(I,LSIST)

J=(2*IT)-1

J1=2*IT

J2=J+((I-1)*2*HZT)

AP(J,J2)=PRT(IG,IT)

AP(J1,J2)=-PRT(IG,IT)

25 CONTINUE

20 CONTINUE

NTR=2*HZT

C CAPACIDADE DE GERAÇÃO

DO 34 I = 1,NGA

DO 30 IT = 1,HZT

IG=IGA(I,LSIST)

J=(2*IT)-1

J1=NTR+IT+((I-1)*HZT)

J2=J+((I-1)*2*HZT)

AP(J1,J2)=-PRT(IG,IT)

30 CONTINUE

34 CONTINUE

NTR=NTR+(NGA*HZT)

C VOLUME MÍNIMO NOS RESERVATÓRIOS

C ***** CAMARGOS

IL=2

DO 500 IT=1,HZT

DO 600 IJ=1,IL

AP(NTR+IT,IJ)=-1.0

600CONTINUE

IL=IL+2

500CONTINUE

NTR=NTR+HZT

C ***** FURNAS

IL=2

DO 550 IT=1,HZT

DO 650 IJ=1,IL

AP(NTR+IT,IJ+(2*HZT))=1.0

AP(NTR+IT,IJ+(4*HZT))=-1.0

650CONTINUE

IL=IL+2

550CONTINUE

NTR=NTR+HZT

C*****M MORAES

IL=2

DO 5510 IT=1,HZT

DO 6510 IJ=1,IL

AP(NTR+IT,IJ+(4*HZT))=1.0

AP(NTR+IT,IJ+(6*HZT))=-1.0

6510CONTINUE

IL=IL+2

5510CONTINUE

NTR=NTR+HZT

C ***** CACONDE

IL=2

DO 5521 IT=1,HZT

DO 6521 IJ=1,IL

AP(NTR+IT,IJ+(16*HZT))=-1.0

6521CONTINUE

IL=IL+2

5521CONTINUE

NTR=NTR+HZT

C ***** MARIMBONDO

IL=2

DO 553 IT=1,HZT

DO 653 IJ=1,IL

AP(NTR+IT,((14*HZT)+IJ))=1.0

AP(NTR+IT,((20*HZT)+IJ))=1.0

AP(NTR+IT,IJ+(22*HZT))=-1.0

653CONTINUE

IL=IL+2

553CONTINUE

NTR=NTR+HZT

C*****ÁGUA VERMELHA

IL=2

DO 557 IT=1,HZT

DO 657 IJ=1,IL

AP(NTR+IT,IJ+(22*HZT))=1.0

AP(NTR+IT,IJ+(24*HZT))=-1.0

657CONTINUE

IL=IL+2

557CONTINUE
NTR=NTR+HZT

C VOLUME MÁXIMO NOS RESERVATÓRIOS

C ***** CAMARGOS

IL=2
DO 509 IT=1,HZT
DO 609 IJ=1,IL
AP(NTR+IT,IJ)=1.0
609CONTINUE
IL=IL+2
509CONTINUE
NTR=NTR+HZT

C ***** FURNAS

IL=2
DO 559 IT=1,HZT
DO 659 IJ=1,IL
AP(NTR+IT,IJ+(2*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT,IJ+(4*HZT))=1.0
659CONTINUE
IL=IL+2
559CONTINUE
NTR=NTR+HZT

C ***** M MORAES

IL=2
DO 1511 IT=1,HZT
DO 1512 IJ=1,IL
AP(NTR+IT,IJ+(4*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT,IJ+(6*HZT))=1.0
1512CONTINUE
IL=IL+2
1511CONTINUE
NTR=NTR+HZT

C ***** CACONDE

IL=2
DO 1531 IT=1,HZT
DO 1532 IJ=1,IL
AP(NTR+IT,IJ+(16*HZT))=1.0
1532CONTINUE
IL=IL+2
1531CONTINUE
NTR=NTR+HZT

C ***** MARIMBONDO

```

IL=2
DO 5531 IT=1,HZT
DO 6531 IJ=1,IL
AP(NTR+IT,((14*HZT)+IJ))=-1.0
AP(NTR+IT,((20*HZT)+IJ))=-1.0
AP(NTR+IT,IJ+(22*HZT))=1.0
6531CONTINUE
IL=IL+2
5531CONTINUE
NTR=NTR+HZT

```

C ***** ÁGUA VERMELHA

```

IL=2
DO 5507 IT=1,HZT
DO 6507 IJ=1,IL
AP(NTR+IT,IJ+(22*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT,IJ+(24*HZT))=1.0
6507CONTINUE
IL=IL+2
5507CONTINUE
NTR=NTR+HZT

```

C ENGOLIMENTO MÁXIMO DAS TURBINAS

```

DO 42 I = 1,NGA
DO 45 IT = 1,HZT
J=(2*IT)-1
J1=NTR+IT+((I-1)*HZT)
J2=J+((I-1)*2*HZT)
AP(J1,J2)=-1.0
45 CONTINUE
42 CONTINUE
NTR=NTR+(NGA*HZT)

```

C GERAÇÃO MÍNIMA

```

DO 52 I = 1,NGA
DO 50 IT=1,HZT
J=(2*IT)-1
J1=NTR+IT+((I-1)*HZT)
J2=J+((I-1)*2*HZT)
AP(J1,J2)=1.0
50 CONTINUE
52 CONTINUE
NTR=NTR+(NGA*HZT)

```

C MÁXIMA VARIAÇÃO DE VOLUME UTIL

C ***** CAMARGOS

DO 55 IT = 1,HZT

J=(2*IT)-1

J1=2*IT

AP(NTR+IT,J)=-1.0

AP(NTR+IT,J1)=-1.0

55 CONTINUE

NTR=NTR+HZT

C ***** FURNAS

DO 955 IT = 1,HZT

J=(2*IT)-1

J1=2*IT

AP(NTR+IT,J+(2*HZT))=1.0

AP(NTR+IT,J1+(2*HZT))=1.0

AP(NTR+IT,J+(4*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT,J1+(4*HZT))=-1.0

955CONTINUE

NTR=NTR+HZT

C ***** M MORAES

DO 957 IT = 1,HZT

J=(2*IT)-1

J1=2*IT

AP(NTR+IT,J+(4*HZT))=1.0

AP(NTR+IT,J1+(4*HZT))=1.0

AP(NTR+IT,J+(6*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT,J1+(6*HZT))=-1.0

957CONTINUE

NTR=NTR+HZT

C ***** CACONDE

DO 1957 IT = 1,HZT

J=(2*IT)-1

J1=2*IT

AP(NTR+IT,J+(16*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT,J1+(16*HZT))=-1.0

1957CONTINUE

NTR=NTR+HZT

C ***** MARIMBONDO

DO 959 IT = 1,HZT

J=(2*IT)-1

J1=2*IT

AP(NTR+IT,J+(14*HZT))=1.0

AP(NTR+IT,J1+(14*HZT))=1.0

```

AP(NTR+IT,J+(20*HZT))=1.0
AP(NTR+IT,J1+(20*HZT))=1.0
AP(NTR+IT,J+(22*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT,J1+(22*HZT))=-1.0
959CONTINUE
NTR=NTR+HZT

```

C*****ÁGUA VERMELHA

```

DO 954 IT = 1, HZT
J=(2*IT)-1
J1=2*IT
AP(NTR+IT,J+(22*HZT))=1.0
AP(NTR+IT,J1+(22*HZT))=1.0
AP(NTR+IT,J+(24*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT,J1+(24*HZT))=-1.0
954CONTINUE
NTR=NTR+HZT

```

C ***** CONTINUIDADE EM USINAS A FIO D'ÁGUA

C ***** ITUTINGA

```

DO 2001 IT=1, HZT
J=(2*IT)-1
J1=2*IT
AP(NTR+IT,J)=1.0
AP(NTR+IT,J1)=1.0
AP(NTR+IT,J+(2*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT,J1+(2*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT+HZT,J)=-1.0
AP(NTR+IT+HZT,J1)=-1.0
AP(NTR+IT+HZT,J+(2*HZT))=1.0
AP(NTR+IT+HZT,J1+(2*HZT))=1.0
2001CONTINUE
NTR=NTR+(2*HZT)

```

C ***** ESTREITO

```

DO 2002 IT=1, HZT
J=(2*IT)-1
J1=2*IT
AP(NTR+IT,J+(6*HZT))=1.0
AP(NTR+IT,J1+(6*HZT))=1.0
AP(NTR+IT,J+(8*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT,J1+(8*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT+HZT,J+(6*HZT))=-1.0
AP(NTR+IT+HZT,J1+(6*HZT))=-1.0

```

AP(NTR+IT+HZT,J+(8*HZT))=1.0
 AP(NTR+IT+HZT,J1+(8*HZT))=1.0

2002CONTINUE

NTR=NTR+(2*HZT)

C ***** JAGUARA

DO 2003 IT=1, HZT

J=(2*IT)-1

J1=2*IT

AP(NTR+IT,J+(8*HZT))=1.0

AP(NTR+IT,J1+(8*HZT))=1.0

AP(NTR+IT,J+(10*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT,J1+(10*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT+HZT,J+(8*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT+HZT,J1+(8*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT+HZT,J+(10*HZT))=1.0

AP(NTR+IT+HZT,J1+(10*HZT))=1.0

2003CONTINUE

NTR=NTR+(2*HZT)

C ***** VOLTA GRANDE

DO 4005 IT=1, HZT

J=(2*IT)-1

J1=2*IT

AP(NTR+IT,J+(10*HZT))=1.0

AP(NTR+IT,J1+(10*HZT))=1.0

AP(NTR+IT,J+(12*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT,J1+(12*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT+HZT,J+(10*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT+HZT,J1+(10*HZT))=-1.0

AP(NTR+IT+HZT,J+(12*HZT))=1.0

AP(NTR+IT+HZT,J1+(12*HZT))=1.0

4005CONTINUE

NTR=NTR+(2*HZT)

C ***** P. COLOMBIA

DO 2005 IT=1, HZT

J=(2*IT)-1

J1=2*IT

AP(NTR+IT,J+(12*HZT))=1.0

AP(NTR+IT,J1+(12*HZT))=1.0

```

AP(NTR+IT,J+(14*HZZT))=-1.0
AP(NTR+IT,J1+(14*HZZT))=-1.0

```

```

AP(NTR+IT+HZZT,J+(12*HZZT))=-1.0
AP(NTR+IT+HZZT,J1+(12*HZZT))=-1.0
AP(NTR+IT+HZZT,J+(14*HZZT))=1.0
AP(NTR+IT+HZZT,J1+(14*HZZT))=1.0

```

```
2005CONTINUE
```

```
NTR=NTR+(2*HZZT)
```

```
C ***** E. DA CUNHA
```

```
DO 2095 IT=1,HZZT
```

```
J=(2*IT)-1
```

```
J1=2*IT
```

```
AP(NTR+IT,J+(16*HZZT))=1.0
```

```
AP(NTR+IT,J1+(16*HZZT))=1.0
```

```
AP(NTR+IT,J+(18*HZZT))=-1.0
```

```
AP(NTR+IT,J1+(18*HZZT))=-1.0
```

```
AP(NTR+IT+HZZT,J+(16*HZZT))=-1.0
```

```
AP(NTR+IT+HZZT,J1+(16*HZZT))=-1.0
```

```
AP(NTR+IT+HZZT,J+(18*HZZT))=1.0
```

```
AP(NTR+IT+HZZT,J1+(18*HZZT))=1.0
```

```
2095CONTINUE
```

```
NTR=NTR+(2*HZZT)
```

```
C ***** A. S. OLIVEIRA
```

```
DO 2195 IT=1,HZZT
```

```
J=(2*IT)-1
```

```
J1=2*IT
```

```
AP(NTR+IT,J+(18*HZZT))=1.0
```

```
AP(NTR+IT,J1+(18*HZZT))=1.0
```

```
AP(NTR+IT,J+(20*HZZT))=-1.0
```

```
AP(NTR+IT,J1+(20*HZZT))=-1.0
```

```
AP(NTR+IT+HZZT,J+(18*HZZT))=-1.0
```

```
AP(NTR+IT+HZZT,J1+(18*HZZT))=-1.0
```

```
AP(NTR+IT+HZZT,J+(20*HZZT))=1.0
```

```
AP(NTR+IT+HZZT,J1+(20*HZZT))=1.0
```

```
2195CONTINUE
```

```
NTR=NTR+(2*HZZT)
```

```
C TRANSFORMAÇÃO DA MATRIZ AP(PRIMAL) NA MATRIZ A(DUAL)
```

```
I1=73*HZZT
```

```
I2=26*HZZT
```

```
DO 60 N = 1,I1
```

```
DO 65 J = 1,I2
```



```

      A(J,N)=AP(N,J)
65  CONTINUE
60  CONTINUE
C
C  VETOR DE CUSTOS (DUAL)
C  ATENDIMENTO ENERGÉTICO
      NTR=0
      DO 70 IT = 1,HZT
        J=(2*IT)-1
        J1=2*IT
        C(J)=- (1+GAMA)*(ENERGY(IT))*FSM(IT)
        C(J1)=(1+1.5*GAMA)*(ENERGY(IT))*FSM(IT)
70  CONTINUE
      NTR=2*HZT

C  CAPACIDADE DE GERAÇÃO
      DO 760 I=1,NGA
        DO 75 IT=1,HZT
          IG=IGA(I,LSIST)
          J=NTR+IT
          C(J)=POWER(IG,IT)*FSM(IT)
          IF(IA(IG).EQ.0) C(J)=10E+6
75  CONTINUE
        NTR=NTR+HZT
760CONTINUE

C  MANUTENÇÃO DOS VOLUMES MINIMOS

      I2=1
      DO 800 IT=1,HZT
        V1=0
        V2=0
        V3=0
        V4=0
        V6=0
        V7=0

        J=NTR+IT
        DO 900 I1=1,I2
          V1=V1+HYDRO(1,I1)-(IA(1)*EW(1,I1))
          V2=V2+HYDRO(4,I1)-(IA(4)*EW(4,I1))
          V3=V3+HYDRO(5,I1)-(IA(5)*EW(5,I1))
          V4=V4+HYDRO(21,I1)-(IA(21)*EW(21,I1))
          V6=V6+HYDRO(37,I1)-(IA(37)*EW(37,I1))
          V7=V7+HYDRO(40,I1)-(IA(40)*EW(40,I1))

900CONTINUE

```

```

C(J)=V1-(IA(1)*(-XIN(1)+XMIN(1)))
C(J+HZT)=V2-(IA(4)*(-XIN(4)+XMIN(4)))
C(J+2*HZT)=V3-(IA(5)*(-XIN(5)+XMIN(5)))
C(J+3*HZT)=V4-(IA(21)*(-XIN(21)+XMIN(21)))
C(J+4*HZT)=V6-(IA(37)*(-XIN(37)+XMIN(37)))
C(J+5*HZT)=V7-(IA(40)*(-XIN(40)+XMIN(40)))
I2=I2+1
800CONTINUE
NTR=NTR+(6*HZT)

```

C MANUTENÇÃO DOS VOLUMES MÁXIMOS

```

I2=1
DO 810 IT=1, HZT
V1=0
V2=0
V3=0
V4=0
V6=0
V7=0

J=NTR+IT
DO 910 I1=1, I2
V1=V1-HYDRO(1, I1)+(IA(1)*EW(1, I1))
V2=V2-HYDRO(4, I1)+(IA(4)*EW(4, I1))
V3=V3-HYDRO(5, I1)+(IA(5)*EW(5, I1))
V4=V4-HYDRO(21, I1)+(IA(21)*EW(21, I1))
V6=V6-HYDRO(37, I1)+(IA(37)*EW(37, I1))
V7=V7-HYDRO(40, I1)+(IA(40)*EW(40, I1))

```

```

910CONTINUE
C(J)=V1+(IA(1)*(-XIN(1)+VMAX(1)))
C(J+HZT)=V2+(IA(4)*(-XIN(4)+VMAX(4)))
C(J+2*HZT)=V3+(IA(5)*(-XIN(5)+VMAX(5)))
C(J+3*HZT)=V4+(IA(21)*(-XIN(21)+VMAX(21)))
C(J+4*HZT)=V6+(IA(37)*(-XIN(37)+VMAX(37)))
C(J+5*HZT)=V7+(IA(40)*(-XIN(40)+VMAX(40)))
I2=I2+1
810CONTINUE
NTR=NTR+(6*HZT)

```

C ENGOLIMENTO MÁXIMO

```

DO 90 I = 1, NGA
DO 95 IT = 1, HZT
IG=IGA(I, LSIST)
J=NTR+IT+((I-1)*HZT)
C(J)=U(IG, IT)*FSM(IT)

```

```

      IF(IA(IG).EQ.0) C(J)=10E+6
95  CONTINUE
90  CONTINUE
      NTR=NTR+(NGA*HZT)

```

```

C  GERACAO MÍNIMA
      DO 100 I = 1,NGA
      DO 105 IT = 1,HZT
      IG=IGA(I,LSIST)
      J=NTR+IT+((I-1)*HZT)
      C(J)=-IA(IG)*UMIN(IG,IT)*FSM(IT)
105CONTINUE
100CONTINUE
      NTR=NTR+(NGA*HZT)

```

C MÁXIMA VARIAÇÃO DE VOLUME ÚTIL

```

      DO 110 IT = 1,HZT
      J=NTR+IT
      C(J)=(DEP(1)-EW(1,IT)+HYDRO(1,IT))
      C(J+HZT)=(DEP(4)-EW(4,IT)+HYDRO(4,IT))
      C(J+2*HZT)=(DEP(5)-EW(5,IT)+HYDRO(5,IT))
      C(J+3*HZT)=(DEP(21)-EW(21,IT)+HYDRO(21,IT))
      C(J+4*HZT)=(DEP(37)-EW(37,IT)+HYDRO(37,IT))
      C(J+5*HZT)=(DEP(40)-EW(40,IT)+HYDRO(40,IT))
110CONTINUE
      NTR=NTR+(6*HZT)

```

C CONTINUIDADE EM USINAS A FIO D'ÁGUA

```

      DO 257 IT=1,HZT
      J=NTR+IT
      C(J)=HYDRO(2,IT)+EPSON
      C(J+HZT)=-HYDRO(2,IT)+EPSON
      C(J+2*HZT)=HYDRO(6,IT)+EPSON
      C(J+3*HZT)=-HYDRO(6,IT)+EPSON
      C(J+4*HZT)=HYDRO(7,IT)+EPSON
      C(J+5*HZT)=-HYDRO(7,IT)+EPSON
      C(J+6*HZT)=HYDRO(9,IT)+EPSON
      C(J+7*HZT)=-HYDRO(9,IT)+EPSON
      C(J+8*HZT)=HYDRO(18,IT)+EPSON
      C(J+9*HZT)=-HYDRO(18,IT)+EPSON
      C(J+10*HZT)=HYDRO(25,IT)+EPSON
      C(J+11*HZT)=-HYDRO(25,IT)+EPSON
      C(J+12*HZT)=HYDRO(30,IT)+EPSON
      C(J+13*HZT)=-HYDRO(30,IT)+EPSON

```

257 CONTINUE

C

C VETOR DE RECURSOS (DUAL)

C

DO 115 IT = 1,HZT

J1=(2*IT)-1

J2=2*IT

B(J1)=1

B(J1+(2*HZT))=1

B(J1+(4*HZT))=1

B(J1+(6*HZT))=1

B(J1+(8*HZT))=1

B(J1+(10*HZT))=1

B(J1+(12*HZT))=1

B(J1+(14*HZT))=1

B(J1+(16*HZT))=1

B(J1+(18*HZT))=1

B(J1+(20*HZT))=1

B(J1+(22*HZT))=1

B(J1+(24*HZT))=1

B(J2)=1000000

B(J2+(2*HZT))=1000000

B(J2+(4*HZT))=1000000

B(J2+(6*HZT))=1000000

B(J2+(8*HZT))=1000000

B(J2+(10*HZT))=1000000

B(J2+(12*HZT))=1000000

B(J2+(14*HZT))=1000000

B(J2+(16*HZT))=1000000

B(J2+(18*HZT))=1000000

B(J2+(20*HZT))=1000000

B(J2+(22*HZT))=1000000

B(J2+(24*HZT))=1000000

115 CONTINUE

CONTINUE

LSIST=LSOS

RETURN

END

6. LISTAGEM DA SUBROTINA SIMPITA.FOR

```

C*****
C  ESTA É A SUBROTINA DE PROGRAMACAO LINEAR, A QUAL RESOLVE
C  O PROBLEMA NA FORMA DUAL, PELO MÉTODO INVERSO EXPLÍCITO.
C  UTILIZOU-SE ESTA SUBROTINA SEM ALTERAÇÕES, EXCETO NO
C  DIMENSIONAMENTO DAS VARIÁVEIS, OS QUAIS DEVEM COINCIDIR
C  COM O DIMENSIN. FEITO NAS OU TRAS SUBROTINAS
C*****
      SUBROUTINE SIMPITA(INFLAG,MX,NN,KO)
C-----AUTOMATIC SIMPLEX  REDUNDANT EQUATIONS CAUSE
INFEASIBILITY
      INTEGER INFLAG,MX,NN,KO(6)
      EQUIVALENCE (XX,LL)
C---THE FOLLOWING DIMENSION SHOULD BE THE SAME HERE AS IT IS
C          IN CALL

REAL AA,AIJT,BB,COST,DT,RCOST,TEXP,TPIV,TY,XOLD,XX,XY,YI,YMAX
  INTEGER L,IA,INVC,IR,ITER,J,JT,K,KBJ,L,LL,M,M2,MM,N
  INTEGER NCUT,NUMVR,NVER
  LOGICAL FEAS,VER,NEG,TRIG,KQ,ABSC

COMMON/OPERAPL/POWER(160,12),PMAX(160,12),PRT(160,12),XK(160,12),
  1XMIN(160),VMAX(160),A0(160),A1(160),A2(160),
  2A3(160),A4(160),B0(160),B1(160),B2(160),B3(160),
  3B4(160),IA1(160),CF(160,12),DH(160,12),PRTEST(160),
  4MANT(12),POWD(12),OPH(12),OFPH(12),IRES(2,1),
  5U(160,12),P(48),HREF(160),ENERGY(12),UMIN(160,12),
  6RM(160),XMAX(160,12),SPA,NGADAT(1),IGA(2,1),
  7PMIN(160),ANMAX(160,12),C0(160),C1(160),C2(160),
  8C3(160),C4(160),NRES(1),FSM(12),IDPC(160),VPC(160)

COMMON/TEC/TA(160),DEP(160),A(48,216),B(48),C(216),

```

```

1XOLD1(160,12),X(1200),Y(1200),KB(1200),JH(320),
2PE(48),E(64000),AA1(160),XIN(160)

```

C-----SET INITIAL VALUES, SET CONSTANT VALUES

```

NUMVR = 0
Numpv = 0
M = MX
N = NN
TEXP = .5**16
NCUT = 4*M + 10
NVER = M/2 + 5
ITER = 0
M2 = M**2
FEAS = .FALSE.
IF (INFLAG.NE.0) GO TO 30

```

C-----'NEW' START PHASE ONE WITH SINGLETON BASIS

```

DO 20 J = 1,N
KB(J) = 0
KQ = .FALSE.
DO 10 I = 1,M
IF (A(I,J).EQ.0.0) GO TO 10
IF (KQ.OR.A(I,J).LT.0.0) GO TO 20
KQ = .TRUE.
10 CONTINUE
KB(J) = 1
20 CONTINUE
30 DO 40 I = 1,M
JH(I) = -1
40 CONTINUE

```

C-----'VER' CREATE INVERSE FROM 'KB' AND 'JH' (STEP 7)

```

50 VER = .TRUE.
INVC = 0
NUMVR = NUMVR + 1
TRIG = .FALSE.
DO 60 I = 1,M2
E(I) = 0.0
60 CONTINUE
MM=1
DO 70 I = 1,M
E(MM) = 1.0
PE(I) = 0.0
X(I) = B(I)
IF (JH(I).NE.0) JH(I) = -1
MM = MM + M + 1
70 CONTINUE

```

```

C-----FORM INVERSE
  DO 140 JT = 1,N
  IF (KB(JT).EQ.0) GO TO 140
  GO TO 300
C-----CHOOSE PIVOT
80 TY = 0.0
  KQ = .FALSE.
  DO 130 I = 1,M
  IF (JH(I).NE.-1.OR.ABS(Y(I)).LE.TPIV) GO TO 130
  IF (KQ) GO TO 100
  IF (X(I).EQ.0.) GO TO 90
  IF (ABS(Y(I)/X(I)).LE.TY) GO TO 130
  TY = ABS(Y(I)/X(I))
  GO TO 120
90 KQ = .TRUE.
  GO TO 110
100 IF (X(I).NE.0..OR.ABS(Y(I)).LE.TY) GO TO 130
110 TY = ABS(Y(I))
120 IR = I
130 CONTINUE
  KB(JT) = 0
C-----TEST PIVOT
  IF (TY.LE.0.) GO TO 140
C-----PIVOT
  GO TO 430
140 CONTINUE
C-----RESET ARTIFICIALS
  DO 150 I = 1,M
  IF (JH(I).EQ.-1) JH(I) = 0
  IF (JH(I).EQ.0) FEAS = .FALSE.
150 CONTINUE
160 VER = .FALSE.
C-----PERFORM ONE ITERATION
C-----'XCK' DETERMINE FEASIBILITY (STEP 1)
  NEG = .FALSE.
  IF (FEAS) GO TO 180
  FEAS = .TRUE.
  DO 170 I = 1,M
  IF (X(I).LT.0.0) GO TO 200
  IF (JH(I).EQ.0) FEAS = .FALSE.
170 CONTINUE
C-----'GET' GET APPLICABLE PRICES
  IF (.NOT.FEAS) GO TO 210
180 DO 190 I = 1,M
  P(I) = PE(I)
  IF (X(I).LT.0.) X(I) = 0.
190 CONTINUE

```

```

    ABSC= .FALSE.
    GO TO 270
200 FEAS =.FALSE.
    NEG = .TRUE.
210 DO 220 J = 1,M
    P(J) = 0.
220 CONTINUE
    ABSC = .TRUE.
    DO 260 I = 1,M
    MM = I
    IF (X(I).GE.0.0) GO TO 240
    ABSC = .FALSE.
    DO 230 J = 1,M
    P(J) = P(J) + E(MM)
    MM = MM + M
230 CONTINUE
    GO TO 260
240 IF (JH(1).NE.0) GO TO 260
    IF (X(I).NE.0.) ABSC = .FALSE.
    DO 250 J = 1,M
    P(J) = P(J) - E(MM)
    MM = MM + M
250 CONTINUE
260 CONTINUE
C-----'MIN'  FIND MINIMUM REDUCED COST          (STEP 3)
270 JT = 0
    BB = 0.0
    DO 290 J =1,N
    IF (KB(J).NE.0) GO TO 290
    DT = 0.0
    DO 280 I = 1,M
    DT = DT + P(I) * A(I,J)
280 CONTINUE
    IF (FEAS) DT = DT + C(J)
    IF (ABSC) DT = - ABS(DT)
    IF (DT.GE.BB) GO TO 290
    BB = DT
    JT = J
290 CONTINUE
C-----TEST FOR NO PIVOT COLUMN
    IF (JT.LE.0) GO TO 500
C-----TEST FOR ITERATION LIMIT EXCEEDED
    IF (ITER.GE.NCUT) GO TO 490
    ITER = ITER +1
C-----'JMY'  MULTIPLY INVERSE TIMES A(.,JT)      (STEP 4)
300 DO 310 I= 1,M
    Y(I) = 0.0

```



```

310 CONTINUE
    LL = 0
    COST = C(JT)
    DO 340 I= 1,M
        AIJT = A(I,JT)
        IF (AIJT.EQ.0.) GO TO 330
        COST = COST + AIJT * PE(I)
    DO 320 J= 1,M
        LL = LL + 1
        Y(J) = Y(J) + AIJT * E(LL)
320 CONTINUE
    GO TO 340
330 LL = LL + M
340 CONTINUE
C-----COMPUTE PIVOT TOLERANCE
    YMAX = 0.0
    DO 350 I = 1,M
        YMAX = AMAX1( ABS(Y(I)),YMAX )
350 CONTINUE
    TPIV = YMAX * TEXP
C-----RETURN TO INVERSION ROUTINE, IF INVERTING
    IF (VER) GO TO 80
C-----COST TOLERANCE CONTROL
    RCOST = YMAX/BB
    IF (TRIG.AND.BB.GE.-TPIV) GO TO 500
    TRIG = .FALSE.
    IF (BB.GE.-TPIV) TRIG = .TRUE.
C-----'ROW' SELECT PIVOT ROW (STEP 5)
C-----AMONG EQS. WITH X=0, FIND MAXIMUM Y AMONG
ARTIFICIALS,OR,IF NONE
C-----GET MAX POSITIVE Y(I) AMONG REALS.
    IR = 0
    AA = 0.0
    KQ = .FALSE.
    DO 390 I=1,M
        IF (X(I).NE.0.0.OR.Y(I).LE.TPIV) GO TO 390
        IF (JH(I).EQ.0) GO TO 370
        IF (KQ) GO TO 390
360 IF (Y(I).LE.AA) GO TO 390
        GO TO 380
370 IF (KQ) GO TO 360
        KQ = .TRUE.
380 AA = Y(I)
        IR = I
390 CONTINUE
    IF (IR.NE.0) GO TO 420
    AA = 1.0E+20

```

```

C-----FIND MIN. PIVOT AMONG POSITIVE EQUATIONS
  DO 400 I = 1,M
  IF (Y(I).LE.TPIV.OR.X(I).LE.0.0.OR.Y(I)*AA.LE.X(I) ) GO TO 400
  AA = X(I)/Y(I)
  IR = I
400 CONTINUE
  IF (.NOT.NEG) GO TO 420
C----FIND PIVOT AMONG NEGATIVE EQUATIONS, IN WHICH X/Y IS LESS
  THAN THE
C----MINIMUM X/Y IN THE POSITIVE EQUATIONS, THAT HAS THE
  LARGEST ABSF(Y)
  BB = - TPIV
  DO 410 I = 1,M
  IF (X(I).GE.0..OR.Y(I).GE.BB.OR.Y(I)*AA.GT.X(I) ) GO TO 410
  BB = Y(I)
  IR = I
410 CONTINUE
C-----TEST FOR NO PIVOT ROW
420 IF (IR.LE.0) GO TO 480
C-----'PIV' PIVOT ON (IR,JT) (STEP 6)
  IA = JH(IR)
  IF (IA.GT.0) KB(IA) = 0
430 NUMPV = NUMPV + 1
  JH(IR) = JT
  KB(JT) = IR
  YI = -Y(IR)
  Y(IR) = -1.0
  LL = 0
C-----TRANSFORM INVERSE
  DO 460 J = 1,M
  L = LL + IR
  IF (E(L).NE.0.0) GO TO 440
  LL = LL + M
  GO TO 460
440 XY = E(L) / YI
  PE(J) = PE(J) + COST * XY
  E(L) = 0.0
  DO 450 I = 1,M
  LL = LL + 1
  E(LL) = E(LL) + XY * Y(I)
450 CONTINUE
460 CONTINUE
C-----TRANSFORM X
  XY = X(IR) / YI
  DO 470 I = 1, M
  XOLD = X(I)
  X(I) = XOLD + XY * Y(I)

```

```

      IF (.NOT.VER.AND.X(I).LT.0..AND.XOLD.GE.0.)      X(I) = 0.
470 CONTINUE
      Y(IR) = -YI
      X(IR) = -XY
      IF (VER) GO TO 140
      IF (NUMPV.LE.M) GO TO 160
C-----TEST FOR INVERSION ON THIS ITERATION
      INVC = INVC +1
      IF (INVC.EQ.NVER)      GO TO 50
      GO TO 160
C-----END OF ALGORITHM, SET EXIT VALUES
480 IF (.NOT.FEAS.OR.RCOST.LE.-1000.)      GO TO 500
C-----INFINITE SOLUTION
      K = 2
      GO TO 510
C-----PROBLEM IS CYCLING
490 K = 4
      GO TO 510
C-----FEASIBLE OR INFEASIBLE SOLUTION
500 K = 0
510 IF (.NOT.FEAS)      K= K + 1
      DO 520 J = 1,N
      XX = 0.0
      KBJ = KB(J)
      IF (KBJ.NE.0)      XX = X(KBJ)
      KB(J) = LL
520 CONTINUE
      KO(1) = K
      KO(2) = ITER
      KO(3)=INVC
      KO(4)=NUMVR
      KO(5) = NUMPV
      KO(6) = JT
      RETURN
      END

```

7. LISTAGEM DA SUBROTINA ICFTIME.FOR

```

SUBROUTINE ICFTIME(ICF)
C  ROTINA QUE DEFINE A MATRIZ ICF

```

```

    DIMENSION ICF(160,3)
    DO 100 I=1,160
    DO 100 K=1,3
    ICF(I,K)=0
100 CONTINUE

```

```

C*****RIO GRANDE

```

```

    ICF(1,1)=0
    ICF(2,1)=1
    ICF(4,1)=1
    ICF(5,1)=1
    ICF(6,1)=1
    ICF(7,1)=1
    ICF(9,1)=1
    ICF(18,1)=1
    ICF(21,1)=0
    ICF(25,1)=1
    ICF(30,1)=1
    ICF(37,1)=18
    ICF(37,2)=30
    ICF(40,1)=1

```

```

C*****PARANAIBA

```

```

    ICF(42,1)=0
    ICF(44,1)=0
    ICF(48,1)=42
    ICF(48,2)=44
    ICF(49,1)=1
    ICF(50,1)=1

```

```

C*****SISTEMA PARANAPANEMA

```

```
ICF(73,1)=0  
ICF(75,1)=1  
ICF(81,1)=1  
ICF(91,1)=1  
ICF(92,1)=1  
ICF(93,1)=1
```

```
RETURN  
END
```

8. LISTAGEM DA SUBROTINA ICFTINE2.FOR

```

      SUBROUTINE ICFTINE2(ICF,IA)
C   ROTINA QUE DEFINE A MATRIZ ICF

      DIMENSION ICF(160,3),IA(160)
      DO 100 I=1,160
      DO 100 K=1,3
      ICF(I,K)=0
100 CONTINUE

C*****SISTEMA DO RIO GRANDE

      ICF(1,1)=0
      DO 10 I=2,9
      ICF(I,1)=1
10CONTINUE
      ICF(18,1)=9
      ICF(21,1)=0
      ICF(25,1)=21
      ICF(30,1)=25
      ICF(35,1)=30
      ICF(36,1)=1
      ICF(37,1)=18
      ICF(37,2)=36
      ICF(40,1)=37

C*****PARANAIBA

      ICF(41,1)=0
      ICF(42,1)=1
      ICF(44,1)=0
      ICF(45,1)=1
      ICF(46,1)=1
      ICF(47,1)=0
      ICF(48,1)=42
      ICF(48,2)=46
      ICF(48,3)=47*IA(47)
      IF(IA(46).EQ.0.AND. IA(45).EQ.0) ICF(48,2)=44
      ICF(49,1)=1

```

ICF(50,1)=1

C*****SISTEMA PARANAPANEMA

ICF(73,1)=0

ICF(75,1)=1

ICF(81,1)=1

ICF(91,1)=1

ICF(92,1)=1

ICF(93,1)=1

RETURN

END

9. LISTAGEM DA SUBROTINA RD1.FOR

```

SUBROUTINE Rd1(IA,ICF,NMONTH,IYEAR,HYDRO)
C ROTINA PARA MONTAR OS VETORES DE VAZAO OBSERVADA
C A SEREM UTILIZADOS NO PLANO (SERIE CIRCULAR)
C VARIAVEIS
C *****
C NMONTH - NUMERO DE MESES
C IYEAR - ANO INICIAL DA SERIE
C QNAT(160,60) - VETOR DE VAZOES NATURAIS
C HYDRO(K,IM) - VETOR DE VAZOES INCREMENTAIS
C ONDE K - O RESERVATORIO
C IM - MES DE 1 A NMONTH
C *****
C ICF(160,3) - SE =0 RESERVATORIO DE MONTANTE
C ICF(IS,1) - SE =1 O RESERVATORIO DE MONTANTE E O IS-1
C ICF(IS,1) - SE = >0 E DIFERENTE DE 1 LER ICF(IS,X):X= 1,2 E 3
CHARACTER CABEC*10,NQAR*24,KARQ*7
CHARACTER ATIME*20,NARQ(160)*3,INARQ(160)*12
DIMENSION HYDRO(160,24),INDE(160),IPOS(3),IFPOS(3)
DIMENSION V(24),QNAT(160,24),ICF(160,3),IA(160)
INTEGER YEND

OPEN(7,FILE='C:\SISCOM\MENU.SEL',ACCESS='SEQUENTIAL',STATUS='OLD')
OPEN(3,FILE='C:\SISCOM\INDICE.USI',STATUS='OLD')
OPEN(8,FILE='LPT1')
C ATENCAO SE DESEJAR GERAR ARQUIVO HYDRO FAZER KEY=1
C CASO CONTRARIO FAZER KEY=0
KEY=1
YEND=1990
CALL ICFTIME(ICF)
DO 10 I=1,160
DO 10 K=1,12
HYDRO(I,K)=0.0
QNAT(I,K)=0.0
10 CONTINUE
READ(7,2254)ATIME

```



```

2254 FORMAT(A20)
      READ(7,*)ISYS
      READ(3,3333)CABEC
3333 FORMAT(A10)
      DO 20 K=1,160
        READ(3,3348)INDE(K),NARQ(K),INARQ(K)
20 CONTINUE
3348 FORMAT(I3,1X,A3,1X,A12)
      READ(3,3333)CABEC
      READ(3,3333)CABEC
      DO 30 K=1,3
        READ(3,7829)MS,IIPPOS(MS),IFPOS(MS)
7829 FORMAT(I3,1X,I3,1X,I3)
30 CONTINUE
      NPOST=IFPOS(ISYS)-IIPPOS(ISYS)+1
      IY=NMONTH/12
      NM=(NMONTH-IY*12)
      IF(NM.GT.0)IY=IY+1
      NYEAR=IY
      KC=IIPPOS(ISYS)
      DO 40 K=1,NPOST
        IF(K.EQ.1) GO TO 41
        KC=KC+1
41 KARQ=NARQ(KC)//'.BDH'
      NQAR='C:\SISCOM\VAZOES\//KARQ
      OPEN(1,FILE=NQAR,FORM='FORMATTED',STATUS='OLD')
      OPEN(99,FILE='DEBUG',FORM='FORMATTED',STATUS='UNKNOWN')
      READ(1,2228)AK
2228 FORMAT(A80)
69 READ(1,'(I4,12F6.0)')IAU,(V(J),J=1,12)
      IF(IAU.NE.IYEAR)GO TO 69
96 READ(1,'(I4,12F6.0)')IAU,(V(J),J=13,24)
      IF(IAU.NE.(IYEAR+1)) GO TO 96
      DO 70 J=1,12
        QNAT(KC,J)=V(J+4)
70 CONTINUE
      KF=NYEAR-1
      IF(KF.LE.0) GO TO 39
      JSUM=12
      IF(IAU.EQ.YEND) REWIND 1
      IF(IAU.EQ.YEND) READ(1,2228) AK
      DO 80 J=1,KF
        READ(1,'(I4,12F6.0)')IAU,(V(JU),JU=1,12)
        DO 100 JL=1,12
          JSUM=JSUM+1
          QNAT(KC,JSUM)=V(JL)
100 CONTINUE

```

```

      IF(IAU.EQ.YEND) REWIND 1
      IF (IAU.EQ.YEND) READ(1,2228) AK
80  CONTINUE
39  CLOSE(UNIT=1)
40  CONTINUE
KC=IIPPOS(ISYS)
      DO 1000 K=1,NPOST
      IF(K.EQ.1) GO TO 1001
      KC=KC+1
1001 NCON=0
5555 IF(ICF(KC,1).EQ.0) GO TO 1002
      IF(ICF(KC,1).EQ.1) GO TO 1003
      IF(ICF(KC,1).GT.1) GO TO 1004
1002 IF(IA(KC).EQ.0) GO TO 1028
1020 DO 1050 KK=1,NMONTH
      HYDRO(KC,KK)=QNAT(KC,KK)
1050 CONTINUE
      IF(ICF(KC,1).GT.1) GO TO 1800
      GO TO 1028
1003 IF(IA(KC).EQ.0) GO TO 1028
1022 NCON=NCON+1
1021 IF(IA(KC-NCON).EQ.0) GO TO 1022
      DO 1051 KK=1,NMONTH
      HYDRO(KC,KK)=QNAT(KC,KK)-QNAT((KC-NCON),KK)
1051 CONTINUE
      GO TO 1028
1010 IF(ICF((KC-NCON),1).EQ.0) GO TO 1020
      IF(ICF(KC-NCON,1).GT.1)ICF(KC,1)=ICF(KC-NCON,1)
      IF(ICF(KC-NCON,2).GT.0)ICF(KC,2)=ICF(KC-NCON,2)
      IF(ICF(KC-NCON,3).GT.0)ICF(KC,3)=ICF(KC-NCON,3)
      IF(ICF(KC,1).GT.1) GO TO 5555
      NCON=NCON+1
      GO TO 1021
1004 IF(IA(KC).EQ.0) GO TO 1028
      NCON=0
      NPOS1=ICF(KC,1)
      NPOS2=ICF(KC,2)
      NPOS3=ICF(KC,3)
      IF(IA(NPOS1).EQ.0.OR.IA(NPOS2).EQ.0) GO TO 1200
1690 DO 1052 KK=1,NMONTH
      HYDRO(KC,KK)=QNAT(KC,KK)-QNAT(NPOS1,KK)-QNAT(NPOS2,KK)
1052 CONTINUE
      GO TO 1800
1200 IF(IA(NPOS1).NE.0) GO TO 1405
      IF(ICF(NPOS1,1).EQ.0) GO TO 1400
      NCON=1

```

```

1253 IF(IA(NPOS1-NCON).EQ.0.AND.ICF((NPOS1-NCON),1).EQ.0) GO TO
1400
    IF (IA(NPOS1-NCON).NE.0) GO TO 1405
    NCON=NCON+1
    GO TO 1253
1400 NPOS1=0
    NCON=0
    GO TO 1450
1405 NPOS1=ICF(KC,1)-NCON
    NCON=0
1450 IF(IA(NPOS2).NE.0) GO TO 1505
    IF(ICF(NPOS2,1).EQ.0) GO TO 1500
    NCON=1
1453 IF(IA(NPOS2-NCON).EQ.0.AND.ICF((NPOS2-NCON),1).EQ.0) GO TO
1500
    IF(IA(NPOS2-NCON).NE.0) GO TO 1505
    NCON=NCON+1
    GO TO 1453
1500 NPOS2=0
    NCON=0
    GO TO 1550
1505 NPOS2=ICF(KC,2)-NCON
    NCON=0
1550 IF(NPOS1.EQ.0) GO TO 1601
    IF(NPOS2.EQ.0) GO TO 1602
GO TO 1690
1601 IF(NPOS2.EQ.0) GO TO 1020
    KKK=NPOS2
1633 DO 1671 KK=1,NMONTH
    HYDRO(KC,KK)=QNAT(KC,KK)-QNAT(KKK,KK)
1671 CONTINUE
    GO TO 1800
1602 KKK=NPOS1
    GO TO 1633
1800 NCON=0
    IF(NPOS3.EQ.0) GO TO 1028
    IF(IA(NPOS3).NE.0) GO TO 1810
    NCON=1
1830 IF(IA(NPOS3-NCON).EQ.0.AND.ICF((NPOS3-NCON),1).EQ.0) GO TO
1028
    IF(IA(NPOS3-NCON).NE.0) GO TO 1810
    NCON=NCON+1
    GO TO 1830
1810 NPOS3=ICF(KC,3)-NCON
    DO 1860 KK=1,NMONTH
    HYDRO(KC,KK)=HYDRO(KC,KK)-QNAT(NPOS3,KK)
1860 CONTINUE

```

```

1028 NCON=1
1000 CONTINUE
DO 9999 KK=1,NMONTH
    HYDRO(113,KK)=HYDRO(113,KK)+QNAT(102,KK)
    HYDRO(115,KK)=QNAT(115,KK)-QNAT(113,KK)
    HYDRO(55,KK)=0.0
    HYDRO(57,KK)=0.0
    HYDRO(58,KK)=0.0
9999 CONTINUE
    DO 10100 KK=1,160
    DO 10100 JJ=1,NMONTH
        IF(HYDRO(KK,JJ).LT.0.0)HYDRO(KK,JJ)=0.0
10100 CONTINUE
    IF(KEY.EQ.0) GO TO 44445
OPEN(20,FILE='C:\SISCOM\FILEHYDRO',STATUS='UNKNOWN')
    NUYEAR=0
    WRITE(20,7778)NPOST
7778 FORMAT(1X,'NUMERO DE POSTOS',2X,I5)
    KK1=IPOS(ISYS)
    KK2=IFPOS(ISYS)
    DO 7777 KK=KK1,KK2
        IF(IA(KK).EQ.0) GO TO 7777
        WRITE(20,7800)KK
7800 FORMAT(1X,'POSTO ',I5)
        IY=NMONTH/12
        NM=(NMONTH-IY*12)
        IF(NM.GT.0)IY=IY+1
        NUYEAR=IY
        DO 7781 JJ=1,NUYEAR
            WRITE(20,8888) JJ
8888 FORMAT(1X,'ANO ',I5)
            JG=JJ*12
            JH=JG-11
            WRITE(20,8881)(HYDRO(KK,JK),JK=JH,JG)
8881 FORMAT(1X,12(F8.2,1X))
7781 CONTINUE
7777 CONTINUE
    CLOSE (UNIT=20)
    CLOSE(UNIT=3)
    CLOSE(UNIT=7)
    CLOSE(UNIT=8)
44445 RETURN
END

```

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARARIPE, T.A., KLIGERMAN, A.S., SILVA, M.N., REIS, J.L., *A experiência do GCOI na coordenação do planejamento da operação energética do sistema hidroelétrico brasileiro*, VIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, São Paulo, 1986.

BECKER, L. e W.W. - G. YEH. *Optimization of Real Time Operation of a Multiple Reservoir System*. Water Resources Research. , 10(6): 1107-1112, december, 1974.

BECKER, L. e W.W. - G. YEH, D. FULTS e D. SPARKS. *Operations Model For Central Valley Project*. Journal of the American Society of Civil Engineers, Water Resources Planning and Management Division, 102 (WRI): 101-115, april 1976.

BRAGA, B.P.F., YEH, W.W.G., BECKER, L., BARROS, M.T.L., *Stochastic Optimization of Multiple Reservoir System Operation.*, Journal of Water Resources Planning and Management, ASCE, Vol. 117, n. 4, p. 471-481, july - august, 1991.

BARBOSA, P.S.F., *Planejamento da Operação de um Sistema de Reservatórios Múltiplos para Geração Hidroelétrica*. Dissertação de Mestrado, EPUSP, 1986.

BARBOSA, P.S.F., *Curso de Planejamento e Gerenciamento de Recursos Hídricos, Apostila*, EPUSP, 1991.

- BARBOSA, P.S.F., *Hydropower in Brazil: Past View and Future Directions.*,
Waterpower 93: An International ASCE Conference on Hydropower., Nashville, TN,
USA, 1993.
- BERGMANN, H.C.J.L., *Determinação de Regras Operacionais para um Sistema de
Reservatórios de Múltiplos Usos.*, Dissertação de Mestrado, FEC-UNICAMP, 1993.
- CRUZ, Jr. G., *Planejamento da Operação Energética a Longo Prazo de Sistemas
Hidrotérmicos de Potência.*, Dissertação de Mestrado, FEE-UNICAMP, 1994.
- ELETROBRÁS, *Metodologias e Critérios para Elaboração do Plano de Operação para
1994.*, SCEN/GTMC - 03/93, Rio de Janeiro, september, 1993.
- ELETROBRÁS, *Sistema de Informação do Potencial Hidroelétrico Brasileiro - SIPOT.*
São Paulo. agosto, 1995.
- ELETROBRÁS, *Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (OPUS) - Descrição
da Metodologia.*, julho, 1992.
- FERREIRA DA CUNHA, S.H., et al. *Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas
Para Estudos de Usos Múltiplos da Água em Sistemas Interligados.* In: VII
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA, maio, 1986, São Paulo. p. 1-48.
- FORTUNATO, L.A.M. e outros. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação
de Sistemas de Produção de Energia Elétrica* - EDUFF, Eletrobrás, 1990.
- HERMANN, R.M., *Dimensionamento e Operação de Sistemas com Reservatórios
Múltiplos.* Tese de Livre Docência, EPUSP, 1971.

- JAIN, S.K., et al, *A Risk Based Approach for Flood Control Operation of a Multipurpose Reservoir*, Water Resources Bulletin, Vol.28, december, 1992.
- LABADIE, J.W., Program MODSIM - *River Basin Network Flow, Model for the Microcomputer*. Department of Civil Engineering, Colorado State University. Ft. Collins, CO 80523.
- LINSLEY, R.K. , FRANZINI, J.B., *Engenharia de Recursos Hídricos*. McGraw-Hill do Brasil e Ed. da USP, 1978.
- LÔU, W.C., et al. *Utilização de Modelo de Simulação de Operação Mensal no Dimensionamento de UHE's*, VI Simpósio Brasileiro de Hidrologia e Recursos Hídricos. São Paulo, SP, 1985.
- LYRA F^a, C., *Contribuição ao Planejamento da Produção de Energia em Sistemas de Potência*, Tese de Doutorado, FEC-UNICAMP, 1984.
- OLIVEIRA, G.G., *Otimização da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Individualizada da Usinas e Afluências Determinísticas*, Dissertação de Mestrado, FEE-UNICAMP, setembro, 1993.
- SIMONOVIC, S.P., *Reservoir Systems Analysis: Closing Gap Between Theory and Practice*, Journal of Water Resources Planning and Management , vol. 118, n.3, p. 262-279, May/June, 1992.
- SISCOM. *Manual do SISCOM*. Governo do Estado de São Paulo. Companhia Energética de São Paulo - CESP. São Paulo, 1993.

SOARES, S. et al, *Planejamento da Operação de Sistemas de Energia Elétrica Predominantemente Hidroelétricos* - Projeto Temático de Equipe, FAPESP, Processo: 90/3611-7, julho, 1991.

SOARES, S., CRUZ Jr. G., FERREIRA, R.F., VINHAL, C.D.N., *Regras de Operação de Reservatórios para Otimização da Geração Hidroelétrica*, Anais do X Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos e I Simpósio de Recursos Hídricos do Cone Sul, Vol. 4, p. 182-191, Gramado, novembro, 1993.

TAO, T., et al. *Reservoir Operations By Successive Linear Programming*. Journal of Water Resources Planning and Management, v.117, n.2, March/April, 1991, p. 274-280.

WURBS, R.A., *Reservoir-Sustem Simulation and Optimization Models*, Journal of Water Resources Planning and Management, vol. 119, n.4, p.455-471, July/August, 1993.

YEH, W.W.G., *Reservoir Management and Operations Models: A State-of-the-Art Review*, Water Resources Research, vol. 21, n. 12, p. 1797-1818, december, 1985.

YEH, W.W.G., BECKER, L., TROTT, W.J., TAUXE, G.W., HANCOK, L.F., e FULTS, D.M., *Optimal State Analysis of Reservoirs.*, UCLA Engineering Report N° UCLA - ENG - 7930, University of California, Los Angeles, november, 1973.