

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

DEPARTAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

CRITÉRIOS PARA DETERMINAÇÃO DE SUPRIMENTOS DE POTÊNCIA ENTRE
EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Ivana Costa Nasser

Orientador : *Dr. Sérgio Henrique Ferreira da Cunha*

Co-orientador: *Prof. Dr. Ariovaldo Garcia*

Este exemplar é enviado à redação final da tese
defendida por IVANA COSTA NASSER

aprovada pela Comissão

Julgadora em 10 / 9 / 91.

Orientador



Tese apresentada à FEE/UNICAMP como parte dos
requisitos para obtenção do grau de Mestre em Enge-
nharia Elétrica

Setembro de 1991

UNICAMP

" When you realize the differences between the container and the content, you will have the knowledge."

(Idries Shah, "The book of the books")

" Poupar-se do peso de uma tarefa, é também privar-se de colher seus benefícios."

(Omar Ali Shah, Mestre Naqshband)

DEDICATÓRIA

A Cleuza e Vicente, meus pais

A Fábio Luiz, meu companheiro

Aos amigos

AGRADECIMENTOS

Agradeço à *Companhia Paranaense de Energia - COPEL*, pelo patrocínio;

A *Sérgio Henrique F. Cunha*, pelo constante incentivo e espírito científico com que conduziu sua orientação;

A meus gerentes, *Antônio Candido, Péricles Bond, Luiz Hamilton D. Moreira* e a todos os colegas da Divisão de Estudos Energéticos, pelo apoio e colaboração dispensados através das discussões e sugestões no texto;

A *Marco Aurélio Guimarães e Beatriz Majewski*, do Departamento de Processamento de Dados da COPEL, que, gentilmente, processaram todos os casos sob o eterno pedido de prioridade;

Aos colegas *Eng^{os} César Lúcio C. de Sá Jr. e Luiz Paulo T. de Faria (ELETROBRÁS-DOE)*, pelo auxílio no processamento dos modelos de simulação que integram a cadeia de planejamento;

Aos analistas do CESU - Centro de Suporte ao Usuário, *Rinaldo Ghilardi e Elisete Cunha Castro*, pelo constante auxílio na edição final do texto;

A *Fábio Luiz*, pelo carinho e paciência nas horas críticas;

Em especial, A *Mário Veiga F. Pereira*, pelas idéias e pelo aprêço que dedicou a este trabalho.

RESUMO

A operação de um sistema elétrico interligado, composto por diversas empresas concessionárias, prevê, como um de seus objetivos, o estabelecimento de trocas de energia e potência entre as empresas, de forma a obter uma utilização mais racional dos recursos. É possível, dessa maneira, garantir uma maior confiabilidade ao consumidor a custos mais baixos. Os intercâmbios se processam com base em critérios que determinam as responsabilidades de suprimento entre as empresas e se constituem de contratos firmes ou acordos temporários.

Este trabalho tem por objetivo propor um critério para determinação de suprimentos de potência entre empresas concessionárias organizadas em pool, a partir da formulação e análise de sete métodos alternativos.

Em termos metodológicos, seis desses critérios caracterizam-se por apresentar um enfoque clássico do problema, baseado na alocação de responsabilidades de geração de ponta. O sétimo método, denominado "determinação direta de contratos", apresenta uma nova abordagem que formula o problema como um problema de programação linear estocástica, resolvido com o auxílio das técnicas de Simulação Monte-Carlo e Decomposição de Benders.

Os resultados finais são discutidos a partir de uma aplicação dos critérios para o sistema Sul/Sudeste, em sua configuração prevista para dezembro de 1994.

ABSTRACT

One of objectives of the operation of an interconnected power system, composed of several utilities, is to determine energy and peak exchanges, in order to optimize the use of energy resources. In this way, it's possible to provide a higher reliability to customers with lower costs.

These exchanges are based on criteria which define the supply responsibility among the pooled participants. The supply responsibilities can be settled as firm contracts or temporary agreements.

This work proposes a new criterion for peak supply in a power pool. The proposed criterion is selected from seven alternative methods.

In terms of methodology, six of the proposed criteria present a classical approach to the question, that is, allocation of supply responsibilities. The seventh one, called "direct determination of contracts", presents a different approach, characterizing the problem as a stochastic linear programming problem, solved by Monte Carlo Simulations and Benders Decomposition techniques.

The results of an application are discussed. The case study considers the South/Southeast interconnected power system in Brazil, in its predicted configuration for December 1994.

SUMÁRIO

I.	Capítulo I: Introdução	1
I.1.	A Evolução dos Critérios de Suprimento no Brasil	5
I.2.	Critérios de Suprimento em Uso no Exterior	8
I.3.	Referências Bibliográficas	10
II.	Capítulo II: Formulação dos Critérios Alternativos	12
II.1.	Modelamento do Sistema	12
II.1.1.	Modelo de Geração	13
II.1.2.	Modelo de Intercâmbio	15
II.1.3.	Modelo de Carga	16
II.2.	Formulação dos Critérios	16
II.2.1.	Critério I: Valor Esperado da Geração	17
II.2.2.	Critério II: Custos Marginais	19
II.2.3.	Critério III: Última Adição	20
II.2.4.	Critério IV: Equalização dos Riscos	21
II.2.5.	Critério V: Equalização das Reservas	22
II.2.6.	Critério VI: Disponibilidade Média	23
II.3.	Referências Bibliográficas	26
III.	Capítulo III: Aplicação dos Critérios ao Sistema Sul/Sudeste Brasileiro	27
III.1.	Descrição do Caso Teste	27
III.2.	Avaliação dos Métodos	30
III.3.	Conclusões	37
III.4.	Referências Bibliográficas	39

IV. Capítulo IV: Uma Nova Abordagem do Problema	40
IV.1. Hipóteses de Transações entre as Empresas	41
IV.2. Formulação Matemática do Problema	42
IV.3. Técnica de Solução	44
IV.4. Simulação Probabilística de Critérios	50
IV.5. Implementação Computacional	51
IV.6. Referências Bibliográficas	56
V. Capítulo V: Resultados Finais	57
V.1. Descrição do Caso Teste	57
V.2. Estudo de Casos	59
V.2.1. Comparação entre Critérios	59
V.2.2. Análise de Sensibilidade: Requisitos	61
V.2.3. Análise de Sensibilidade: Custos	63
V.2.4. Análise de Sensibilidade: Rede de Contratos	65
V.3. Desempenho do Algoritmo	66
V.4. Comentários Finais	68
V.5. Referências Bibliográficas	70
Apêndice A: Relação entre os Contratos de Potência e Energia	71
Apêndice B: Intercâmbios entre Empresas Concessionárias em Alguns Países do Mundo	75
Apêndice C: Interpretação Econômica da Função Objetivo	79

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro sofreu profundas transformações nos últimos vinte anos, fruto de diversos fatores que provocaram um crescimento acelerado do consumo de energia elétrica - em torno de 12%, média no período, podendo-se citar como exemplos: (i) a consolidação do parque industrial brasileiro nesse período; (ii) o surgimento de uma política de substituição de derivados de petróleo por fontes energéticas nacionais, principalmente pela energia hidráulica, em função da abundância de recursos hídricos existentes etc. [1]

Em termos da operação do sistema elétrico, a principal consequência foi a substituição do modelo de operação isolada com intercâmbios pontuais por um modelo de operação interligada e coordenada devido, principalmente, à (i) transferência crescente de grandes blocos de energia entre os sistemas Sul e Sudeste, visando aumentar a cooperação mútua, uma vez que os recursos de geração não se encontram distribuídos geograficamente de forma proporcional aos requisitos; (ii) operação simultânea de usinas, em um mesmo rio, por diferentes empresas concessionárias e (iii) participação significativa da geração de Itaipu no sistema brasileiro [2].

O processo de implantação do novo modelo iniciou-se em 1973, com a criação do *GCOI, Grupos Coordenadores para Operação Interligada* [3], cuja principal função era a de coordenar os programas de operação dos sistemas de geração e transmissão das regiões Sul e Sudeste. Sua estrutura organizacional compunha-se de um conselho deliberativo (presidentes das concessionárias), um comitê executivo (diretores de operação das empresas, sob coordenação da Eletrobrás) e subcomitês (operação, estudos elétricos, estudos energéticos, manutenção e comunicações), apoiados em uma secretaria executiva.

Nas atividades coordenadas pelo GCOI, é possível identificar basicamente dois enfoques para o problema da operação: *os estudos elétricos e os estudos energéticos*. Em linhas gerais, os estudos energéticos envolvem questões relativas ao gerenciamento dos recursos hidráulicos e térmicos no atendimento ao mercado consumidor, enquanto os estudos elétricos se referem ao processo de transferência da energia gerada até os pontos de consumo.

O interesse deste trabalho está voltado aos aspectos da *operação energética do sistema*, cujo objetivo é "determinar uma estratégia de geração em cada usina que minimize o valor esperado dos custos operativos (gastos com combustíveis das usinas térmicas, eventuais compras de energia de sistemas vizinhos e custos de não atendimento à carga, caso necessário)" [4]. "Em sistemas puramente térmicos, a operação a mínimo custo é determinada principalmente pelos custos de com-

bustíveis e pela eficiência das usinas" [5]. Neste caso, a produção é otimizada a cada momento através de um programa de geração térmica estabelecido de acordo com uma lista de prioridades (da mais barata para a mais cara). Em se tratando de um sistema hidrotermoelétrico, a otimização da operação torna-se um tanto mais complicada. Isto porque, quando a energia hidráulica pode ser armazenada, é necessário que se proceda a um planejamento para um período maior. O sistema brasileiro é um exemplo clássico deste problema, uma vez que seu parque gerador é predominantemente hidráulico com reservatórios de regularização plurianual (armazenam água de um ano para o outro).

Assim, devido à sua complexidade e abrangência, o problema da operação energética é decomposto em subproblemas integrados em uma cadeia de planejamento, cujo "grau de detalhamento cresce na medida em que se reduz o horizonte de influência das decisões" [4], envolvendo uma série de aleatoriedades e restrições. A Figura I.1 mostra a relação entre essa cadeia, proposta em [4], e as duas principais atividades atualmente realizadas no âmbito do GCOI, que foram regulamentadas pelo Decreto no. 73.102 - 07/11/73 com o objetivo de operacionalizar a coordenação desse órgão.

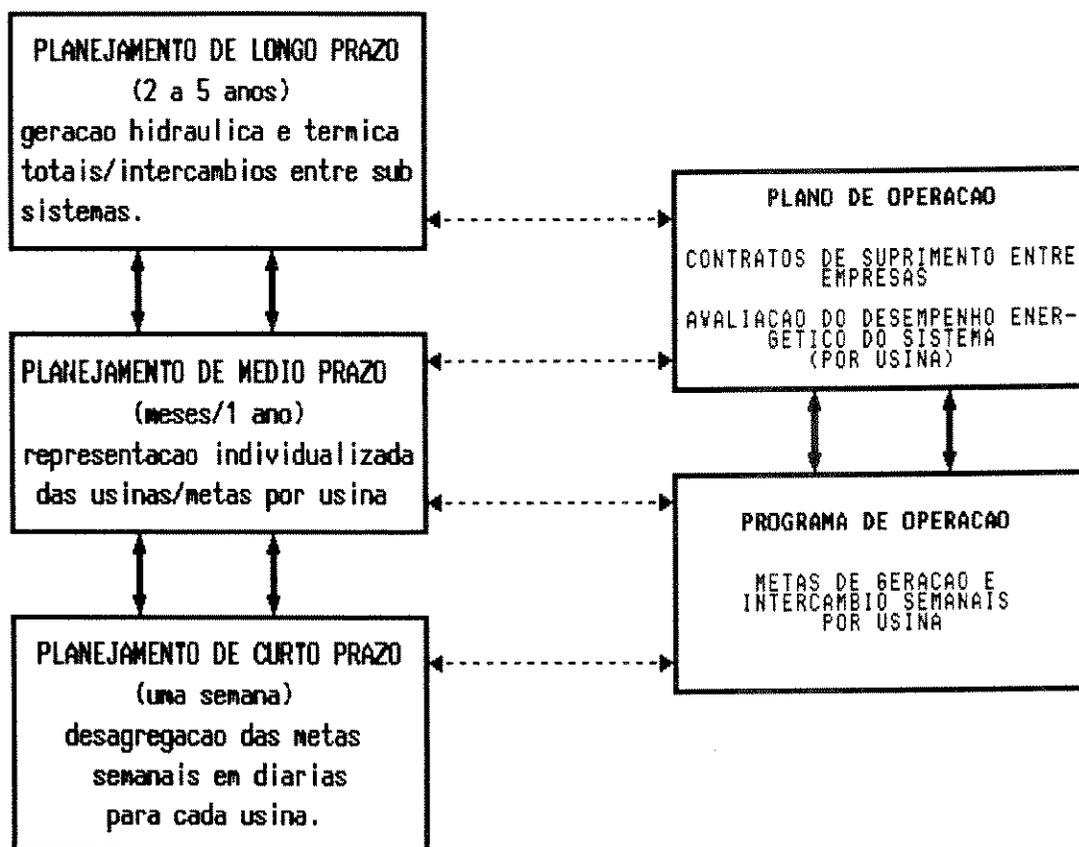


FIGURA I.1

PRINCIPAIS ATIVIDADES DO GCOI NA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DO SISTEMA

Dentro da cadeia de planejamento, o Plano de Operação se constitui na principal referência para as demais atividades, uma vez que define os valores dos suprimentos de energia e potência entre as empresas - aqui denominados *contratos de médio prazo* - e avalia o desempenho do sistema, em termos energéticos, para o próximo ano. Os valores de contrato resultam do confronto entre os recursos estimados e os requisitos previstos para cada empresa, de acordo com critérios que estabelecem as responsabilidades de suprimento, conforme comentado no Apêndice A. Todavia, ao se passar do médio para o curto prazo, esses valores estão sujeitos a revisões em função de alterações diversas no cenário operativo, tais como: atualização nas previsões de carga, afluências, cronogramas de manutenção programada de unidades geradoras, etc. Assim, cabe aos Programas Mensais de Operação redefinir os intercâmbios previstos de energia e potência entre as empresas para as semanas do próximo mês, estabelecendo, conseqüentemente, as metas de geração para cada usina.

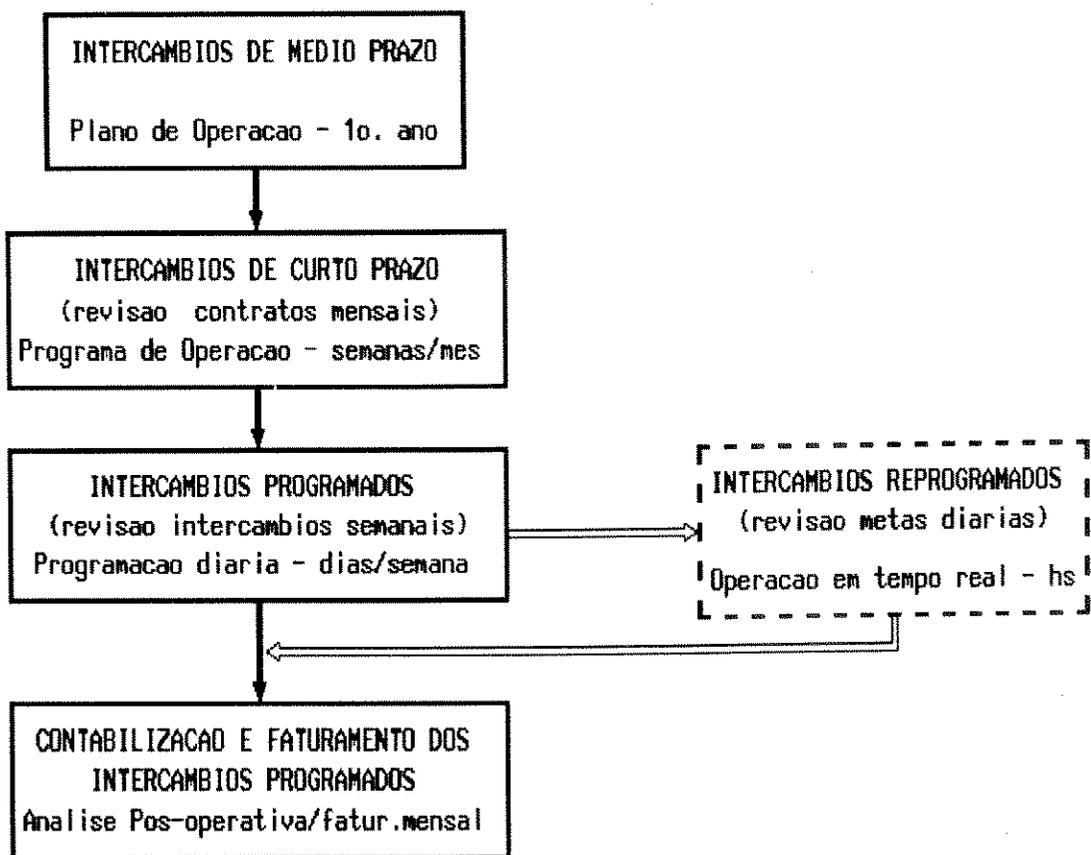


FIGURA I.2

OS INTERCÂMBIOS NA CADEIA DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

Ainda no Programa de Operação esses intercâmbios são identificados de acordo com as diversas modalidades, a fim de que recebam o tratamento adequado previsto pelas regras de contabilização e faturamento definidas pelo GCOI. A Figura I.2 mostra o processo de determinação de intercâmbios na cadeia do planejamento da operação.

Em termos das empresas concessionárias, a responsabilidade dos suprimentos é determinada de acordo com a seguinte hierarquia:

- (a) FURNAS e ELETROSUL têm a incumbência de suprir as empresas da região Sudeste e Sul, respectivamente.
- (b) caso os superávits de FURNAS (ELETROSUL) não forem suficientes para cobrir os déficits existentes na região Sudeste (Sul), utilizam-se os superávits na seguinte ordem de prioridades:
 - (i) das empresas da própria região;
 - (ii) da ELETROSUL (FURNAS);
 - (iii) das concessionárias da região Sul (Sudeste).

A Figura I.3 mostra a relação entre as principais empresas da região Sul/Sudeste, em termos das responsabilidades de suprimento.

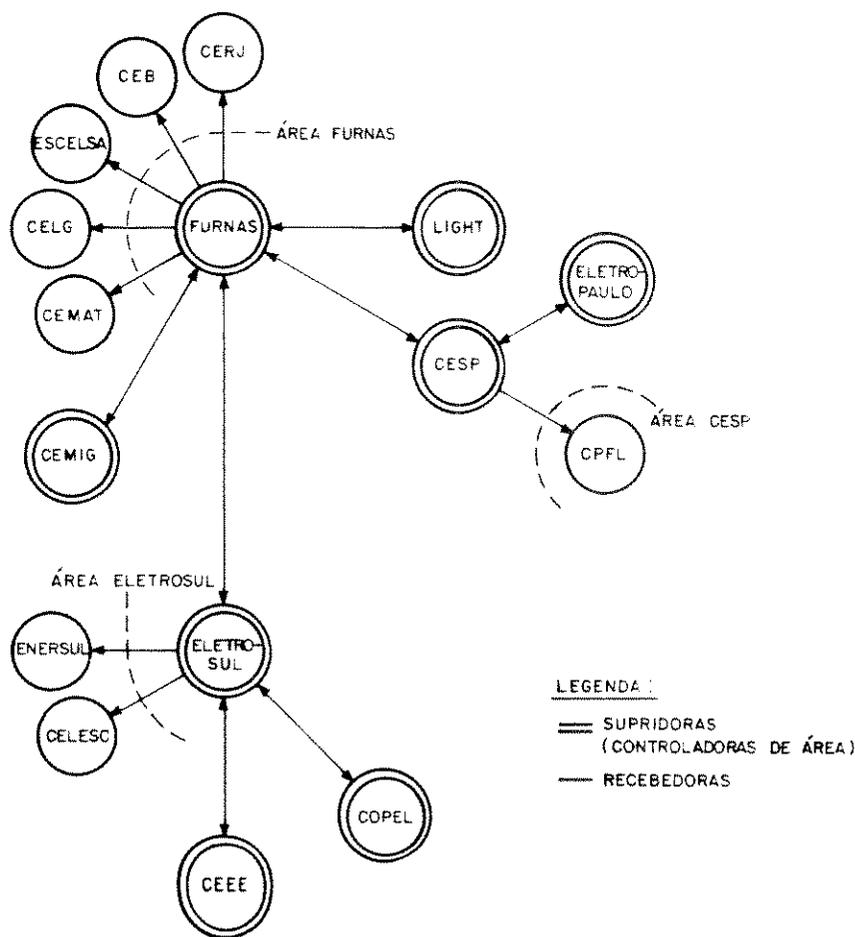


FIGURA I.3

PRINCIPAIS EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS / REGIÃO SUL-SUDESTE

Denominam-se *empresas supridoras* aquelas que possuem a capacidade de programar os intercâmbios de energia através da modulação da geração própria. As *empresas receptoras* não realizam modulação de geração e, conseqüentemente, a programação de intercâmbios [6].

Nos últimos oito anos, o GCOI vem discutindo um aprimoramento nas metodologias que envolvem desde a determinação dos suprimentos até a sua contabilização e faturamento (realizados em análises pós-operativas), na busca de critérios que, além de representar adequadamente as variáveis do problema, conciliem os interesses comerciais das empresas [7].

Esses fatos motivaram o desenvolvimento deste trabalho, cujo objetivo está voltado especificamente à *análise de alguns critérios para determinação de suprimentos de potência* e à *proposição de uma metodologia alternativa*, com o objetivo de ampliar as discussões sobre essa questão.

O próximo item descreve um histórico sobre os critérios de garantia de suprimento de potência em uso no Brasil e o estado da arte tanto no Brasil quanto no exterior. Nos capítulos II e III são descritas, respectivamente, a formulação matemática e a aplicação de alguns critérios alternativos. Os capítulos IV e V apresentam uma nova abordagem do problema, que propõe um critério de suprimento de potência baseado na solução de um problema de programação linear estocástica de grande porte.

I.1. A Evolução dos Critérios de Suprimento de Potência no Brasil

De acordo com Fortunato et alii [4], "os critérios de garantia de suprimento representam a forma de se estabelecer a qualidade do serviço e baseiam-se na aferição de parâmetros operativos do sistema".

Sob esse ponto de vista, o decreto no. 73.102 de 07/11/73 (criação do GCOI) regulamentou os primeiros critérios que, a partir de então, seriam empregados na determinação dos contratos de suprimentos. Elaboravam-se balanços de energia e potência máxima horária para cada empresa e os possíveis déficits eram cobertos pelos possíveis superávits das empresas supridoras - FURNAS e ELETROSUL - nas Regiões Sul e Sudeste, respectivamente.

Os contratos realizados destinavam-se exclusivamente aos suprimentos de potência, sendo que os recebimentos de energia eram assegurados através de um fator de carga associado ao contrato de potência. Com a previsão de ocorrência de déficits de energia, o GCOI aprovou, em 1980, um critério para contratação de um valor adicional de potência para as empresas que apresentassem déficits em seus balanços de energia. O valor do adicional era calculado pela aplicação de um fator de carga de 0,85 ao valor do déficit de energia.

O critério adotado no cálculo dos contratos de potência baseava-se em uma metodologia determinística que considerava como *disponibilidade de potência* para as empresas, *as potências efetivas de suas usinas hidráulicas e térmicas*, descontadas as manutenções programadas. Os requisitos incluíam, além da carga própria, as necessidades de reserva de potência, definidas segundo as regras vigentes no GCOI [8]. Pode-se apontar como a principal deficiência desse critério a não consideração da redução de potência que ocorre nas usinas hidráulicas em função das variações de queda líquida dos seus reservatórios¹.

Dessa forma, a partir de 1983 iniciou-se no Setor uma discussão em torno da questão dos critérios de suprimento então adotados [9,10], culminando com a criação em 1987 de um fórum específico, no âmbito do GCOI, para tratar de assuntos referentes a critérios de suprimento de potência. Esse grupo, denominado *SGCONF - Sub-grupo de Confiabilidade*, tinha por tarefa disseminar em curto espaço de tempo os conceitos necessários para permitir o acompanhamento e participação das empresas do GCOI no processo de elaboração de novas propostas [11].

Só a partir de 1989, o Plano de Operação passaria a incorporar um critério probabilístico para o cálculo dos suprimentos de potência. Nessa fase, os contratos de energia e potência já eram definidos de forma independente, como descreve o Apêndice A.

A idéia básica era estabelecer um *grau mínimo de confiabilidade* para o sistema no atendimento aos seus requisitos, dado por um risco de déficit de potência máximo anual, pré-fixado (*índice LOLP - loss of load probability*). De acordo com o critério, só deveriam existir suprimentos para uma determinada empresa na hipótese de, isoladamente, ela superar o risco pré-fixado ou, em outras palavras, não manter o valor mínimo de garantia.

Determinava-se, assim, a *responsabilidade de geração*² para cada empresa, que seria confrontada com o respectivo requisito no balanço de potência. No cálculo das responsabilidades consideravam-se: (i) as saídas forçadas das unidades geradoras; (ii) as perdas de potência devido às variações de queda nas usinas hidráulicas; (iii) as manutenções programadas; (iv) as disponibilidades de potência das pequenas usinas; (v) os recebimentos provenientes de Itaipu; (vi) a expansão do sistema gerador e dos troncos de transmissão.

As ferramentas computacionais utilizadas se compunham basicamente de um modelo de simulação a usinas individualizadas e um modelo de confiabilidade de geração - *SISTEMA CONFGER* [12].

¹ De acordo com estudos realizados por Cunha [8], esse efeito chegou a causar uma redução de até 12,5% na potência total efetiva do sistema Sul/Sudeste, em sua configuração de 1987.

² Define-se *responsabilidade de geração* de uma empresa como sendo o maior valor de requisito que a empresa pode atender sob determinadas condições. Em geral, a responsabilidade é denominada "*potência garantida*" sob condições pré-fixadas de risco de déficit de potência.

Os requisitos das empresas eram considerados como um único patamar de carga representado pelas respectivas demandas máximas coincidentes no horário entre 17 e 22 horas.

Esquemáticamente é possível conceber o critério como representado na Figura I.4.

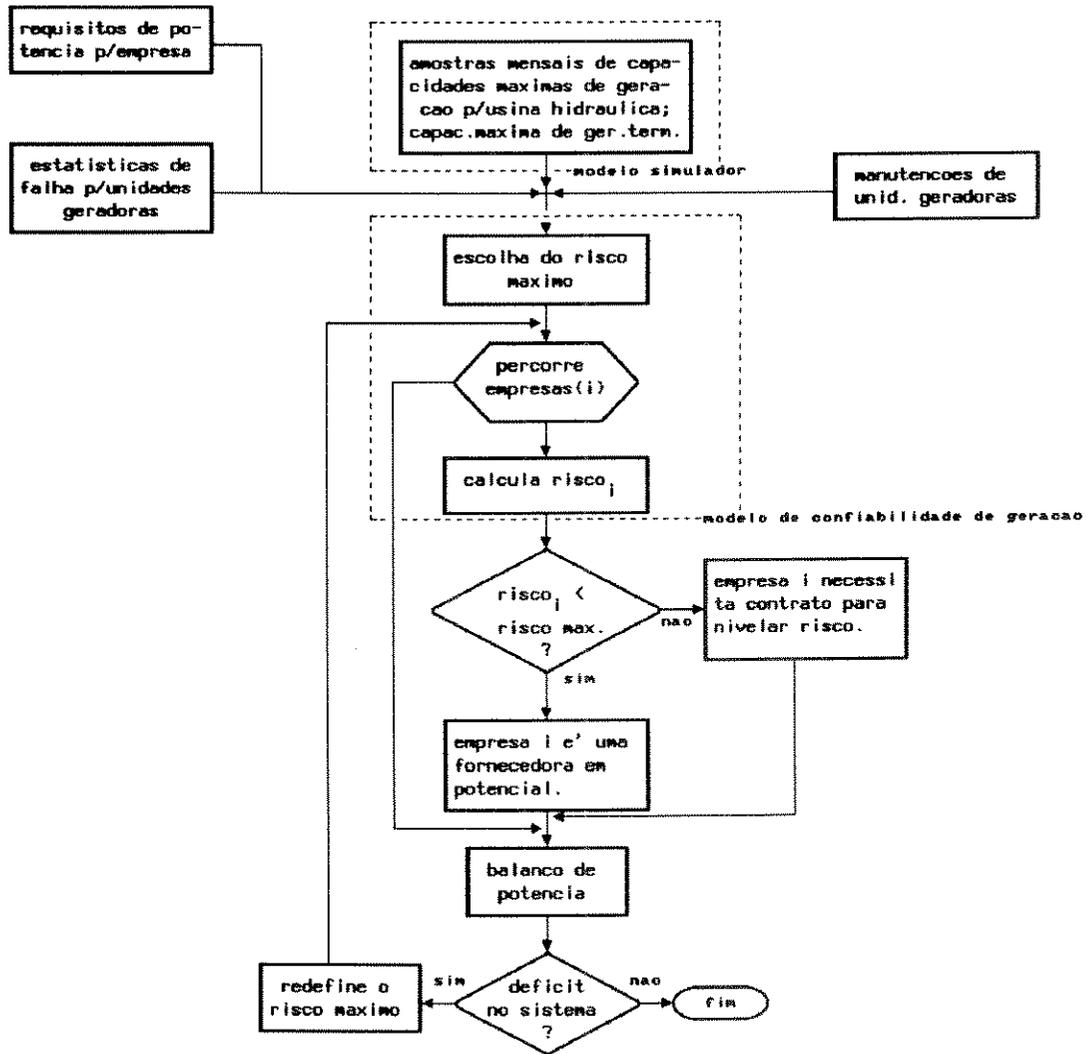


FIGURA I.4

CRITÉRIO DA GARANTIA MÍNIMA

Para a elaboração do Plano de Operação de 1991, o critério foi substituído por um método simplificado que não considera o grau de confiabilidade do sistema para o cálculo dos suprimentos, tomando como responsabilidade de geração da empresa *o valor esperado da sua capacidade máxima de geração*. Este critério será objeto de análise neste trabalho e encontra-se descrito de forma detalhada no capítulo II.

I.2. Critérios de Suprimento de Potência em Uso no Exterior

As linhas gerais do processo de contratação bem como os diversos tipos de intercâmbio que se realizam entre as empresas concessionárias de energia elétrica em alguns países do mundo estão descritos no Apêndice B.

Do ponto de vista dos contratos de potência propriamente ditos, muito pouco se tem publicado na literatura internacional a respeito dos critérios empregados na quantificação das responsabilidades das empresas, destacando-se apenas dois trabalhos que relatam experiências em empresas americanas e canadenses.

Billinton [13] descreve a evolução dos critérios adotados pelas treze principais empresas canadenses desde 1964, para quantificação das suas responsabilidades de geração. Observa-se que, até 1977, a maioria das concessionárias empregava métodos determinísticos tais como: (i) margem de reserva percentual³, (ii) perda da maior unidade geradora e (iii) combinação de (i) e (ii).

O uso mais difundido de técnicas probabilísticas se daria a partir de 1979, onde 50% dessas empresas passaram a adotar critérios baseados no risco de déficit de potência. Assim, a responsabilidade da empresa é dada pela sua potência garantida (ver rodapé nº2), cujo risco associado varia de empresa para empresa e considera as possíveis interligações, falhas nas unidades geradoras de acordo com a idade, manutenções programadas, etc.

O quadro I.1 relaciona algumas das empresas pesquisadas por Billinton e os respectivos critérios. As considerações para o modelamento da carga também variam de empresa para empresa, conforme mostra o Quadro I.2.

De acordo com esse trabalho, a partir de 1987 apenas uma empresa - New Brunswick Electric Power Commission - ainda fazia uso do método determinístico da margem de reserva percentual (valor adotado: 20%).

³ Definida como $(Potência\ Efetiva - Requisito) / Potência\ Efetiva$.

QUADRO 1.1

POTÊNCIA GARANTIDA A RISCO PRÉ-FIXADO:
CRITÉRIOS UTILIZADOS EM ALGUMAS EMPRESAS CANADENSES

EMPRESA	RISCO PRÉ-FIXADO
BC Hydro and Power Authority	1 dia/10 anos
Hydro Quebec	2.4 horas/ano
Alberta Interconnected System	0.2 dias/ano
Manitoba Hydro	0.003 dias/ano (c/interl)
	0.1 dias/ano (s/interl)

QUADRO 1.2

CONSIDERAÇÕES NO MODELAMENTO DA CARGA

EMPRESA	PERÍODO DE CÁLCULO	TIPOS DE CURVA DE CARGA UTILIZADA
BC Hydro and Power Authority	12 meses	picos diários
Hydro Quebec	12 meses	picos 1/2 hora na ponta; picos horários f/ponta
Alberta Interconnected System	12 meses	picos diários
Manitoba Hydro	12 janeiros	picos diários/dias úteis de Janeiro

A experiência de um dos pools americanos - MOKAN - Missouri Kansas Power Pool, é bastante diversa das empresas canadenses, conforme descrito por Palermo et alii [14]. Ao invés de critérios independentes em cada empresa, o pool tem por objetivo determinar a responsabilidade de geração de cada um dos seus membros de acordo com um único critério. Assim, após a análise de cinco métodos, selecionou-se o critério de "equalização da margem de reserva", sob a justificativa de ser o mais simples para entendimento e cálculo.

A idéia básica consiste em alocar o mesmo percentual de reserva para todas as empresas do pool, a partir de um valor pré-fixado para o sistema. De acordo com Palermo, "esse método reduz qualquer rivalidade que possa existir entre os membros, encorajando-os a trabalhar como um grupo, proporcionando um serviço mais econômico no futuro". Conforme será visto, este foi um dos critérios escolhidos para análise e aplicação no Sistema Brasileiro e encontra-se descrito em detalhe no capítulo II.

I.3. Referências Bibliográficas

- [1] Rodrigues, A.P.; Hermann, J., "A economia brasileira e o comportamento da demanda de energia", São Paulo Energia, Ano VII, no. 63.
- [2] Comitê Executivo - Revisão Institucional do Setor Elétrico/ REVERSE, "Relatório preliminar do diagnóstico", abr/1988.
- [3] Decreto Lei no. 73.102 de 7/11/73 - Legislação Federal
- [4] Fortunato, L.A.M.; Neto, T.A.A.; Albuquerque, J.C.R; Pereira, M. V., "Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica", Eletrobrás/EDUFF, 1990.
- [5] Alfors, G., "Economic characteristics and operational modes for power systems and power plants. Power system operation planning", Swedish State Power Board (Vatenfall) - Suécia.
- [6] "Princípios básicos para o planejamento da operação energética", Relatório técnico GCOI/SCEN - 02/89, set/1989.
- [7] Ferreira, C.; Barreto, L.A.L.; Fortunato, L.A.M.; Neto, T.A.A., "Aplicação de métodos probabilísticos no suprimento entre empresas", X SNPTEE, Grupo X, Curitiba, 1989.
- [8] GCOI, "Critérios para a determinação da reserva operativa das regiões Sudeste e Sul por um método probabilístico", Relatório técnico SCEL-GTEE 02/85, 1985.
- [9] GCOI/GCPS - Subgrupo Misto para Análise de Critérios de Suprimento, "Estabelecimento de critérios probabilísticos de suprimento de energia e potência e sua aplicação", Relatório final, out/1985.
- [10] Cunha, S.H.F.; Nasser, I.C.; Fortunato, L.A.M., "Um critério para rateio da ponta garantida de um sistema hidrotérmico baseado na equalização do risco de atendimento", VIII SNPTEE, Grupo VII, São Paulo, 1985.
- [11] Nasser, I.C.; Faria, L.P.T. de; Fortunato, L.A.M., "A experiência do GCOI no emprego de metodologias probabilísticas para definição de contratos de suprimento de demanda entre empresas de energia elétrica", X SNPTEE, Grupo X, Curitiba, 1989.
- [12] "Confiabilidade de Geração Hidrotermoelétrica - CONFGER" - Manual de metodologia - Relatório técnico Cepel - 2336/1981.

- [13] Billinton, Roy, "Criteria used by canadian utilities in the planning and operation of generation capacity", IEEE Transactions on Power Systems, vol.3, no.4 - nov/1988
- [14] Palermo, P.J.; Casazza J.A.; Lucas J.; Branca F., "Generation planning and transmission systems", CIGRÉ, International Conference on Large High Voltage Electric Systems, 1988 SESSION/37-02

CAPÍTULO II

FORMULAÇÃO DOS CRITÉRIOS ALTERNATIVOS

Este capítulo descreve a formulação matemática de seis critérios distintos para a definição de *suprimentos de potência a médio prazo* entre empresas concessionárias de energia elétrica, quais sejam:

- I. *Método do valor esperado de geração;*
- II. *Método dos custos marginais;*
- III. *Método da contribuição em última adição;*
- IV. *Método da equalização dos riscos de déficit de potência;*
- V. *Método da equalização das reservas percentuais;*
- VI. *Método da disponibilidade média* - Critério em vigor no GCOL.

O primeiro item refere-se à modelagem dos principais elementos do sistema de energia elétrica (geração, intercâmbio e carga), adotada neste trabalho. Com base neste modelo, os itens subsequentes detalham os algoritmos dos métodos propriamente ditos.

II.1. Modelagem do Sistema:

O sistema de energia elétrica é constituído por um parque gerador, cujas usinas pertencem a diferentes empresas concessionárias, com um mercado consumidor associado (carga própria).

Promovem-se, para cada mês, contratos de intercâmbio de energia e potência entre as empresas, de maneira a garantir o atendimento às cargas próprias, ao longo de todo o mês. Tais contratos, também chamados de *contratos de suprimento de médio prazo*, são estabelecidos para um horizonte de um ano à frente, quando da elaboração anual do Plano de Operação. Resumidamente, os contratos de potência são calculados considerando-se o horário de ponta do sistema, enquanto que para os contratos de energia considera-se todo o período. O apêndice A descreve detalhadamente a vinculação atual existente entre os contratos de potência e energia.

No que se refere à contratação de potência, os critérios de suprimento têm a função de determinar a *responsabilidade de geração de cada empresa*, e conseqüentemente, *os respectivos contratos*.

Basicamente, os métodos consideram que:

- As empresas constituem subsistemas vinculados hidráulica e eletricamente, sendo suas responsabilidades de geração caracterizadas por processos estocásticos, que levam em conta as saídas forçadas dos equipamentos e a perda de potencia devido ao deplecionamento e/ou variação do canal de fuga nos reservatórios.
Estas considerações só não são válidas para o método V, onde a responsabilidade calculada é função de variáveis determinísticas.
- A rede de transmissão possui capacidade infinita e está isenta de falhas.
- O mercado de potência a ser atendido é composto pelos requisitos máximos de cada empresa, supostos conhecidos e constantes no intervalo em que ocorre a ponta coincidente do sistema.

Essas três hipóteses caracterizam, superficialmente, o modelagem da geração, intercâmbio e carga, respectivamente, descritos a seguir:

II.1.1. MODELO DE GERAÇÃO

O sistema de geração é constituído por empresas organizadas em forma de pool, cada qual caracterizada por sua *responsabilidade de geração*. Tal responsabilidade, para uma dada empresa, varia mensalmente e depende, dentre outros fatores, das *capacidades máximas de geração* das respectivas usinas. Cada um dos critérios mencionados estabelece um determinado grau de dependência em relação à capacidade máxima de geração, conforme será visto na formulação matemática.

A capacidade máxima de geração de uma usina k , em um determinado mês j ($\bar{g}_{k,j}$), é uma variável aleatória e pode ser escrita como [1]:

$$\bar{g}_{k,j} = A_{k,j} \cdot PU_{k,j} \quad (\text{II.1})$$

onde,

$A_{k,j}$ - número de máquinas da usina k , disponíveis no mês j .

$PU_{k,j}$ - capacidade máxima (unitária) das unidades da usina k , no mês j .

O número de máquinas disponíveis, $A_{k,j}$, é uma variável aleatória, uma vez que as unidades geradoras estão sujeitas a indisponibilidades forçadas (falhas) com certa probabilidade e a indisponibilidades programadas (manutenções preventivas), de acordo com um cronograma pré-estabelecido.

A capacidade máxima de geração unitária, $PU_{k,j}$, no caso das usinas térmicas e hidráulicas a fio d'água, pode ser considerada constante. Dessa forma, a partir da identificação da função distribuição de probabilidade de $A_{k,j}$, torna-se trivial obter a função distribuição de probabilidade de $\bar{g}_{k,j}$.

O mesmo não se pode afirmar em relação às usinas hidráulicas. Neste caso, $PU_{k,j}$ é uma variável aleatória multivariada cuja f.d.p. é impossível de ser obtida analiticamente, já que depende da altura de queda líquida do reservatório, que, por sua vez, depende da vazão afluyente e da política de operação energética adotada ao longo do período de estudo.

Cunha sugere [1,2] a obtenção de uma amostra de capacidades máximas de geração unitárias, para cada usina hidráulica, a partir de uma fase inicial de simulações da operação do sistema, com o histórico de afluências, empregando um modelo simulador a usinas individualizadas. Os simuladores consideram, em detalhe, todas as características do parque gerador, tais como: limites de armazenamento, limites de turbinamento, restrições operativas, etc [3].

Consideram-se, ainda, as seguintes hipóteses para o modelo de geração:

a) *As saídas forçadas das unidades geradoras não afetam significativamente o estado de armazenamento das usinas hidráulicas [4].*

Como as usinas hidráulicas brasileiras possuem um fator de capacidade baixo (tratando-se, na maioria, de usinas supermotorizadas), a probabilidade de uma determinada usina não poder cumprir a meta de geração mensal de energia, devido às saídas forçadas, é desprezível e por conseguinte, o seu nível de armazenamento e a potência disponível no mês não sofrem alterações.

b) *As possíveis falhas no sistema de geração ocorrem de forma independente entre as unidades geradoras.*

Uma vez que a manutenção programada é um evento certo, considera-se como variável aleatória apenas a falha. A menos de defeitos no sistema de proteção da usina, pode-se supor que não há correlação entre as paradas forçadas de duas ou mais unidades geradoras.

- c) *Uma unidade geradora pode ser caracterizada por dois estados possíveis: unidade funcionando ou unidade parada.*

Esta hipótese está associada ao tipo de modelo empregado para representar os diversos estados em que se pode encontrar uma unidade geradora. A partir do estado "ativo" da máquina (a unidade não se encontra em reserva inativa ou com sua vida útil esgotada), caracterizam-se dois estados principais: *disponível* e *indisponível*, os quais incluem toda a sorte de eventos possíveis: manutenções não programadas (saídas forçadas), operação com capacidade reduzida, falhas na partida da unidade, etc. Adota-se, neste trabalho, o modelo a dois estados, lembrando que as unidades geradoras são componentes reparáveis.

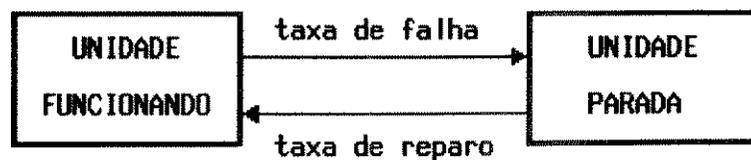


FIGURA II.1 - DIAGRAMA DE ESTADOS SIMPLIFICADO PARA UMA UNIDADE GERADORA

Assim, a cada estado pode-se associar uma probabilidade de encontro em regime estacionário - *probabilidade de a máquina estar funcionando ou de estar parada* [5]. Existem vários métodos para se estimar estas probabilidades. Neste trabalho adota-se a *Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada - TEIF* [6] como a melhor estimativa para a probabilidade de a unidade geradora estar parada, em regime permanente. A probabilidade de a unidade estar funcionando é, então, dada por $(1 - TEIF)$. Tais estatísticas são características de cada unidade geradora e variam segundo a idade do equipamento.

II.1.2. MODELO DE INTERCÂMBIO

Para a modelagem do intercâmbio, foi adotada a seguinte hipótese: *embora as empresas estejam vinculadas eletricamente, os limites impostos pela rede de transmissão não afetam o fluxo de contratos entre elas.*

Esta hipótese supõe que, para a hora de ponta do sistema, sempre é possível se ter disponível a capacidade total de transmissão, livre de restrições que impeçam o fluxo contratual entre as empresas. Evidentemente, a rede passa a ser totalmente confiável.

II.1.3. MODELO DE CARGA

O modelo de carga adotado é bastante simples, composto pelas seguintes hipóteses:

- a) *Consideram-se conhecidos e constantes os valores de carga própria de demanda para cada empresa.*
Esses valores referem-se aos picos mensais de demanda informados no Plano de Operação.
- b) *A carga própria do pool é dada pela soma das cargas próprias de cada empresa.*
Esta hipótese supõe que os picos mensais de carga própria de cada empresa são coincidentes entre si, ocorrendo no período das 17-21 hs.
- c) *Define-se requisito de cada empresa, para um determinado mês, como sendo o valor da carga própria acrescido dos montantes de manutenção programada do mês e das respectivas parcelas de reserva de potência operativa, relativas à regulação primária, secundária e erros de previsão de carga. Incluem-se também os eventuais contratos com as Empresas Receptoras e os recebimentos provenientes de Itaipu.*
O requisito do pool é a soma dos requisitos de cada empresa.

II.2. Formulação dos Critérios:

Este item descreve em detalhe os critérios enumerados no início do capítulo, através da formulação matemática e do respectivo algoritmo. Os contratos para suprimento de ponta, ou contratos de potência, serão denominados *contratos* e as responsabilidades de geração, *responsabilidades*.

Os métodos do *valor esperado de geração*, dos *custos marginais* e de *última adição* (critérios I, II e III) empregam um conceito comum: *estado do sistema*.

Define-se um *estado* $\bar{g}^s = (\bar{g}_1^s, \dots, \bar{g}_{ne}^s)$ do sistema como um vetor constituído dos estados \bar{g}_i^s de cada empresa. O *estado da empresa (i)* é o valor da sua capacidade máxima de geração, \bar{g}_i^s , resultado da combinação entre a condição hidrológica (s) e a disponibilidade das unidades geradoras em um determinado mês¹ (em particular, na hora da ponta do sistema).

¹ Para simplificar a notação, doravante serão suprimidos os índices referentes ao mês, entendendo-se, portanto, que todos os valores calculados são valores mensais.

II.2.1. CRITÉRIO 1 - VALOR ESPERADO DE GERAÇÃO

A idéia básica deste método consiste em se determinar o *valor esperado da geração de cada empresa*, que representa a contribuição média da empresa para o pool, considerando-se todos os possíveis estados do sistema.

O número de estados possíveis do sistema, NS , é dado pelo produto do número de estados possíveis de cada empresa. Lembrando que cada unidade geradora pode assumir dois estados possíveis e que a condição hidrológica é simulada para NH situações do histórico de afluências (totalizam, atualmente, 58 séries de vazões afluentes) para cada usina hidráulica, torna-se inviável, em alguns métodos, enumerar todos esses estados mesmo para sistemas pequenos. Assim, a fim de manter uma padronização entre os critérios a serem analisados, o valor esperado da geração será estimado através de um método de Monte Carlo.

O tamanho da amostra a ser considerada é tal que o coeficiente de variação da variável aleatória *capacidade máxima de geração* seja menor que 1% em cada empresa.

Uma vez determinadas as contribuições médias, obtêm-se as responsabilidades de cada empresa através do rateio do requisito do pool, D , proporcionalmente às contribuições médias.

O procedimento geral do método é, portanto, o seguinte:

- a) Sorteie um cenário hidrológico s , (considerado equiprovável). Sorteie, em seguida, o estado de cada unidade geradora do sistema, compondo, assim as capacidades máximas de geração de cada empresa, condicionadas à s , $\bar{g}_i^s, i = 1, NE$.
- b) Determine um despacho econômico da geração, isto é, resolva o seguinte problema:

$$\begin{aligned} z^s &= \text{Min } b \cdot r^s \\ \text{s/a} & \\ \text{PROBLEMA} & \sum_{i=1}^{NE} g_i^s + r^s = D \quad (\pi^s) \\ \text{PI} & g_i^s \leq \bar{g}_i^s \\ & g_i^s, r^s \geq 0 \quad i = 1, NE \end{aligned}$$

onde,

b - custo unitário do déficit no sistema (10^6 . US\$/MW);

D - requisito de potência do sistema (MW), conforme definido no item II.1.3;

\bar{g}^s - vetor coluna, de dimensão NE , representando a capacidade máxima de geração em cada empresa, no estado s (MW);

g^s - vetor coluna, de dimensão NE , representando a geração de ponta despachada em cada empresa, no estado s (MW);

r^s - déficit de potência do sistema, no estado s (MW).

Este problema tem uma solução trivial:

$$z^{*s} = \text{Max} \{0, D - \sum_{i=1}^{NE} \bar{g}_i^s\} \quad (\text{II.3})$$

Se $z^{*s} > 0$, isto é, se houver déficit no pool, todas as gerações estarão no limite máximo ($g_i^s = \bar{g}_i^s$). Em caso de sobras ($z^{*s} = 0$), arbitra-se um despacho proporcional à capacidade máxima, ou seja:

$$g_i^s = \frac{\bar{g}_i^s}{\sum_{i=1}^{NE} \bar{g}_i^s} \cdot D \quad i = 1, \dots, NE \quad (\text{II.4})$$

c) Calcule a contribuição de cada empresa dado o estado (\bar{g}^s) do sistema:

$$c_i(\bar{g}^s) = g_i^s \quad i = 1, \dots, NE \quad (\text{II.5})$$

d) Repita os passos de (a) até (c) NS vezes (tamanho da amostra equiprovável) calculando a contribuição média de cada empresa:

$$\bar{c}_i = (1/NS) \cdot \sum_{s=1}^{NS} c_i(\bar{g}^s) \quad i = 1, \dots, NE \quad (\text{II.6})$$

e) Calcule o fator médio de rateio de cada empresa, f_i :

$$f_i = \frac{\bar{c}_i}{\sum_{i=1}^{NE} \bar{c}_i} \quad i = 1, \dots, NE \quad (II.7)$$

f) Calcule as responsabilidades de cada empresa, rp_i :

$$rp_i = f_i \cdot D \quad i = 1, \dots, NE \quad (II.8)$$

g) Calcule os intercâmbios ou potência contratada de cada empresa, pc_i :

$$pc_i = rp_i - d_i \quad i = 1, \dots, NE \quad (II.9)$$

onde, d_i é o requisito de potência da i -ésima empresa (MW).

Se $pc_i > 0$, a empresa é dita exportadora de potência e, caso contrário, se $pc_i < 0$ é dita importadora.

II.2.2. CRITÉRIO II - CUSTOS MARGINAIS

Este método é semelhante ao método anterior substituindo-se a geração pelo *benefício marginal da geração* de cada empresa.

A idéia é valorizar de forma diferenciada um MW gerado em situações de abundância (excesso de capacidade no sistema) de um MW gerado em situações críticas (déficit de potência no sistema). Assim, empresas cujas usinas possuem alta confiabilidade ou não apresentam redução de potência em situações hidrológicas críticas, tendem a aumentar sua participação relativa quando o sistema está em déficit, o que passa a ser a única situação relevante. Consequentemente, estas empresas tendem a aumentar também sua disponibilidade final.

O procedimento geral é o seguinte:

- a) Sorteie um cenário hidrológico s , (considerado equiprovável). Sorteie, em seguida, o estado de cada unidade geradora do sistema, compondo, assim as capacidades máximas de geração de cada empresa, condicionadas à s , \bar{g}_i^s , $i = 1, NE$.
- b) Determine um despacho econômico da geração, isto é, resolva o problema P1, tal como no critério anterior.

- c) Calcule a contribuição de cada empresa dado o estado (\bar{g}^s) do sistema, medido pelo benefício marginal da geração da empresa

$$c_i(\bar{g}^s) = g_i^s \cdot \pi^s \quad i = 1, \dots, NE \quad (II.10)$$

onde π^s é a variável dual associada à restrição de atendimento ao requisito, isto é, a derivada do custo z^s em relação ao requisito, D .

Pode-se mostrar facilmente que:

$$\pi^s = \begin{cases} b & \text{se } z^{*s} > 0 \\ 0 & \text{se } z^{*s} = 0 \end{cases}$$

pois, em situações críticas ($z^{*s} > 0$), um acréscimo no requisito de 1 MW causa um aumento no déficit de 1 MW e, portanto, um aumento no custo, de "b" unidades monetárias. Já em situações de abundância ($z^{*s} = 0$), o aumento marginal do custo é nulo.

- d) Os passos seguintes são idênticos aos passos (d) até (g), mostrados no critério anterior.

II.2.3. CRITÉRIO III - ÚLTIMA ADIÇÃO

Este método baseia-se na estimativa do prejuízo causado ao sistema pela retirada simulada de uma unidade geradora, medido em termos da *variação do custo esperado do déficit*. Esta diferença é também chamada de contribuição da unidade geradora "em última adição". A contribuição da empresa é dada pela soma das contribuições de todas as suas unidades. A partir das contribuições de cada empresa, obtêm-se os intercâmbios, de modo análogo aos critérios anteriores.

O procedimento geral é o seguinte:

- Sorteie um cenário hidrológico s , (considerado equiprovável). Sorteie, em seguida, o estado de cada unidade geradora do sistema, compondo, assim as capacidades máximas de geração de cada empresa, condicionadas à s , \bar{g}_i^s , $i = 1, NE$. É importante lembrar que todas as unidades devem ser consideradas.
- Determine um despacho econômico da geração, isto é, resolva o problema P1, tal como nos critérios anteriores.

c) Para cada unidade do sistema, que se encontre no estado "disponível", repita os seguintes passos:

c.1) Calcule z^{*s}_k , a solução do problema P1 para o estado \bar{g}^s , sem a unidade k .

c.2) Calcule Δ^s_k , o prejuízo causado pela retirada da unidade k :

$$\Delta^s_k = z^{*s}_k - z^{*s} \quad (\text{II.12})$$

c.3) Calcule a contribuição de cada empresa como:

$$\Delta^s_i = \sum_{k \in NU_i} \Delta^s_k \quad (\text{II.13})$$

onde, NU_i é o no. de unidades da i -ésima empresa.

d) Repita os passos (a) até (c) para os NS estados do sistema e calcule a contribuição média de cada empresa, $\bar{\Delta}_i$:

$$\bar{\Delta}_i = (1/NS) \cdot \sum_{s=1}^{NS} \Delta^s_i \quad i = 1, \dots, NE \quad (\text{II.14})$$

e) Calcule o fator médio de rateio de cada empresa, f_i :

$$f_i = \frac{\bar{\Delta}_i}{\sum_{i=1}^{NE} \bar{\Delta}_i} \quad i = 1, \dots, NE \quad (\text{II.15})$$

f) As responsabilidades e os intercâmbios são calculados tal como nos critério anteriores.

II.2.4. CRITÉRIO IV - EQUALIZAÇÃO DOS RISCOS DE DÉFICIT DE POTÊNCIA

Este método foi objeto de investigação no âmbito do GCOI em 1988, e está baseado na equalização dos riscos de não atendimento das empresas quando supostas isoladas [7].

Seja $LOLP_i(rp_i)$ o valor da probabilidade do déficit de potência na empresa i , quando o seu requisito é igual a rp_i e ela está *isolada*, isto é, não há interligação com o pool.

O problema consiste em se determinar os valores das responsabilidades $rp_1, rp_2, \dots, rp_{NE}$, tal que:

$$i) \text{ LOLP}_1(rp_1) = \text{LOLP}_2(rp_2) = \dots = \text{LOLP}_{NE}(rp_{NE}) \quad (\text{II.16})$$

$$ii) \sum_{i=1}^{NE} rp_i = D \quad (\text{II.17})$$

A técnica de solução adotada neste problema encontra-se descrita em [8].

Uma vez encontrados os valores das responsabilidades, calculam-se os intercâmbios conforme descrito na equação (II.9).

II.2.5. CRITÉRIO V - EQUALIZAÇÃO DAS RESERVAS PERCENTUAIS

Este método, sugerido em [9], foi considerado o método mais simples e que obteve maior consenso entre um pool de empresas americanas - *Missouri-Kansas Power Pool*.

Trata-se de um critério determinístico e está baseado na determinação da *reserva percentual do sistema*, R , ou seja:

$$R = \frac{PE - CP}{PE} \quad (\text{II.18})$$

onde PE é a potência efetiva e CP , a carga própria do sistema.

Para efeito de comparação com os demais critérios, este método foi adaptado ao Sistema Brasileiro, adotando-se, para o cálculo da reserva, o requisito total do sistema ao invés da carga própria. Dessa forma, a expressão (II.18) é reescrita como:

$$R = \frac{PE - D}{PE} \quad (\text{II.19})$$

O critério propõe que cada empresa mantenha uma reserva percentual, R_i , igual à reserva do sistema, isto é,

$$R_i = R \quad i = 1, \dots, NE \quad (\text{II.20})$$

As responsabilidades de cada empresa ficam, então, definidas como:

$$rp_i = PE_i.(1-R) \quad i = 1,..NE \quad (II.21)$$

Observe que, como nos demais métodos, $\sum_{i=1}^{NE} rp_i = D$.

Os intercâmbios são calculados como na eq. (II.9).

II.2.5. CRITÉRIO VI - DISPONIBILIDADE MÉDIA

Este critério, proposto pela Eletrobrás em junho de 1990, se constitui no atual critério em vigor no GCOI, tendo sido empregado na elaboração do Plano de Operação 1991.

Teve sua origem em algumas investigações realizadas pela COPEL - Companhia Paranaense de Energia, na busca de metodologias alternativas para critérios de suprimento de potência [10].

A idéia básica do método consiste em se determinar a responsabilidade de cada empresa, baseada exclusivamente no *valor esperado da capacidade máxima de geração* da empresa, conforme comentado no capítulo I.

Assim, a hipótese de as empresas estarem organizadas em pool, formulada no capítulo II, não se torna tão importante uma vez que o critério não tem por objetivo avaliar as contribuições para o pool.

Neste caso, ao contrário dos outros métodos, podem existir sobras ou déficits ao se fazer o balanço de potência do pool.

O procedimento geral do método é, portanto, o seguinte:

- a) A partir de uma simulação do sistema, a usinas individualizadas (item II.2.1), calcule o valor esperado das capacidades máximas de geração, para as usinas hidráulicas, como:

$$E[\bar{g}_k^s] = (1/NS) \sum_{s=1}^{NS} n_k.(1-TEIF_k).PU_k^s \quad \begin{matrix} k=1,..Nh_i \\ i=1,..NE \end{matrix} \quad (II.22)$$

onde,

NS - número de séries hidrológicas simuladas (cenários);

Nh_i - número de usinas hidráulicas da i -ésima empresa;

n_k - número de unidades geradoras na k -ésima usina;

$TEIF_k$ - taxa equivalente de indisponibilidade forçada para a k -ésima usina (%);

PU_k^s - potência unitária disponível para a k -ésima usina, no cenário hidrológico s (MW).

\bar{g}_k^s - variável aleatória capacidade máxima de geração para a k -ésima usina.

- b) O valor esperado das capacidades máximas de geração para as usinas térmicas é calculado de forma análoga, lembrando apenas que, neste caso, existe a dependência apenas da falha e não da condição hidrológica.

$$E[\bar{g}_k^s] = n_k (1 - TEIF_k) \cdot PU_k \quad \begin{matrix} k=1, \dots, Nt_i \\ i=1, \dots, NE \end{matrix} \quad (II.23)$$

onde Nt_i é o número de usinas térmicas da i -ésima empresa.

- c) Para a empresa i , o valor esperado da capacidade máxima de geração é dado por:

$$E[\bar{g}_i^s] = \sum_{k \in NU_i} E[\bar{g}_k^s] \quad i=1, \dots, NE \quad (II.24)$$

onde $NU_i = Nh_i + Nt_i$

- d) Calcule a redução de manutenção para a empresa i como sendo:

d.1) Avalie o respectivo cronograma de manutenção para cada mês e considere apenas, para um determinado mês, o máximo período coincidente entre as indisponibilidades programadas. Seja MMS_i o conjunto das unidades hidráulicas e/ou térmicas que satisfazem essa condição.

d.2) O valor da redução será dado pela soma dos valores esperados das capacidades máximas de geração das unidades envolvidas.

$$rm_i = \sum_{k \in MMS_i} E[\bar{g}_k^s] \quad (II.25)$$

onde rm_i é a redução máxima de manutenção no mês para a i -ésima empresa;

e) As responsabilidades de cada empresa, rp_i , ficam, então, definidas como:

$$rp_i = E [\bar{g}_i^s] - rm_i \quad i = 1, \dots, NE \quad (\text{II.26})$$

f) Os intercâmbios são obtidos através de balanços entre as disponibilidades e os requisitos, sendo que este último só deve considerar, além da carga própria, as parcelas para a reserva de potência operativa.

A fim de tornar comparável com os demais critérios a serem analisados neste trabalho, foi feita uma adaptação, supondo as reduções mensais de manutenção conhecidas e fazendo parte dos requisitos tal como nos outros métodos. Dessa forma, a expressão (II.26) é reescrita como:

$$rp_i = E [\bar{g}_i^s] \quad i = 1, \dots, NE \quad (\text{II.27})$$

II.3. Referências Bibliográficas

- [1] Cunha, S.H.F., "Um método para o estudo da confiabilidade de um sistema de geração hidrotermoelétrico", Tese de mestrado, COPPE-UFRJ, set/1977.
- [2] "Confiabilidade de geração hidrotermoelétrica - CONFGER" - Manual de metodologia - relatório técnico Cepel - 2336/1981.
- [3] "OPUS - Simulador a usinas individualizadas" - Manual do usuário - Eletrobrás/DEOP - 1988
- [4] Cunha, S.H.F., "Confiabilidade no planejamento do sistema elétrico brasileiro", Tese de doutorado, COPPE-UFRJ, nov/1984.
- [5] Billinton, R. - "Power system reliability evaluation", Gordon and Breach, Science Publishers, 1980.
- [6] "Manual do sistema de estatística - CIER/83" - Comissão de Integração Elétrica Regional - CIER
- [7] Subgrupo de Confiabilidade - SGCONF, "Cálculo e rateio da potência garantida entre empresas", Relatório técnico - GCOI/SCEN/GTMC - 03/88
- [8] Cunha, S.H.F.; Nasser, I.C.; Fortunato, L.A.M., "Um critério para rateio da ponta garantida de um sistema hidrotérmico baseado na equalização do risco de atendimento", VIII SNPTEE, Grupo VII, São Paulo, 1985.
- [9] Palermo, P.J.; Casazza, J.A.; Lucas L.; Branca, F., "Generation planning and transmission systems", International conference on large highvoltage electric systems - CIGRÉ, Paris, 1988 session, agosto 1988.
- [10] "Critérios de Suprimento de Potência entre Empresas", Relatório Técnico, COPEL - DPPO/VEEN-004/90

CAPÍTULO III

APLICAÇÃO DOS CRITÉRIOS AO SISTEMA SUL/SUDESTE BRASILEIRO

Este capítulo trata da aplicação propriamente dita dos critérios já apresentados através da descrição do caso teste escolhido, bem como de uma avaliação dos métodos a partir dos resultados obtidos.

Apesar de os contratos de suprimento serem determinados para um período de doze meses, optou-se, neste trabalho, por avaliar apenas um único mês, a fim de evitar o excesso de informações. O critério para escolha do período baseou-se no maior valor mensal de risco de déficit de potência (índice *LOLP*), apresentado em um horizonte de cinco anos (1990/1994), para o Sistema Interligado Sul+Sudeste.

Os parâmetros de comparação dos resultados, adotados na avaliação dos critérios, foram *os riscos isolados e as margens de reserva percentual*, em cada empresa.

Os dados básicos, tais como características de usinas, estatísticas de falha, carga própria de demanda, etc, foram extraídos do relatório do Plano de Operação - 1990 [1], em sua versão preliminar.

III.1. Descrição do Caso Teste

O caso-exemplo utilizado constitui-se do Sistema Sul-Sudeste Brasileiro, em sua configuração prevista de dezembro/1994.

A escolha deste mês, como dito anteriormente, baseou-se no fato de ser este o mês de maior risco de déficit de potência, *no Sistema Interligado*, para o período de 1990 a 1994 (horizonte do Plano de Operação 90), como mostra a Tabela III.1 (valores máximos destacados em letra fina). As Tabelas III.2 e III.3 apresentam os valores dos riscos isolados para cada região.

Vale observar que o risco do Sistema Interligado reflete o risco do Sistema Sudeste, uma vez que este sistema detém 79% dos requisitos totais a serem atendidos e é responsável por cerca de 75% da capacidade total de geração do sistema (ver Tabela III.4).

TABELA III.1

RISCOS DE DÉFICIT DE POTÊNCIA¹ - LOLP (%)
SISTEMAS SUL+SUDESTE ²

MÊS	1990	1991	1992	1993	1994
jan	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
fev	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10
mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38
abr	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65
mai	0,00	0,00	0,00	0,00	0,64
jun	0,00	0,00	0,00	0,00	0,46
jul	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32
ago	0,00	0,00	0,00	0,00	0,45
set	0,00	0,00	0,00	0,00	0,88
out	0,00	0,00	0,00	0,00	1,87
nov	0,00	0,00	0,00	0,01	2,78
dez	0,00	0,00	0,00	0,02	2,90

TABELA III.2

RISCOS DE DÉFICIT DE POTÊNCIA¹ - LOLP (%) / SISTEMA SUL ISOLADO

MÊS	1990	1991	1992	1993	1994
jan	0,00	0,00	0,05	0,01	0,00
fev	0,01	0,01	0,22	0,06	0,01
mar	0,02	0,08	0,96	0,24	0,08
abr	0,00	0,03	0,07	0,01	0,01
mai	0,00	0,05	0,08	0,01	0,01
jun	0,00	0,01	0,03	0,00	0,01
jul	0,00	0,00	0,03	0,00	0,02
ago	0,00	0,00	0,05	0,00	0,01
set	0,00	0,00	0,08	0,00	0,02
out	0,00	0,00	0,03	0,00	0,03
nov	0,01	0,01	0,02	0,00	0,03
dez	0,01	0,01	0,02	0,00	0,02

A configuração teste do sistema Sul/Sudeste compõe-se de oito *empresas supridoras*, possuindo um total de 17 usinas térmicas (carvão, em sua maioria) e 51 usinas hidráulicas que totalizam uma potência instalada de 34.555 MW. Este parque inclui, ainda, uma potência firme de 704 MW, oriunda da produção de pequenas usinas (< 10 MW).

¹ Índice LOLP calculado para a hora da ponta do sistema (ver item II.1)

² Sistemas integrados - interligação ilimitada, sem falhas (ver item II.1)

TABELA III.3

RISCOS DE DÉFICIT DE POTÊNCIA³ - LOLP (%) / SISTEMA SUDESTE ISOLADO

MÊS	1990	1991	1992	1993	1994
jan	0,00	0,00	0,00	0,00	1,81
fev	0,00	0,00	0,00	0,00	1,41
mar	0,00	0,00	0,00	0,00	1,64
abr	0,00	0,00	0,00	0,00	2,60
mai	0,00	0,00	0,00	0,01	3,21
jun	0,00	0,00	0,00	0,02	4,50
jul	0,00	0,00	0,00	0,10	4,35
ago	0,00	0,00	0,00	0,19	5,86
set	0,00	0,00	0,00	0,42	6,95
out	0,00	0,00	0,00	0,80	7,74
nov	0,00	0,00	0,00	1,57	8,13
dez	0,00	0,00	0,00	2,14	8,43

A Tabela III.4 apresenta esses valores discretizados por empresa, sendo que as receptoras são representadas de forma agregada às supridoras associadas, compondo seus requisitos.

TABELA III.4 - SISTEMA SUL/SUDESTE
CONFIGURAÇÃO DEZ1994

SISTEMA	EMPRESA	POTÊNCIA EFETIVA ⁽¹⁾ (MW)	REQUIS. DE PONTA ⁽²⁾ (MW)	MARGEM DE RESERVA (%)	RISCO ISOLADO (%)
(Se)	CEMIG	5.440	4.394	19	7,17
(Se)	FURNAS ⁽³⁾	8.542	4.074	52	0,00
(Se)	LIGHT	826	2.957	-258	100,00
(Se)	CESP ⁽⁴⁾	10.415	4.547	56	0,00
(Se)	ELETROPAULO	1.399	7.188	-414	100,00
(Sul)	CEEE	1.383	1.937	-40	100,00
(Sul)	COPEL	3.344	2.087	38	0,56
(Sul)	ELETROSUL ⁽⁵⁾	3.910	2.043	48	0,00
	Sudeste	26.622	23.160	13	8,43
	Sul	8.637	6.067	30	0,02
	Sul+Sudeste	35.259	29.227	17	2,90

(1) Inclui pequenas usinas

(2) Carga própria-Recebimentos +Fornecimentos +Reserva de Potência.+Manutenção Programada (ver item II.1.3).

(3) Receptoras associadas: CEB, CELG, ESCELSA, CEMAT, CERJ.

(4) Receptora associada: CPFL.

(5) Receptoras associadas: CELESC e ENERSUL.

³ Índice LOLP calculado para a hora da ponta do sistema (ver item II.1)

A manutenção programada para as unidades geradoras foi considerada através de um valor aproximado, baseado na estatística *IP - indisponibilidade programada*, uma vez que não se dispõe de um cronograma detalhado para o ano de 1994. O algoritmo de cálculo está descrito em [2].

De acordo com a tabela anterior, as empresas podem ainda ser classificadas como *tipicamente importadoras* - LIGHT, ELETROPAULO e CEEE; *exportadoras* - FURNAS, CESP e ELETROSUL; e em *condição intermediária*, como é o caso da CEMIG e da COPEL. Isto pode ser observado tanto pela margem de reserva, quanto pelo risco calculado ao se considerar a operação isolada dessas empresas ("risco isolado").

Nesses termos, risco e reserva, o cenário é alterado nos diferentes métodos de acordo com as características próprias de cada empresa. No entanto, como será visto no próximo item, em relação aos intercâmbios, a posição das empresas como importadora e/ou exportadora será função de uma "rede de contratos", que estabelece quais são os possíveis "arcos" de troca.

III.2. Avaliação dos Métodos

Para a aplicação do método de Monte Carlo, considerou-se uma amostra de 20.000 estados possíveis que, conforme será visto no capítulo V, é o tamanho mínimo necessário para que se possa estabelecer uma comparação entre todos os métodos, atendendo ao critério comentado no item II.2. Os valores de média ($E(.)$), desvio padrão amostrais ($S(.)$) e coeficiente de variação (*c.v.*) (comuns aos métodos I, II e III) para a v.a. capacidade máxima de geração, associados a essa amostra, são mostrados na Tabela III.5.

TABELA III.5 - VALORES AMOSTRAIS PARA O CASO BASE

EMPRESA	CAPACIDADE MÁXIMA DE GERAÇÃO (\bar{g})		
	E [\bar{g}]	S (\bar{g})	c.v. (%)
CEMIG	5032.	2.	0.05
FURNAS	7634.	4.	0.06
LIGHT	789.	0.	0.03
CESP	9983.	2.	0.02
ELETROPAULO	1337.	1.	0.04
CEEE	1300.	1.	0.05
COPEL	2837.	2.	0.06
ELETROSUL	3556.	2.	0.05
Sul+Sudeste	32468.	9.	0.03

Os valores das responsabilidades das empresas, para cada método, estão apresentados na Tabela III.6., onde os valores máximos são representados pela letra fina, sendo que os respectivos intercâmbios, na Tabela III.7.

De maneira geral, nota-se que o critério em vigor (*disponibilidade média*) é o responsável, na maioria das empresas, pelos maiores valores de responsabilidade. Isto porque, não estabelece nenhum vínculo entre as empresas no sentido de participação em um todo, refletindo suas características sob um ponto de vista absoluto e não relativo, como o fazem os demais critérios. Os comentários que se seguem sobre as responsabilidades procuram estabelecer comparações entre os cinco primeiros critérios, cuja formulação básica é a mesma: responsabilidades baseadas no rateio do requisito do pool.

TABELA III.6 - RESPONSABILIDADES (MW)

EMPRESA	MET. I	MET. II	MET. III	MET. IV	MET. V	MET. VI
CEMIG	4.527	4.211	3.869	4.428	4.511	5.030
FURNAS	6.863	6.104	6.423	6.588	7.084	7.636
LIGHT	711	790	747	738	685	789
CESP	8.994	9.515	9.511	9.522	8.626	9.983
ELETROPAULO	1.205	1.350	1.255	1.199	1.160	1.338
CEEE	1.171	1.275	1.135	1.159	1.147	1.300
COPEL	2.553	2.598	2.709	2.437	2.773	2.837
ELETROSUL	3.202	3.384	3.577	3.154	3.242	3.555
Sul+Sudeste	29.226	29.227	29.226	29.225	29.227	32.468

Em relação aos resultados da tabela anterior, observa-se que:

- (a) Os melhores critérios para a *CEMIG* são aqueles que não têm a capacidade de distinguir entre situações hidrológicas favoráveis e críticas (estados de déficit), a saber: critérios I (*valor esperado da geração*) e V (*equalização das reservas*).

A valorização da contribuição das usinas nos estados de déficit do sistema (onde o custo marginal não é nulo), comum aos demais métodos, reduz a responsabilidade da *CEMIG* uma vez que, para o caso estudado, registraram-se perdas por deplecionamento significativas nas usinas de maior porte - Emborcação, São Simão e Nova Ponte. A principal causa deve-se ao fato de que o mês de dezembro marca o início da temporada chuvosa na Região Sudeste, indicando, portanto, níveis mais baixos nos seus reservatórios.

Observa-se que o método III (*contribuição em última adição*) apresenta o menor valor de responsabilidade para essa empresa. De acordo com a sua formulação, apresentada

no capítulo II, esse critério traduz a participação das empresas através do impacto causado ao sistema por cada uma das respectivas unidades geradoras em termos da variação da potência não suprida. Assim, vários fatores contribuem para tornar significativa a "importância" da unidade:

- *o seu tamanho*: máquinas maiores causam maior "prejuízo" individual ao sistema ao se tornarem indisponíveis.
- *a sua confiabilidade*: a simulação da perda da unidade, para cada estado, pressupõe que ela esteja ativa. Caso contrário, sua contribuição é nula.
- *a redução de potência por deplecionamento*: a potência não suprida, resultante da "perda" da unidade geradora, é maior nos estados críticos, exceto para as usinas que, nessas situações, apresentam perdas significativas de potência.

O parque gerador da CEMIG é predominantemente hidráulico, sendo que a maioria das usinas possui pequenas⁴ unidades geradoras, porém com alta confiabilidade. Pode-se afirmar, dessa forma, que a perda de potência por deplecionamento conjugada ao pequeno porte das suas unidades levaram a uma redução de cerca de 14% na responsabilidade determinada pelo critério III em relação ao I.

- (b) No caso de *FURNAS*, a situação é bastante semelhante. Isto é, os melhores critérios são os métodos I e V pelas mesmas razões citadas anteriormente.

Detentora de 24% da potência instalada no Sistema Interligado, a empresa apresenta perdas por deplecionamento em todas as usinas hidráulicas. Esse efeito nem mesmo é suplantado pela potência térmica instalada que constitui 15% do seu parque gerador. Uma das causas deve-se à baixa confiabilidade da usina nuclear Angra I cuja TEIF é cerca de 500% superior à TEIF da sua maior máquina hidráulica, situada na usina de Itumbiara.

Neste caso, não é o critério III o responsável pelo menor valor de responsabilidade e sim o método II (*custo marginal*). Isto porque, no primeiro, o efeito da perda de potência por deplecionamento, somado à baixa confiabilidade das usinas térmicas, é compensado pelo número de unidades de médio e grande porte existentes no Sistema FURNAS.

- (c) Os valores das responsabilidades para a *LIGHT* refletem uma situação oposta às anteriores. Os melhores métodos tornam-se agora os critérios II e III.

Seu parque gerador é composto por usinas hidráulicas a fio d'água na sua maioria, com unidades de pequeno porte, porém com alta confiabilidade. Assim, apesar do tamanho de suas máquinas, a disponibilidade de potência é alta nos períodos de baixa hidraulicidade, contribuindo para uma maior participação nos métodos II, III e IV.

⁴ Define-se, neste trabalho, unidades de pequeno porte, < 100 MW; unidades de médio porte, entre 100 e 200 MW; unidades de grande porte, > 200 MW.

- (d) A *CESP* apresenta valores de responsabilidade muito próximos para os critérios II, III e IV (diferença máxima de 0,1%), os quais se destacam como sendo os melhores, refletindo, assim, uma situação relativamente semelhante à da *LIGHT*.

Com um parque totalmente hidráulico, a *CESP* possui usinas com alta confiabilidade e, de acordo com o caso estudado, seus reservatórios apresentam valores reduzidos de perdas de potência por deplecionamento, quando comparados aos demais reservatórios do sistema. Isto faz com que as responsabilidades nos métodos II e IV sejam as maiores.

Todavia, o fato mais importante, no caso do método III, são as 60 unidades geradoras de porte médio cujo impacto no sistema garante um alto fator de participação.

- (e) A *ELETROPAULO* possui as mesmas características da *LIGHT*, dispensando, portanto, maiores comentários.

- (f) Para a *CEEE*, o critério II destaca-se como sendo o melhor método, em função das características dessa empresa: parque gerador com poucas usinas; 54% térmico; hidráulicas a fio d'água na maioria, com alta confiabilidade; composto por unidades de pequeno porte. Sua maior máquina - 160 MW, é uma unidade térmica cuja TEIF é cerca de 250% superior à TEIF da maior máquina hidráulica do sistema interligado, situada na usina de Foz do Areia (419 MW) - Sistema *COPEL*⁵.

Dessa forma, o maior valor de responsabilidade sendo dado pelo critério II indica que a baixa confiabilidade das usinas térmicas é compensada pela alta disponibilidade de potência nas situações críticas.

Todavia, ao se medir o impacto no sistema de cada unidade geradora, o efeito torna-se contrário. Não havendo a perda de potência por deplecionamento, a baixa confiabilidade das térmicas conjuga-se ao pequeno porte das unidades geradoras causando, assim, o menor fator de participação entre os critérios.

- (g) O método de equalização da reserva é o responsável pelo maior valor de responsabilidade no caso da *COPEL*, seguido pelo método III.

O critério V tende a apresentar os melhores resultados para as empresas que possuem perdas significativas por deplecionamento ou baixa confiabilidade na maioria das suas usinas. Isto porque, como tais efeitos não são considerados, as responsabilidades são as maiores possíveis. Conforme já comentado, citam-se como exemplos *CEMIG* e *FURNAS*.

Em relação à *COPEL*, seu parque gerador é composto por poucas usinas, hidráulicas na maioria, possuindo, entretanto, unidades de grande porte em quase todas elas. A perda de potência por deplecionamento e/ou variação do canal de fuga é bastante signi-

⁵ Não se considera a maior máquina do S.I. como sendo a da usina de Itaipu, uma vez que ela não está considerada explicitamente, mas através de contratos de suprimento ao S.I. (ver item II.1.3).

ficativa no reservatório de Foz do Areia, sua maior usina (416 MW x 4 unidades geradoras).

A alocação por última adição revela-se o segundo melhor método pelo fato de o porte da maioria das unidades geradoras suplantar o efeito da perda de potência por deplecionamento.

(h) No caso da *ELETROSUL*, o maior valor de responsabilidade é dado pelo critério III.

Essa empresa possui um parque gerador de porte médio, com uma potência térmica cerca de 33% da potência total instalada. As unidades hidráulicas são de médio e grande porte e os reservatórios não apresentaram perdas de potência por deplecionamento significativas para o caso estudado.

Todos esses fatores contribuíram para um alto grau de participação tanto no método III como no critério II - custos marginais.

TABELA III.7 - INTERCÂMBIOS (MW)

EMPRESA	MET. I	MET. II	MET. III	MET. IV	MET. V	MET. VI
CEMIG	133	-183	-525	34	117	636
FURNAS	2.789	2.030	2.349	2.514	3.010	3.562
LIGHT	-2.246	-2.167	-2.210	-2.219	-2.272	-2.168
CESP	4.446	4.967	4.963	4.974	4.078	5.435
ELETROPAULO	5.983	-5.838	-5.933	-5.989	-6.028	-5.850
CEEE	-766	-662	-802	-778	-790	-637
COPEL	466	511	622	350	686	750
ELETROSUL	1.159	1.341	1.534	1.111	1.199	1.512
Sul+Sudeste	-1	0	1	-3	0	3.240

Em termos dos intercâmbios, deve-se ressaltar que a Tabela III.7 mostra as necessidades de compra e as potencialidades de venda em cada empresa. Entretanto, a fim de que se definam os fluxos contratuais no pool, é necessário associar-se uma "rede de contratos". A Tabela III.7.a apresenta os valores de contratos bilaterais estabelecidos a partir da rede em vigor (Figura I.3).

A distribuição de fluxos mostrada nessa tabela, é puramente circunstancial, uma vez que refere-se apenas a um mês do período de estudo. Nota-se, entretanto, que, em função da rede de contratos em vigor, FURNAS, CESP E ELETROSUL necessitam, com exceção do critério VI, contratar recursos de outras empresas a fim de cumprir os seus compromissos.

TABELA III.7.a - CONTRATOS BILATERAIS PARA A REDE ATUAL (MW)

FORNEC/RECEB.	MET. I	MET. II	MET. III	MET. IV	MET. V	MET. VI
FURNAS → LIGHT	2.246	2.167	2.210	2.219	2.272	2.168
FURNAS → CESP	1.537	871	970	1.015	1.950	415
FURNAS → CEMIG	-	183	525	-	-	-
CESP → EPAULO	5.983	5.838	5.933	5.989	6.028	5.850
CEMIG → FURNAS	133	-	-	34	117	-
ESUL → FURNAS	861	1.190	1.354	683	1.095	-
ESUL → CEEE	766	662	802	778	790	762
COPEL → ESUL	466	511	622	350	686	-
desvio	-1	0	1	-3	0	-

Com o auxílio das Tabelas III.7 e III.7.a, observa-se, ainda, que o método da disponibilidade média tende a concentrar sobras em algumas empresas (CEMIG - 636 MW; FURNAS - 979 MW; COPEL - 750 MW e ELETROSUL - 875 MW), em função da rede de contrato em vigor, cuja prioridade de fornecimento pertence à FURNAS e ELETROSUL.

A fim de se ter um parâmetro único de comparação entre todos os critérios, foram calculados os riscos e as reservas associadas a cada método. Seguem-se as Tabelas III.8 e III.9 contendo esses resultados.

TABELA III.8

VALOR ESPERADO DOS RISCOS ISOLADOS ASSOCIADOS ÀS RESPONSABILIDADES (%)

EMPRESA	MET. I	MET. II	MET. III	MET. IV	MET. V	MET. VI
CEMIG	9,67	3,09	0,29	7,50	9,33	40,20
FURNAS	11,23	2,19	5,13	7,47	16,38	42,06
LIGHT	2,30	40,89	11,52	7,70	0,87	38,12
CESP	0,28	7,10	6,94	7,43	0,01	43,59
ELETROPAULO	8,07	47,50	11,15	7,09	2,32	47,50
CEEE	10,21	30,82	5,02	7,90	5,85	35,39
COPEL	12,99	15,00	29,97	7,52	38,85	47,37
ELETROSUL	10,06	23,40	50,76	7,45	12,56	46,22
Sul+Sudeste	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	40,78

Interpretando-se os valores da Tabela III.8 como sendo o "nível de garantia" associado a cada critério, é possível afirmar que:

- (a) De maneira geral, o método da disponibilidade média é o que apresenta o mais baixo nível de garantia entre todos os critérios. Este resultado já era esperado, uma vez que às maiores responsabilidades estão associados os mais altos riscos.
- (b) A equalização dos riscos, visando manter as mesmas condições de atendimento entre as empresas, não necessariamente garante uma distribuição equilibrada da margem de reserva percentual no pool. Isto deve-se, principalmente, à não homogeneidade do porte das unidades geradoras em relação às capacidades instaladas de cada empresa, impedindo a equalização da reserva, para um dado valor de risco;

TABELA III.9 - MARGEM DE RESERVA (%)

EMPRESA	MET. I	MET. II	MET. III	MET. IV	MET. V	MET. VI
CEMIG	17	23	29	19	17	8
FURNAS	20	29	25	23	17	11
LIGHT	14	4	10	11	17	4
CESP	14	9	9	9	17	4
ELETROPAULO	14	4	10	14	17	4
CEEE	15	8	18	16	17	6
COPEL	24	22	19	27	17	15
ELETROSUL	18	13	9	19	17	9
Sul+Sudeste	17	17	17	17	17	8

- (c) A decisão de operar o pool com uma mesma margem de reserva para todos os membros não garante uma qualidade de atendimento uniforme. No exemplo, o critério V é o que causa a maior dispersão entre as empresas, em termos de riscos;
- (d) Comparativamente, o efeito do desequilíbrio do critério IV sobre a reserva é menor do que aquele verificado no critério V sobre os riscos. Isto porque (i) o risco é um parâmetro muito mais sensível às variações das responsabilidades do que a reserva e (ii) caso fosse considerado o sistema totalmente confiável (sem falha nas unidades geradoras e sem perdas de potência por deplecionamento e/ou variação do canal de fuga) o critério de equalização de riscos seria exatamente igual ao critério de equalização de reserva pois:

- sistema totalmente confiável $\rightarrow LOLP = 0$; neste caso o rateio do requisito, D , entre as empresas é realizado proporcionalmente ao valor da potência efetiva.

- da expressão (II.21), tem-se:

$$rp_i = PE_i(1-R_i) \quad i = 1,..NE$$

substituindo-se (II.19), vem:

$$rp_i = (PE_i/PE).D \quad i = 1,..NE \quad (III.1)$$

- (e) O método do valor esperado da geração (I) é um dos que melhor distribui a reserva entre as empresas (com exceção do critério V), uma vez que, tal como no item anterior, este critério também tende para a equalização das reservas ao se considerar o sistema totalmente confiável. Isto pode ser verificado por inspeção das expressões (II.4) a (II.8).
- (f) Tanto o critério II como o III não apresentam nenhuma tendência em relação aos parâmetros risco e reserva. Ao contrário, além de não existir o equilíbrio de reserva, as garantias associadas são muito diferentes. Novamente, considerando-se o sistema totalmente confiável há sobras de potência. Esses critérios não estão definidos para tais situações. Por sua própria formulação, a responsabilidade atribuída a uma empresa seria nula.
- (g) Constata-se que, de maneira geral, os critérios não apresentam nenhum compromisso de manter a mesma distribuição de risco e/ou reserva entre as empresas. Apenas o método I mantém certa coerência em relação ao nível de garantia do método V, e à distribuição de reserva do critério VI. Em relação aos riscos, isso pode ser explicado pelas mesmas razões do item (d), já no que se refere à reserva, deve-se ao fato de que ambos os métodos baseiam-se no valor esperado da geração.

III.3. Conclusões

Os métodos investigados diferem significativamente entre si, como pode ser observado a partir dos resultados obtidos.

Enquanto o critério I trata da mesma maneira o "MW" gerado - quer em situações de abundância quanto de déficit - o critério II valoriza corretamente as usinas que mais produzem nas situações de déficit. Todavia, seus resultados tornam-se distorcidos caso o período em estudo apresente um risco de déficit próximo a zero. Uma vez que tal situação ocorre com bastante frequência no sistema (como pode ser constatado nas Tabelas III.1 a III.3), esse critério tem uma aplicação bastante restrita.

Da mesma forma que no método II, a "alocação por última adição" (método III) tem sua aplicação bastante limitada na condição atual do sistema, uma vez que no horizonte dos próximos cinco anos a previsão é de uma margem de reserva alta para o sistema (conforme foi comentado no início deste capítulo), fazendo com que o prejuízo causado pela retirada de cada unidade geradora seja praticamente nulo na maioria das situações.

O critério de equalização da reserva é o mais simples e direto dentre todos os métodos, porém não diferencia nem mesmo uma usina hidráulica de uma térmica; isto é, não considera, na determinação das responsabilidades, a confiabilidade das usinas e a perda de potência por deplecionamento e/ou variação do canal de fuga nos reservatórios, cujos efeitos são levados em conta por todos os outros critérios.

Dessa forma, conclui-se que os diferentes objetivos valorizados por cada método tornam impossível precisar qual o melhor ou o pior critério.

Essa questão tende a se complicar ainda mais ao se considerar que a escolha do critério a ser aplicado depende da decisão das empresas que compõem o pool e que defendem, na maioria das vezes, interesses diversos.

Assim, como uma investigação alternativa, este trabalho propõe uma nova abordagem do problema, onde os contratos de suprimento de potência são definidos de forma direta, sem a figura do "rateio" do requisito do pool. O critério considera todos os efeitos relevantes na modelagem do sistema, quais sejam, falha nas unidades geradoras, perdas de potência por deplecionamento, etc., cujo resultado final são valores mensais de contrato que minimizam o custo total da potência contratada no sistema mais o valor esperado do custo imprevisto de contratos (composto por uma penalização para a potência não suprida e pelos custos dos adicionais de potência, negociados a curto prazo).

Os próximos capítulos são dedicados a esse critério, denominado "*Definição Direta de Contratos*".

III.4. Referências Bibliográficas

- [1] "Plano de operação de 1990, Sudeste/Sul, volume 1" - GCOI/ SCEN/GTEN -SE-S - 14/89
- [2] "Confiabilidade de geração hidrotermoelétrica - CONFGER - manual de metodologia", Relatório técnico Cepel - 2336/1981.

CAPÍTULO IV

UMA NOVA ABORDAGEM DO PROBLEMA

Os critérios até aqui apresentados tinham por premissa básica a *determinação de disponibilidades* que, confrontadas com os requisitos em uma fase posterior (dos balanços de ponta), definiam os contratos de suprimento para cada empresa. Com exceção do critério VI, todos os demais dão muita ênfase ao valor da previsão dos requisitos de potência para o período de estudo (em geral, um ano à frente), uma vez que a soma das responsabilidades das empresas deve igualar o requisito total do sistema. Nesses critérios, entretanto, não se considera a incerteza existente na própria previsão dos requisitos. Assim, as decisões tomadas a médio prazo, com base em um mercado determinístico, podem causar sérios impactos a curto prazo caso o desvio na previsão seja significativo.

Cabe ressaltar ainda que nenhum dos critérios apresentados avalia, em termos econômicos, a consequência da decisão sobre o valor do contrato a curto prazo.

Apresenta-se, neste capítulo, o que se chama de uma nova abordagem do problema, sob o ponto de vista da obtenção dos contratos.

Ao invés de se concentrarem esforços na definição de disponibilidades, procurou-se, como será visto, focar o problema de tal maneira que os contratos tornem-se a variável de um processo de decisão sob incertezas. Assim, o método de solução não será mais constituído de duas fases - determinação de disponibilidades e balanços - mas da solução de um único problema de *determinação direta de contratos*.

Este problema pode ser caracterizado como um problema de otimização de grande porte, estocástico, cuja estrutura é apropriada para a aplicação da técnica de Decomposição de Benders Estocástica.

Neste capítulo, mostra-se também a aplicação dessa técnica em termos matemáticos, através da formulação do problema mestre, subproblemas, geração de cortes, teste de convergência da solução, etc; e em termos computacionais, com uma descrição sucinta dos programas utilizados.

IV.1. Hipóteses de Transações entre as Empresas

A determinação direta de contratos introduz algumas alterações no modelo de intercâmbio, acrescentando hipóteses sobre as transações entre as empresas, descritas a seguir. Todas as demais considerações a respeito dos modelos de geração e carga permanecem inalteradas.

No contexto deste trabalho, a organização do pool prevê que uma determinada empresa pode, com antecedência, estabelecer contratos bilaterais com outras empresas do pool, aqui denominados *potências contratadas* ou *contratos a médio prazo*, a uma determinada tarifa, denominada *tarifa de contrato* (citada no Apêndice A, como "tarifa de ponta"). Deve-se ressaltar que a empresa supridora garante o fornecimento até o limite dos seus recursos, o que, em outras palavras, significa que não há repartição do déficit.

Entretanto, os balanços de potência das empresas podem sofrer variações aleatórias, a posteriori, dependendo do *estado do sistema* (para a definição de *estado*, ver item II.3). Assim, para uma determinada empresa, dependendo da sua capacidade máxima de geração, pode haver uma necessidade de valores adicionais de contrato, aqui denominados *adicionais* ou *contratos de curto prazo*, indicando que as potências previamente contratadas não foram suficientes para satisfazer o atendimento aos seus requisitos mais a curto prazo. Tais transações são realizadas no *mercado spot* (ou transações sem compromissos futuros, em um mercado de pronta entrega).

Essa situação pode ocorrer devido a erros na previsão de demanda ou, simplesmente, às aleatoriedades do processo. Neste caso, a tarifa associada aos adicionais, denominada *tarifa de adicional*, é limitada inferiormente pelo valor da tarifa de contrato, estando o seu excedente sujeito ao preço de mercado.

Por outro lado, pode ocorrer que essa mesma empresa, na condição de importadora, opte por não receber o valor total da potência contratada, em virtude, por exemplo, de alta produção no seu parque gerador ou até de uma redução na sua carga própria. Esta situação, apesar de indicar que a potência previamente contratada foi superestimada, não isenta tal empresa de pagar pelo valor integral desse contrato, garantindo, dessa forma, a receita para a empresa supridora. Poderão surgir, assim, a curto prazo, intercâmbios, aqui denominados *fluxos normais*, cujo limite superior é o próprio valor da potência contratada.

Dessa forma, o custo total de contratação de uma empresa é composto das seguintes parcelas: (a) *custo da potência contratada* e (b) *custo imprevisto de contrato*, que envolve o custo dos adicionais comprados no mercado spot, bem como, uma penalização linear pelo déficit de potência, para cada estado do sistema.

Uma vez que o consumidor final é atendido de forma indistinta pelo pool, espera-se que o *custo total de contratação do pool*, dado pela soma dos custos totais de contratação das empresas, seja o menor possível, a fim de que se garanta ao consumidor uma boa qualidade de serviço associada a uma tendência de custos menores.

IV.2. Formulação Matemática do Problema

O problema da definição dos contratos pode ser definido como um problema de otimização cujo objetivo é minimizar o custo total de contratação do sistema, conforme comentado no item anterior. O Apêndice C apresenta uma interpretação mais detalhada da função objetivo.

Pelas suas características, esse problema é formulado como um PPL (problema de programação linear) estocástico, cujos principais resultados são os valores ótimos e o custo das potências contratadas, a estimativa do custo imprevisto de contrato e as distribuições de probabilidade dos adicionais e dos déficits, por empresa, para cada mês do período de estudo.

A descrição geral do problema é a seguinte:

função objetivo:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{NE} \text{Custo do contrato}_i + \sum_s \sum_{i=1}^{NE} (\text{Custo do adicional}_i^s + \text{Custo do déficit}_i^s) \cdot P(s)$$

1. restrição de atendimento à demanda:

$$\begin{matrix} \text{capacidade}^s + (\text{rec.-forn.})^s + (\text{rec.-forn.})^s + \text{déficit}_i^s = \text{requisitos} & i=1,..NE \\ \text{de geração}_i & \text{normais}_i & \text{adicionais}_i & \text{próprios}_i & s=1,..NS \end{matrix}$$

2. restrição de limite superior para "intercâmbios normais":

$$\text{recebimentos normais}_i^s \leq \text{recebimentos contratuais}_i \quad i=1,..NE; s=1,..NS$$

3. restrição de capacidade máxima de geração:

$$\text{capacidade de geração}_i^s \leq \text{capacidade máxima de geração}_i^s \quad i=1,..NE; s=1,..NS$$

4. restrição de limitação do déficit:

$$\text{déficit}_i^s \leq \text{requisitos próprios}_i \quad i=1,..NE, s=1,..NS$$

5. restrição de não negatividade para todas as variáveis

Admitindo-se, pois, a disponibilidade de uma amostra de NS estados equiprováveis do sistema e a existência de uma rede de contratação possível (contratos e adicionais) previamente estabelecida, o problema pode ser reescrito como:

$$\text{Min } c.\bar{f} + (1/NS) \left\{ \sum_{s=1}^{NS} a.h^s + b.r^s \right\}$$

s/a

PROBLEMA

PLI

$$\begin{aligned} g^s + T.f^s + Q.h^s + r^s &= d \\ g^s &\leq \bar{g}^s \\ -\bar{f} + f^s &\leq 0 \\ r^s &\leq d \\ \bar{f}, g^s, f^s, h^s, r^s &\geq 0 \end{aligned}$$

onde,

\bar{f} - vetor coluna, de dimensão NC , representando o valor do contrato (máximo fluxo normal) em cada arco da rede de contratos (em MW);

g^s - vetor coluna, de dimensão NE , representando a geração de ponta despachada em cada empresa, no estado s (em MW), conforme definido no item II.2;

f^s - vetor coluna, de dimensão NC , representando o fluxo normal em cada arco da rede de contratos, no estado s (em MW);

h^s - vetor coluna, de dimensão NA , representando o fluxo adicional em cada arco da rede de adicionais, no estado s (em MW);

r^s - vetor coluna, de dimensão NE , representando o déficit em cada empresa, no estado s (em MW), conforme definido no item II.2;

c - vetor linha, de dimensão NC , representando a tarifa de contrato para cada arco da rede de contratos (em 10^6 US\$/MW);

a - vetor linha, de dimensão NA , representando a tarifa de adicional para cada arco da rede de adicionais (em 10^6 US\$/MW);

b - vetor linha, de dimensão NE , representando o custo unitário do déficit em cada empresa (em MW);

T - matriz de dimensão $NE \times NC$, representando a matriz de incidência para a rede de contratos;

Q - matriz de dimensão $NE \times NA$, representando a matriz de incidência para a rede de adicionais.

d - vetor coluna, de dimensão NE , representando o requisito de potência em cada empresa (em MW), conforme definido no item II.2;

\bar{g}^s - vetor coluna, de dimensão NE , representando a capacidade máxima de geração em cada empresa, no estado s (em MW), conforme definido no item II.2;

IV.3. Técnica de Solução

De acordo com Lasdon [1], "em programação matemática, o tamanho do problema é determinado pelo número de variáveis, pelo número e grau de complexidade das restrições e pelo grau de complexidade da função objetivo".

Neste caso, apesar da linearidade da função objetivo e das restrições, é preciso lembrar que trata-se de um problema estocástico, o que pode não eliminar a questão do elevado número de variáveis e restrições, como mostrado a seguir na forma detalhada do problema, representando os estados.

Separando-se os diferentes estados, tem-se, então:

$$\begin{array}{l}
 \text{Min } c.\bar{f} + (1/NS) \{ (a.h^1+b.r^1) + (a.h^2+b.r^2) + \dots + (a.h^{NS}+b.r^{NS}) \} \\
 \\
 \text{s/a} \\
 \begin{array}{rcl}
 g^1+T.f^1+Q.h^1+r^1 & & = d \\
 \bar{f}g^1 & & \leq \bar{g}^1 \\
 -\bar{f} + f^1 & & \leq 0 \\
 & r^1 & \leq d \\
 \text{PROBLEMA} & & \\
 & g^2+T.f^2+Q.h^2+r^2 & = d \\
 & \bar{f}g^2 & \leq \bar{g}^2 \\
 \text{PL2} & -\bar{f} + f^2 & \leq 0 \\
 & & r^2 & \leq d \\
 \dots\dots\dots & & & \\
 & & g^{NS}+T.f^{NS}+Q.h^{NS}+r^{NS} & = d \\
 & & \bar{f}g^{NS} & \leq \bar{g}^{NS} \\
 & -\bar{f} + f^{NS} & \leq 0 \\
 & & & r^{NS} & \leq d
 \end{array} \\
 \\
 \bar{f}, g^1, f^1, h^1, r^1, g^2, f^2, h^2, r^2, \dots, g^{NS}, f^{NS}, h^{NS}, r^{NS} \geq 0
 \end{array}$$

Como pode ser observado, as únicas variáveis que não dependem do estado do sistema são os contratos de médio prazo, ou potências contratadas. Assim, pode-se dizer que a dimensão do problema depende do número de estados possíveis que o sistema venha a assumir.

A fim de que se possa avaliar a dimensão do problema PL2, considere como caso teste a configuração do sistema descrita no capítulo III. A Figura IV.1 mostra as matrizes T e Q : 14 arcos para os contratos e 56 arcos representando os adicionais de ponta.

Considerando-se uma amostra com 10.000 estados, o problema terá cerca de 800.000 variáveis e 300.000 restrições, caracterizando-se assim, como um problema de otimização de grande porte.

Felizmente, de acordo com Lasdon, "problemas de grande porte quase sempre apresentam uma estrutura especial. No caso de problemas lineares, a estrutura do problema é refletida pela disposição dos elementos nulos e não nulos na matriz dos coeficientes das restrições".

Tal afirmação pode ser constatada pela simples observação de PL2, cuja matriz de coeficientes possui uma estrutura bloco diagonal, composta por sub-matrizes que se repetem, representando os diversos estados do sistema.

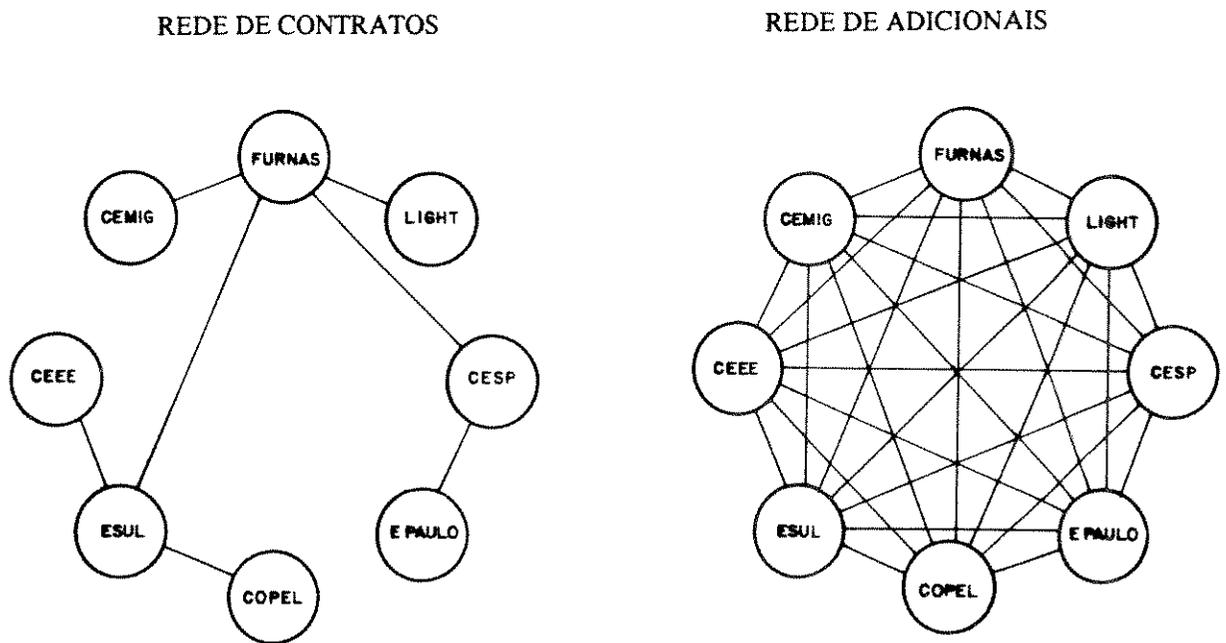


FIGURA IV.1.

EMPRESAS SUPRIDORAS DO SISTEMA SUL/SUDESTE BRASILEIRO - INTERCÂMBIOS CONTRATUAIS/ADICIONAIS

A Figura IV.2 apresenta uma representação esquemática da matriz de coeficientes de PL2.

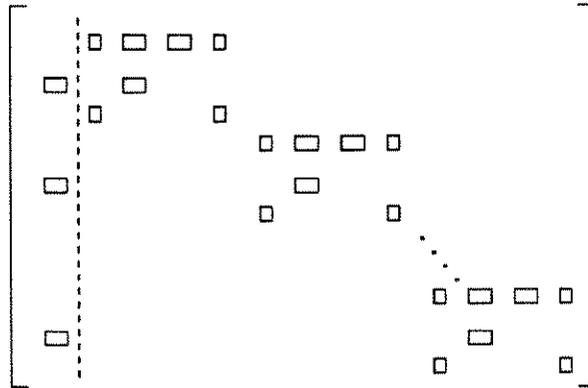


FIGURA IV.2 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DA MATRIZ DE COEFICIENTES DE PL2.

Cada sub-matriz é formada por um conjunto de blocos, que em cada linha representa uma restrição e, nas colunas, representam os diferentes grupos de variáveis. Os blocos mais à esquerda, separados pela linha tracejada, indicam as variáveis que não dependem do estado do sistema (os contratos) acoplando os diversos blocos.

Assim, a primeira linha da 1a.sub-estrutura refere-se à restrição de atendimento à demanda, para o estado no.1, composta por quatro grupos de variáveis: geração, intercâmbios normais, intercâmbios adicionais e déficits.

Invertendo-se a posição da coluna das variáveis "contrato", PL2 pode ser reescrito como:

$$z = \text{Min } c'x + p^1.(d'y^1) + \dots + p^{NS}.(d'y^{NS})$$

<i>PROBLEMA</i>	<i>s/a</i>	$A.x + B.y^1$	$\geq b^1$	(π^1)
		$A.x + B.y^2$	$\geq b^2$	(π^2)
		$A.x + B.y^3$	$\geq b^3$	(π^3)
		⋮		
<i>PL3</i>		$A.x + B.y^{NS}$	$\geq b^{NS}$	(π^{NS})
		$x, y^s \geq 0$		

onde, $s=1, \dots, NS$ representa o conjunto dos estados possíveis e π^s os multiplicadores de Lagrange relativos às restrições, conforme indicado; c' e d' os vetores de custos; p^s , a proba-

bilidade de ocorrência do estado s ; b^s , o vetor de recursos para o estado s ; A e B as matrizes de coeficientes das variáveis x e y , respectivamente.

Esta estrutura é bastante conhecida e denominada por Lasdon de "estrutura dual angular", caracterizada por blocos diagonais com variáveis de acoplamento. Tal denominação deve-se ao fato de Lasdon considerar essa estrutura como sendo a dual da "estrutura angular", composta por blocos diagonais acoplados por uma ou mais restrições.

Existem técnicas específicas para a resolução dos problemas de grande porte com estruturas especiais, geralmente conhecidas como métodos de decomposição ou partição, caracterizados pela decomposição do problema original (PL3), de grande porte, em dois ou mais subproblemas menores e independentes entre si.

De maneira geral, tais algoritmos operam em dois níveis ou estágios, onde o problema mestre (1o. estágio) interage com o(s) subproblema(s) (2o. estágio), "coordenando" suas "ações", de tal forma a obter a solução do problema original.

O problema PL3 é uma extensão probabilística de problemas determinísticos envolvendo decisões em dois estágios, da forma:

$$\begin{array}{l}
 \text{PROBLEMA} \\
 \text{PL4}
 \end{array}
 \quad
 \begin{array}{l}
 z = \text{Min } c'x + d'y \\
 \text{s/a} \quad A.x + B.y \geq b \quad (\pi) \\
 x, y \geq 0
 \end{array}$$

Esses problemas podem ser resolvidos mais eficientemente através do "MÉTODO DE PARTIÇÃO DE BENDERS" [1,2] que consiste em decompor o problema original em dois problemas: o "mestre" e o "subproblema", que são resolvidos iterativamente. A referência [3] descreve em detalhes a extensão probabilística para esse método.

Escrevendo as expressões do subproblema e do mestre em termos das variáveis originais do problema, vem:

subproblema de operação - iteração R

$$\begin{array}{l}
 \text{s/a} \\
 CI(\bar{f}^R)^s = \text{Min } a.h^s + b.r^s \\
 g^s + T.f^s + Q.h^s + r^s = d \quad (\pi_0^s)^R \\
 g^s \leq \bar{g}^s \quad (\pi_1^s)^R \\
 f^s \leq \bar{f}^R \quad (\pi_2^s)^R \\
 r^s \leq d \quad (\pi_3^s)^R \\
 g^s, f^s, h^s, r^s \geq 0
 \end{array}$$

onde $CI(\bar{f}^R)^S$ é o custo imprevisto de contrato - valor ótimo da função objetivo do subproblema s , na iteração R .

mestre após R iterações:

$$\begin{aligned} & \text{Min } c.\bar{f} + \sigma \\ \text{s/a} & \sigma \geq E[CI^r] + \bar{\pi}_2^r . (\bar{f}^r - \bar{f}) \quad r=1, \dots, R \end{aligned}$$

onde,

$E[CI^r]$ - valor esperado do custo imprevisto de contrato, na iteração r .

$$E[CI^r] = (1/NS) . \sum_{s=1}^{NS} CI(\bar{f}^r)^s$$

$\bar{\pi}_2^r$ - vetor linha de dimensão NC, representando o valor esperado dos multiplicadores de Lagrange dos subproblemas, na iteração r , referente à restrição de limite de intercâmbios normais.

$$\bar{\pi}_2^r = (1/NS) . \sum_{s=1}^{NS} \pi_2^{s,r}$$

Reescrevendo a expressão do corte de otimalidade:

$$\bar{\pi}_2^r . \bar{f} + \sigma \geq E[CI^r] + \bar{\pi}_2^r . \bar{f}^r$$

A expressão final para o problema mestre é dada por:

$$\begin{aligned} & \text{Min } c.\bar{f} + \sigma \\ \text{s/a} & \bar{\pi}_2^r . \bar{f} + \sigma \geq E[CI^r] + \bar{\pi}_2^r . \bar{f}^r \quad r=1, \dots, R \\ & \bar{f}, \sigma \geq 0 \end{aligned}$$

A estimativa de $E[CI^r]$ e $\bar{\pi}_2^r$, para cada iteração do algoritmo, é determinada através de um método de Monte Carlo, tal como comentado no item II.2. Assim, uma vez definida a configuração a ser estudada é necessário, ainda, sortear uma amostra aleatória dos possíveis estados do sistema. O tamanho desta amostra dependerá do grau de precisão desejado para essa estimativa. O critério adotado, neste caso, é o mesmo descrito no item II.2.

Finalmente, o algoritmo de solução é dado por:

passo 0: Inicializa contador de iterações $r=1$. Estabelece limites inferior, $\underline{z} = -\infty$ e superior, $\bar{z} = +\infty$, para a solução do problema, z . Define a tolerância para convergência, ξ .

passo 1: Resolve o problema mestre com o conjunto de cortes gerados (na primeira iteração o problema está totalmente relaxado - sem nenhum corte).

$$\begin{aligned} \text{Min } c.\bar{f} + \sigma \\ \bar{f}, \sigma \geq 0 \end{aligned}$$

A solução ótima inicial é, obviamente, $\bar{f}^0 = 0$ e $\sigma^0 = 0$.

passo 2: Atualiza $\underline{z} = c.\bar{f}^r + \sigma^r$ já que esta solução é um limite inferior para a solução ótima de PL1.

passo 3: Solução do subproblema estocástico:

- . sorteia a série hidrológica;
- . sorteia as unidades que estarão ativas;
- . calcula \bar{g}^s ;
- . resolve o s -ésimo subproblema dado \bar{f}^r :

$$\begin{aligned} CI(\bar{f}^r)^s = \text{Min } a.h^s + b.r^s \\ \text{s/a} \\ \begin{aligned} g^s + T.f^s + Q.h^s + r^s &= d \\ g^s &\leq \bar{g}^s \\ f^s &\leq \bar{f}^r \\ r^s &\leq d \end{aligned} \quad (\pi_2^s)^r \\ g^s, f^s, h^s, r^s \geq 0 \end{aligned}$$

- . acumula os valores do custo de imprevisto de contrato, do multiplicador de Lagrange π_2^s , para o cálculo dos valores esperados.

passo 4: Calcula $\bar{z} = c.\bar{f}^r + E[CI^r]$, valor da função objetivo do problema original, associado a uma solução viável mas não necessariamente ótima, se constituindo, portanto, em um limite superior para z .

Caso o valor calculado para \bar{z} seja "melhor" que o valor anterior, atualiza-se \bar{z} . Caso contrário é mantido o valor anterior. Assim,

$$\bar{z} = \text{MIN} \{ \bar{z}, c.\bar{f}^r + E[CI^r] \}$$

passo 5: Teste de convergência:

Caso $|\bar{z} - z| \leq \xi$, a solução composta pelos valores de \bar{f}^r e pelas variáveis dos subproblemas, referentes ao valor de \bar{z} escolhido no passo anterior, é considerada a solução ótima do problema. **Pare.**

Caso contrário, incrementa o contador de iterações, $r = r+1$, e gera um corte de otimalidade a ser incluído na resolução do mestre para a próxima iteração.

$$\bar{\pi}_2^r \cdot \bar{f} + \sigma \geq E[CI^r] + \bar{\pi}_2^r \cdot \bar{f}^r \quad r=1, \dots, R$$

passo 6: Resolve o mestre, obtendo \bar{f}^r e σ^r . Retorna ao passo 2.

IV.4. Simulação Probabilística de Critérios

Conforme mencionado anteriormente, todos os algoritmos de decomposição existentes são estruturados em dois níveis. No caso específico do problema PL1, a cada iteração o coordenador ou mestre "fixa" os contratos, informando-os aos subproblemas. Estes, por sua vez, avaliam o impacto dessa decisão sobre inúmeros cenários, o que pode ou não implicar em um ônus adicional ao pool, traduzido pelos chamados custos imprevistos de contratação. Tem-se, assim, como produtos principais do processo de otimização os *contratos ótimos* e o *valor do custo total associado à essa decisão*.

Entretanto, é possível se fazer apenas uma avaliação a partir de contratos prévios, fornecidos pelo próprio planejador. Isto é, simulando-se apenas os subproblemas obtém-se os custos associados dado um vetor de contratos (\bar{f}) qualquer, conforme mostrado na Figura IV.3.

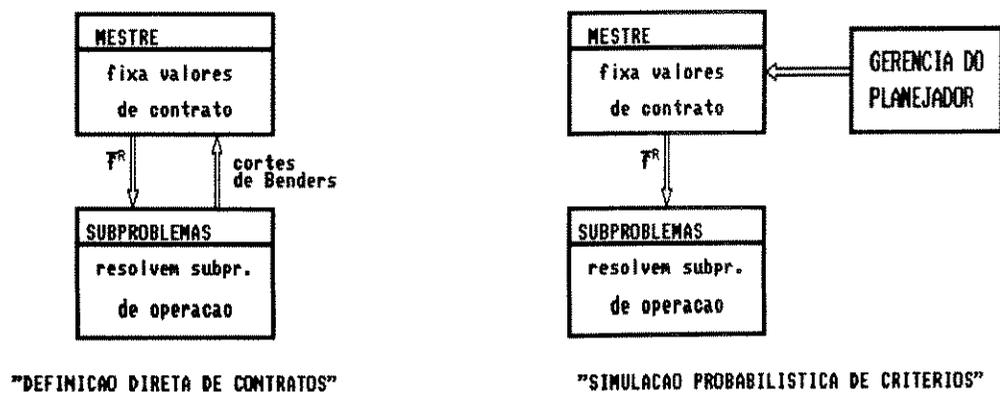


FIGURA IV.3

Esta opção foi criada com o objetivo de fornecer ao planejador uma ferramenta capaz de comparar soluções oriundas de quaisquer critérios.

O capítulo V apresenta alguns resultados de aplicação, através de uma comparação entre os métodos descritos no capítulo IV e a definição direta de contratos.

IV.5. Implementação Computacional

A Figura IV.4 mostra o conjunto de programas utilizados para a definição direta de contratos. Tratam-se de três módulos independentes, com as seguintes características:

- (a) *modelo simulador a usinas individualizadas*: programa que simula a operação de um sistema gerador a partir de uma configuração de usinas que evolui dinamicamente com o tempo, sob diversas condições de hidraulicidade (em geral, séries históricas de aflúências) e sujeita à regras operativas pré-fixadas. O resultado de interesse são as amostras mensais da capacidade máxima de geração para cada usina, em todo o período de estudo. O simulador adotado pelo GCOI, atualmente, é o modelo *OPUS*, desenvolvido pela ELETROBRÁS [4].
- (b) *programa PREDAT*: recebe os dados fornecidos pelo simulador e alguns dados adicionais, tais como: classe de estatísticas de falha, histórico da motorização anterior ao período de estudo, etc. Desenvolvido por Cunha [5], o *PREDAT* integra o sistema *CONFGER* e se constitui em um programa de interface entre o simulador e, neste caso, o modelo *MASPE*. Como resultado fornece separadamente, mês a mês, a configuração térmica e a configuração hidráulica na forma conveniente para a execução do *MASPE*.
- (c) *programa MASPE*: modelo para análise e cálculo de suprimento de potência entre empresas. O programa recebe dados fornecidos pelo *PREDAT* e dados adicionais - requisitos de potência, rede de interligações para os contratos e adicionais, a tabela das estatísticas de falha, etc e com eles determina os valores dos contratos ótimos mensais.

IV.5.1. ASPECTOS GERAIS DO ALGORITMO

A implementação computacional do algoritmo descrito no item anterior requer rotinas de programação linear, para serem aplicadas na resolução do problema mestre e dos subproblemas.

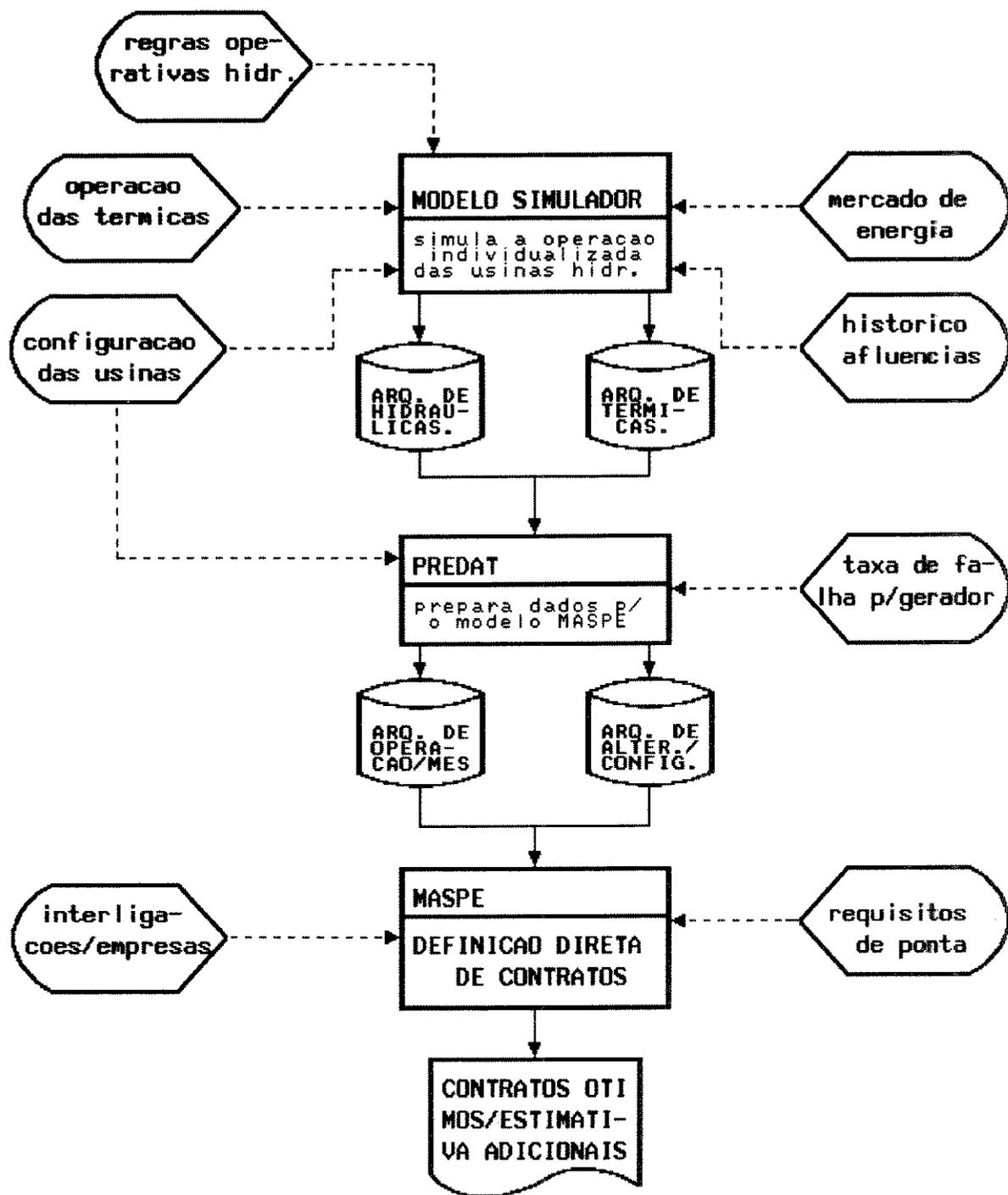


FIGURA IV.4 - INTERFACES DO MODELO MASPE

Essas rotinas devem ser capazes de resolver o PPL pelos métodos simplex e dual-simplex. Isto porque, como o algoritmo de solução do mestre envolve a adição de restrições a cada iteração (método de relaxação), não é necessário que se resolva novamente o problema desde o início, para se obter o novo valor de \bar{f}^r . Basta, nesse caso, que, partindo-se da solução ótima da iteração anterior, seja verificada a condição dessa solução face ao novo corte adicionado. Havendo violação, basta um ou mais passos de dual-simplex em direção à solução ótima. Caso contrário, a solução anterior continua ótima.

A tarefa de elaborar tais rotinas torna-se desnecessária quando dispõem-se de pacotes computacionais com algoritmos testados e eficientes, já implantados nos computadores de grande porte. Dessa forma, optou-se por um processo de adaptação de um pacote ao algoritmo do problema, de tal forma que a fase de programação fosse desenvolvida com o menor custo possível.

As rotinas empregadas pertencem ao programa *LINP*, que integra um pacote de programação linear, quadrática e discreta, desenvolvido por *A.H. Land e S. Powell*, disponível na COPEL e descrito em detalhe na referência [6].

Trata-se, em linhas gerais, de um programa que emprega o método simplex revisado com o conceito de base reduzida, fazendo com que apenas as variáveis básicas naturais sejam armazenadas na base. Entende-se por variáveis naturais, as variáveis originais do problema, isto é, não incluindo as variáveis de folga. Para problemas com muitas restrições, essa característica é muito importante, uma vez que reduz consideravelmente a memória de trabalho do programa.

A Figura IV.5 mostra um fluxograma resumindo a estrutura geral do *programa principal*, com a inserção do pacote sob a forma da rotina *LP*.

A implementação da versão piloto do *MASPE* procurou, do ponto de vista do algoritmo, explorar todas as particularidades do problema bem como as facilidades oferecidas pelo pacote de programação linear.

Sob esse aspecto, destaca-se, principalmente, a resolução dos subproblemas a cada iteração do método de Benders, conforme mostrado mais adiante pela Figura IV.6.

Uma vez que os subproblemas são exatamente os mesmos, a cada iteração, com exceção dos diferentes valores assumidos pela capacidade máxima de geração, \bar{g}^s , adota-se o seguinte procedimento:

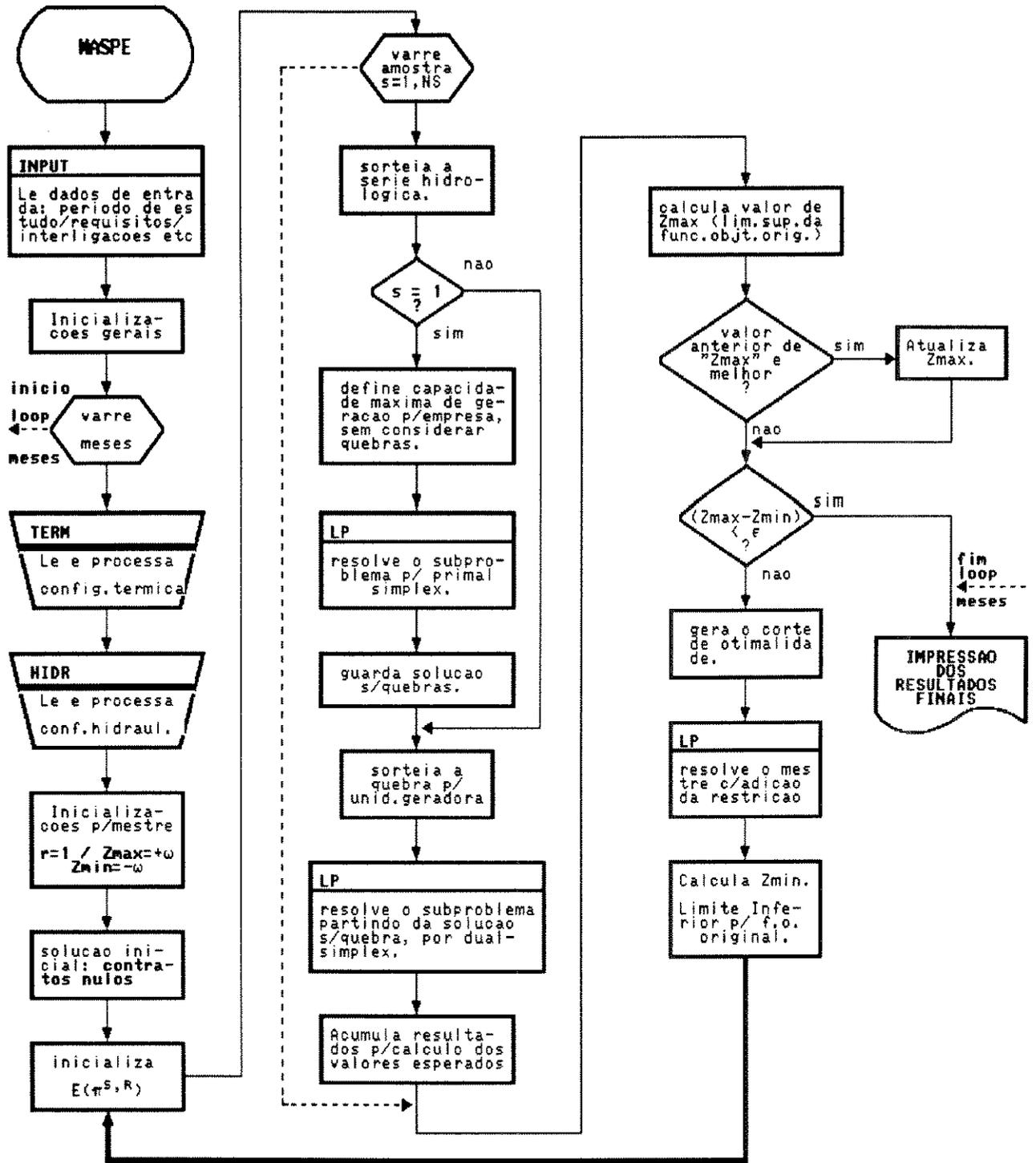


FIGURA IV.5

FLUXOGRAMA DO PROGRAMA PRINCIPAL - MASPE

- (i) para a 1a. série hidrológica sorteada, consideram-se todas as unidades geradoras ativas. A solução ótima do subproblema é obtida a partir do método primal-simplex e armazenada.
- (ii) para cada estado s , obtém-se a solução ótima do subproblema pelo método dual-simplex, partindo-se da solução ótima sem quebras.

Dessa forma, é possível reduzir consideravelmente o número de iterações realizadas na solução de cada subproblema.

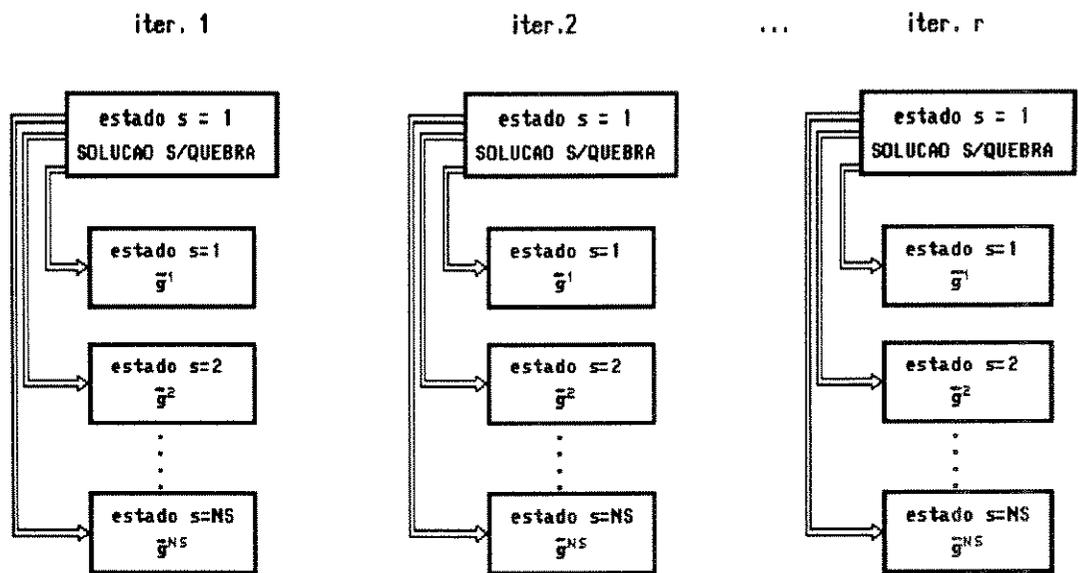


FIGURA IV.6

SOLUÇÃO DOS SUBPROBLEMAS VIA DUAL-SIMPLEX

IV.6. Referências Bibliográficas

- [1] Lasdon, Leon S. - "Optimization theory for large systems", Macmillan series in operations research, 1970.
- [2] Benders, J.F. - "Partitioning procedures for solving mixed variables programming problems", Numerische mathematik, 4, 1962, pp.238-252.
- [3] Oliveira, Gerson C., "Metodologia de expansão da capacidade de ponta em sistemas interligados de geração hidrotermoelétrica", Tese de doutorado, COPPE/UFRJ, dez/1987.
- [4] "OPUS - Simulador a usinas individualizadas" - Manual do usuário - Eletrobrás/DEOP - 1988.
- [5] "Confiabilidade de geração hidrotermoelétrica - CONFGER/Manual de metodologia", Relatório técnico CEPEL - 2336/1981.
- [6] Land, A.H.; Powell, S. - "Fortran codes for mathematical programming: linear, quadratic and discrete", John Willey & Sons, 1979.

CAPÍTULO V

RESULTADOS FINAIS

Apresentam-se, neste capítulo, os resultados obtidos da aplicação do modelo MASPE em duas etapas distintas: (i) análise de sensibilidade sobre alguns parâmetros, tais como: carga própria, tarifas de contratação / penalidade para o déficit, configuração da rede de contratos, etc; (ii) comparação do método "definição direta de contratos" com os critérios anteriormente descritos (incluindo-se aquele em vigor no GCOI), através da simulação probabilística de critérios.

O estudo de casos está baseado no valor da função objetivo do problema PL1 - custo total de contratação no pool.

Os dados básicos utilizados (características de usinas, requisitos de potência, estatísticas de falha de unidades geradoras, etc.) são os mesmos adotados na avaliação dos critérios, descritos no capítulo III.

O item V.1 refere-se à definição dos parâmetros adicionais necessários à execução do MASPE, enquanto que os itens subsequentes tratam da análise dos resultados e conclusões.

V.1. Descrição do caso teste

Além dos dados básicos descritos no capítulo III, o modelo MASPE requer dois tipos de parâmetros: (i) aqueles relacionados com o critério - tarifas para contrato, adicional e penalização do déficit; redes de contratos e adicionais, que indicam os possíveis fluxos entre as empresas e (ii) os parâmetros específicos do algoritmo propriamente dito - tolerâncias para o método simplex, para a convergência do método de Benders; número máximo de iterações do simplex, etc.

O Quadro V.1 resume os valores adotados para os parâmetros do algoritmo, os quais não são alterados no estudo de casos.

Em relação ao caso base, as configurações das redes de contrato e adicional são aquelas anteriormente mostradas pela Figura IV.1, totalizando 14 arcos de contratos e 56 arcos para os adicionais.

QUADRO V.1 - PARÂMETROS DO ALGORITMO

TOLERÂNCIAS	MESTRE/SUBPROB.
var.básicas naturais	1x10-3
variáveis de folga	1x10-3
variáveis duais	1x10-4
custos relativos	1x10-6
pivot	1x10-4
<hr/>	
toler.p/converg.BENDERS	1% da f.o.
nº máximo reinv/inversa	3
nº máximo iter.simplex	50

Para a escolha dos valores de tarifa, relacionados a seguir pela Tabela V.1, tomou-se como referência a tarifa de contrato média (denominada pelo DNAEE, $T2p$) no sistema Sul/Sudeste para o mês de dezembro de 1990 [1]. A partir daí, supôs-se a relação $a = 5.c$, para se determinar a tarifa de adicional. A utilização dessa tarifa fictícia em detrimento do valor real disponível para dez/90, deveu-se ao fato de que esse valor não refletia uma situação real do setor elétrico.

TABELA V.1 - VALORES DE TARIFAS PARA O CASO BASE

PARÂMETRO	Cr\$/KW	US\$/MW*
tarifa/contrato (c)	159,65	942,86
tarifa/adicional (a)	798,25	4.714,30
penaliz./déficit (b)	1.596,50	9.428,60

*Cotação em 31/12/90: 1 US\$ = Cr\$ 169,33

No que se refere à penalização para o déficit de potência, adotou-se a relação $b = 10.c$. Isto porque (i) atualmente não se dispõe de nenhuma referência a respeito do valor para o custo social do déficit; (ii) de acordo com a legislação vigente (referência [2]), as empresas concessionárias de energia no Brasil não sofrem nenhum tipo de penalidade em caso de não atendimento ao seu consumidor. O único prejuízo estaria em deixar de faturar o montante contratado. Desse ponto de vista, considerou-se como base o maior valor de tarifa para fornecimento horo-sazonal, dado pela tarifa verde de ponta - consumidores "A-subterrâneos" [3], que estava em torno de Cr\$ 1.356,48/KW, em dez/90.

Na realidade basta que a penalidade do déficit seja maior que a tarifa de adicional, não importando o seu valor, uma vez que o déficit total do sistema é sempre o mesmo e não é afetado pela decisão de contrato.

Um outro parâmetro importante é o tamanho da amostra de estados possíveis do sistema, que define o número de subproblemas a serem resolvidos, conforme mostrado no capítulo anterior. De acordo com o critério comentado no item II.2, o tamanho da amostra deve ser tal que o coeficiente de variação da v.a. que está sendo estimada seja menor que 1%. Assim, nos métodos anteriormente analisados, tomou-se como referência o c.v. da v.a. *capacidade máxima de geração*, enquanto que neste método utilizou-se o c.v. da v.a. *custo imprevisto do déficit*. Para efeito de padronização, adotou-se uma amostra de 20.000 estados comum a todos os métodos, uma vez que ambos os c.v.'s apresentaram valores dentro do critério estabelecido (1,1% para a v.a. *custo imprevisto do déficit* - caso base - e muito abaixo de 1% para a v.a. *capacidade máxima de geração*, conforme já mostrado pela Tabela III.5).

V.2. Estudo de Casos

V.2.1. COMPARAÇÃO ENTRE CRITÉRIOS

Conforme mostrado no capítulo III, a aplicação dos métodos I a VI produziu valores de contratos entre empresas que são reproduzidos na tabela a seguir. Incluem-se, ainda, os valores obtidos a partir de uma aplicação do critério "definição direta de contratos".

TABELA V.2 - CONTRATOS BILATERAIS ENTRE EMPRESAS (MW)

FORNEC/RECEB.	MET.I	MET.II	MET.III	MET.IV	MET.V	GCOI	MASPE
FURNAS→LIGHT	2.246	2.167	2.210	2.219	2.272	2.168	2.207
FURNAS→CESP	1.537	871	970	1.015	1.950	415	495
FURNAS→CEMIG	-	183	525	-	-	-	-
CESP →EPAULO	5.983	5.838	5.933	5.989	6.028	5.850	5.878
CEMIG →FURNAS	133	-	-	34	117	-	-
ESUL →FURNAS	861	1.190	1.354	683	1.095	-	-
ESUL →CEEE	766	662	802	778	790	637	762
COPEL →ESUL	466	511	622	350	686	-	-

Para efeito de comparação, os seis primeiros métodos foram simulados pelo modelo MASPE, mantendo-se inalterados todos os parâmetros descritos em V.1. A Tabela V.3 apresenta os valores dos custos associados a cada critério.

TABELA V.3 - CUSTOS DE CONTRATAÇÃO (10⁶ .US\$)

CRITÉRIO	CUSTO DE CONTRATO	E (CUSTO IMPREVISTO) adicionais	déficit	CUSTO TOTAL
v. esp. ger. (I)	11,307	0,131	0,110	11,547
ben. marg. (II)	10,769	0,402	0,110	11,281
ult. adic. (III)	11,707	0,094	0,110	11,910
equirisco (IV)	10,436	0,171	0,110	10,716
eq. res. (V)	12,199	0,085	0,110	12,393
GCOI (VI)	8,552	0,993	0,110	9,655
MASPE	8,807	0,695	0,110	9,612

A partir dos resultados, observa-se que:

- (a) A diferença entre o custo total obtido com o critério do GCOI e o obtido pela determinação direta de contratos foi de apenas 0,4%. Isto significa que, para os valores de tarifa da Tabela V.1, a solução do GCOI é praticamente ótima. Todavia, como será visto à frente, essa condição pode não se manter ao se alterarem as relações entre as tarifas.
- (b) O critério mais simples - *equalização da margem de reserva* - é o que mais onera o pool. A alocação de reserva a um valor pré-fixado sem levar em conta as particularidades do sistema faz com que as empresas estabeleçam altos contratos com o objetivo de manter o sistema com um nível elevado de confiabilidade. Nota-se que o montante de adicional é o menor dentre todos os critérios.
- (c) Tomando-se como referência os valores dos custos obtidos pelo método de otimização (MASPE - Tabela V.3), verifica-se que, em relação aos critérios I a V, a menor diferença situa-se em torno de 11% enquanto que a máxima chega a 29%. Esses critérios são os que apresentam o maior número de contratos bilaterais, conforme pode ser observado na Tabela V.2. Todavia, através de uma análise do montante realmente utilizado pelas empresas receptoras - *valor esperado dos fluxos normais* - Tabela V.4, constata-se que muitos desses contratos são ociosos, levando a um aumento desnecessário do custo total de contratação.

TABELA V.4 - VALORES ESPERADOS DOS FLUXOS NORMAIS (MW)

FORNEC/RECEB.	MET.I	MET.II	MET.III	MET.IV	MET.V	GCOI	MASPE
FURNAS→LIGHT	2.162	2.150	2.159	2.158	2.162	2.150	2.157
FURNAS→CESP	411	393	406	406	416	293	311
FURNAS→CEMIG	-	8	11	-	-	-	-
CESP →EPAULO	5.833	5.798	5.830	5.835	5.837	5.803	5.814
CEMIG →FURNAS	8	-	-	3	6	-	-
ESUL →FURNAS	55	66	74	49	61	-	-
ESUL →CEEE	628	608	631	629	630	601	628
COPEL →ESUL	13	17	20	9	19	-	-

De maneira geral, pode-se concluir que todos os critérios baseados no princípio do rateio "obrigam" as empresas a estabelecer contratos, de acordo com os respectivos parâmetros, o que não ocorre nos métodos diretos (GCOI e MASPE). Assim, por exemplo, o método dos custos marginais, apesar de avaliar a participação das empresas através de um sinal econômico correto, introduz distorções quando utilizado na determinação dos fluxos financeiros no pool. O método da equalização dos riscos, por sua vez, pode indicar necessidade de recebimento contratual para uma determinada empresa com risco de déficit baixo, apenas para nivelar a condição de atendimento no sistema.

V.2.2. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE: REQUISITOS

A influência dos requisitos de potência sobre a função objetivo foi avaliada através de uma sensibilidade sobre os requisitos do caso base com os seguintes valores: -10%, -5%, +5% e +10%, cujos principais resultados estão mostrados a seguir nas Tabelas V.5, V.6 e Figura V.1.

TABELA V.5 - CUSTOS DE CONTRATAÇÃO (10⁶ .US\$)

CASO	CUSTO DE CONTRATO	E (CUSTO IMPREVISTO)		CUSTO TOTAL
		adicionais	déficit	
-10%	6,654	0,233	0,000	6,888
- 5%	7,480	0,429	0,001	7,910
BASE	8,807	0,695	0,110	9,612
+ 5%	10,136	1,174	0,904	12,215
+10%	11,715	1,565	3,220	16,502

Como pode ser observado, a influência do requisito traduz-se de forma não linear, principalmente devido à componente do déficit de potência, uma vez que a variação do requisito em cada empresa apresenta efeito diferenciado. Assim, um aumento de 5% no requisito causa um custo total de contrato 27% maior, o que, em termos monetários, significa um ônus para o pool de US\$ 2.603.000,00.

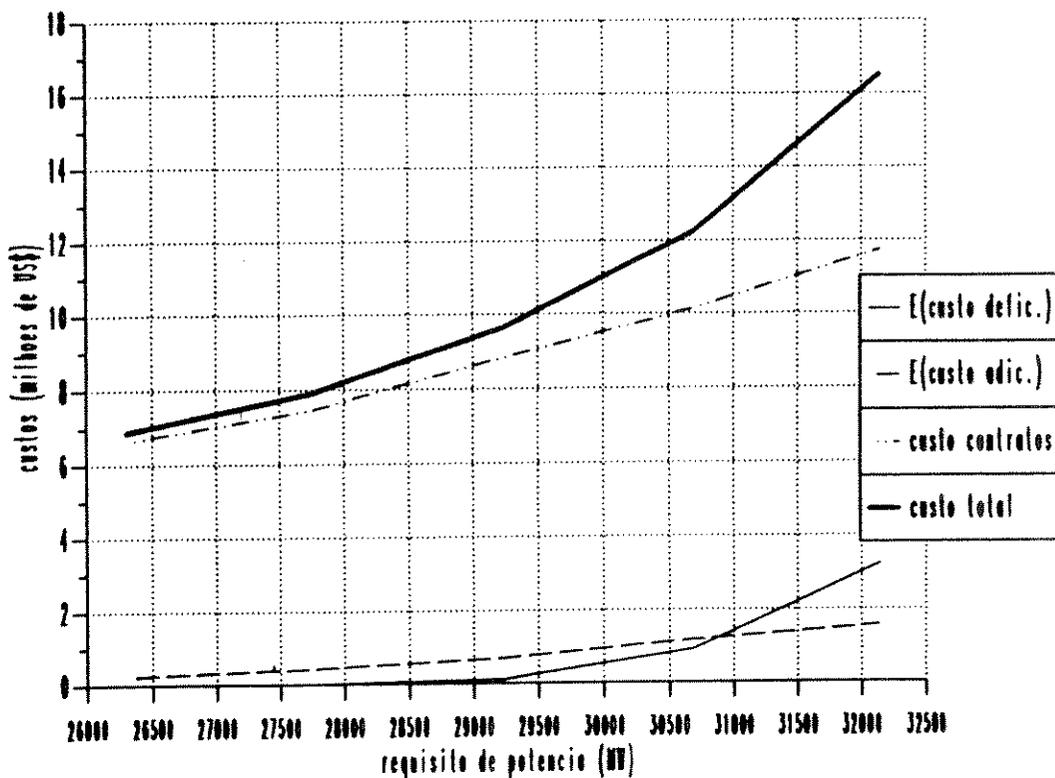


FIGURA V.1

CUSTOS DE CONTRATAÇÃO X VARIAÇÃO DO REQUISITO DE POTÊNCIA DO SISTEMA

TABELA V.6 - CONTRATOS (MW)

FORNEC/RECEB.	-10%	-5%	BASE	+5%	+10%
FURNAS → LIGHT	1.742	1.949	2.207	2.354	2.597
FURNAS → CESP	-	-	495	1.081	1.477
CESP → EPAULO	4.887	5.379	5.878	6.391	6.816
ESUL → FURNAS	-	-	-	94	562
ESUL → CEEE	429	606	762	829	875
COPEL → ESUL	-	-	-	-	98

A figura do planejador torna-se peça fundamental no processo da definição dos contratos uma vez que está sob sua responsabilidade a previsão do mercado consumidor e que o ônus decorrente de cenários irreais pode ser elevado.

Em termos de contrato, para requisitos menores que os do caso base, existem fluxos apenas nos arcos que suprem as empresas tipicamente receptoras (LIGHT, ELETRIPAULO e CEEE). À medida que se aumenta o requisito, outros arcos passam a ser utilizados fazendo com que as sobras nas diversas empresas possam ser utilizadas para cobrir o déficit no pool.

Conclui-se deste item que uma modelagem probabilística da carga fornece mais elementos de análise para o planejamento da operação, evitando, com isso, prejuízos futuros.

V.2.3. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE: CUSTOS

Para este estudo, considerou-se fixa a penalidade do déficit (igual a do caso base) e como referência a tarifa de contrato, adotando-se, a partir daí, cinco cenários para a tarifa de adicional, quais sejam: $a = c$; $a = 2,5c$; $a = 5c$ (caso base); $a = 7,5c$ e $a = 10c$.

À medida que a tarifa de adicional torna-se mais cara, o algoritmo intensifica a compra no médio prazo reduzindo, o quanto possível, as trocas efetuadas no spot. O quanto possível, pois muitas supridoras podem vir a comprar mais adicional para garantir o seu compromisso, que está aumentando. Isso pode ser observado na Tabela V.7 que mostra os resultados dessa sensibilidade.

TABELA V.7 - CUSTOS DE CONTRATAÇÃO (10^6 .US\$)

CASO	CUSTO DE CONTRATO	E(CUSTO IMPREVISTO)		CUSTO TOTAL
		adicionais	déficit	
$a = c$	0,000	8,148	0,110	8,258
$a = 2,5c$	8,550	0,507	0,110	9,168
$a = 5c^*$	8,807	0,695	0,110	9,612
$a = 7,5c$	8,928	0,857	0,110	9,895
$a = 10c$	9,091	0,006	1,063	10,162

* caso base

Conforme comentado no início deste capítulo, o déficit não altera a decisão ótima, desde que a penalidade seja maior que o custo do adicional. Assim, para o último caso, uma vez que o adicional é tratado da mesma maneira que o déficit, os valores de custos apresentam-se alterados.

Vale lembrar que o aparente aumento na proporção *custo adicional / custo contrato*, verificado nos casos intermediários, não significa um acréscimo real nas transações do spot.

V.2.3.1. O critério do GCOI e a sensibilidade de custos

Conforme mostrado no item V.2.1, o critério do GCOI apresenta resultados muito próximos do ótimo, para a relação de tarifas suposta no caso base. Todavia, procedendo-se a uma simulação desse critério para diferentes valores de tarifas, é possível que, em algumas situações, a diferença torne-se acentuada por não se tratar de um critério paramétrico. Isso faz com que os contratos assim determinados não se ajustem de maneira ótima às tarifas que venham a ser estabelecidas. A Tabela V.9 apresenta alguns casos selecionados variando-se, inclusive, a penalidade do déficit.

TABELA V.9 - CUSTOS DE CONTRATAÇÃO (10^6 .US\$)

CASO	MASPE	GCOI	Δ (%)
$a=c/b=10.c$	8,258	8,860	7,3
$a=2,5c/b=10.c$	9,168	9,207	0,4
$a=5c/b=10.c^*$	9,612	9,655	0,4
$a=7,5c/b=10.c$	9,895	10,152	2,6
$a=b=10.c$	10,162	10,649	4,8
$a=10.c/b=20.c$	10,274	10,759	4,7
$a=18.c/b=20.c$	10,875	12,349	13,5

* caso base

Nota-se que, existe uma faixa de $2,5.c \leq a \leq 5.c$ onde as soluções indicadas pelo critério do GCOI são bastante próximas ao ótimo.

V.2.4. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE: REDE DE CONTRATOS

Uma outra questão investigada neste trabalho refere-se à influência da configuração atual da rede de contratos. Uma vez que tal configuração restringe os intercâmbios contratuais a certas empresas (ver Figura IV.1), há uma tendência de concentração de sobras em algumas empresas do pool, não se permitindo assim, uma maior redução do custo total de contratação.

Para se analisar o grau desta influência, aplicou-se o modelo MASPE a uma configuração alternativa da rede de contratos com novos arcos liberados, mantendo-se a rede de adicionais e todos os demais parâmetros do caso base.

A nova rede, mostrada na Figura V.2 em tracejado, foi obtida a partir de uma análise prévia dos fluxos adicionais obtidos na solução ótima com a rede original.

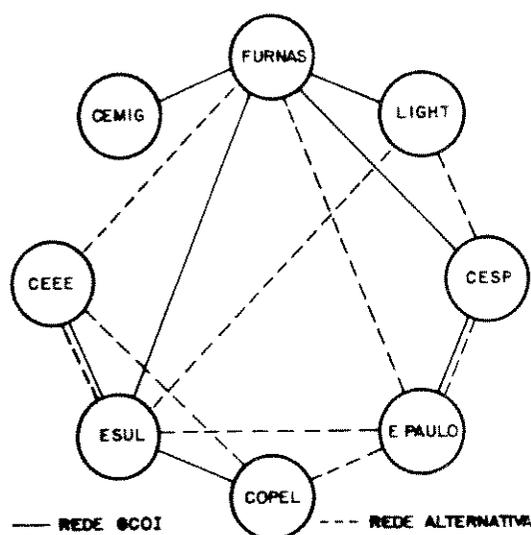


FIGURA V.2 - REDE DE CONTRATOS

As Tabelas V.10 e V.11 mostram os novos contratos e o custo total de contratação com a rede ampliada, confirmando que a redistribuição das sobras no pool diminui a compra de adicionais, reduzindo, com isso, o custo total de contratação do sistema.

O valor esperado dos custos de adicionais sofreu um decréscimo de 57%, enquanto que o custo total foi reduzido, em média, de US\$ 893.000,00 para o mês em questão.

TABELA V.10 - CONTRATOS PARA A REDE ALTERNATIVA (MW)

FORNEC/RECEB.	CONTRATOS
FURNAS → EPAULO	2.105
FURNAS → CEEE	345
CESP → LIGHT	2.098
CESP → EPAULO	2.716
COPEL → EPAULO	305
COPEL → CEEE	70
ESUL → EPAULO	780
ESUL → LIGHT	104
ESUL → CEEE	293

TABELA V.11 - CUSTOS DE CONTRATAÇÃO (10⁶ .US\$)

CASO	CUSTO DE CONTRATO	E (CUSTO IMPREVISTO)		CUSTO TOTAL
		adicionais	déficit	
BASE	8,807	0,695	0,110	9,612
rede ampl.	8,312	0,297	0,110	8,719

Com a liberação da rede surgiram novos fluxos, oferecendo às empresas receptoras uma oportunidade diversificada de mercado. Como exemplo, cita-se a COPEL que passa a suprir a ELETROPAULO e a CEEE, disputando uma posição entre as fornecedoras. Entretanto, não está claro ainda qual o critério de escolha que garante à uma empresa supridora sua prioridade de fornecimento.

V.3. Desempenho do Algoritmo

O desempenho do algoritmo pode ser medido tanto em termos da convergência do método como do ponto de vista computacional, através do tempo de c.p.u. gasto no processamento.

É importante ressaltar que inúmeros fatores influenciam nesta avaliação, destacando-se, principalmente, o porte do sistema em estudo (número de usinas, configuração dos intercâmbios possíveis, etc), o tamanho da amostra adotada e a precisão desejada nos resultados.

A Figura V.3 mostra o comportamento do método para o caso base com uma tolerância $\xi < 1\%.z$, o que, em termos monetários, situa-se em torno de US\$90.000,00.

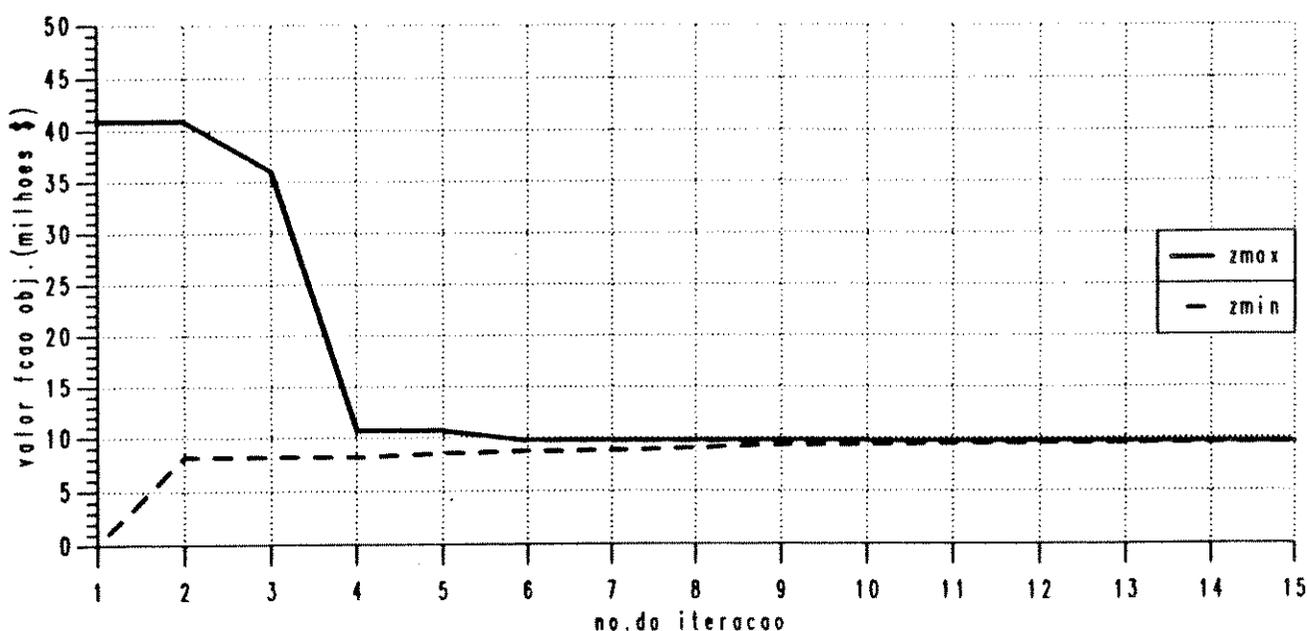


FIGURA V.3

DEFINIÇÃO DIRETA DE CONTRATOS - CONVERGÊNCIA CASO BASE

De acordo com a figura, o caso base converge em 15 iterações, sendo que, a partir da 9a. iteração o valor de ξ cai abaixo de $5\% \bar{z}$.

Em termos de utilização de recursos computacionais, o MASPE, pelas características da versão atual, é um programa de alto consumo de c.p.u.. A Tabela V.12 fornece os valores aproximados para alguns dos tempos de c.p.u. medidos durante a execução do caso base, lembrando que foram resolvidos 20.000 subproblemas e a convergência deu-se na 15ª iteração. O tempo total gasto foi aproximadamente 33,37'.

O programa utilizou cerca de 87% do tempo total na solução de todos os subproblemas (29'), enquanto cada subproblema consumiu 0,004%.

Em termos da simulação probabilística de critérios, mantendo-se todos os parâmetros do caso base, o tempo total é drasticamente reduzido para, em média, 1,30'c.p.u.

TABELA V.12 - TEMPOS MÉDIOS DE CPU PARA O CASO BASE (s)

	TEMPO P/ITERAÇÃO	TEMPO TOTAL
solução subp.s/queb.	0,0220	0,3300
solução de 1 subp.	0,0058	0,0870
solução mestre	0,0007	0,0100

Entende-se, todavia, que a operacionalização desse modelo é perfeitamente viável na medida em que se disponha de rotinas de programação linear mais eficientes (ou até mesmo de métodos específicos para a solução dos subproblemas) e que se estabeleça um compromisso entre precisão x custo computacional.

V.4. Comentários Finais

O principal objetivo deste trabalho foi o de ampliar a discussão em torno dos critérios de suprimento de potência, no âmbito do planejamento da operação energética, através da análise de alguns critérios alternativos e da proposição de uma nova modelagem para o problema, denominada definição direta de contratos.

O novo critério, além de incorporar uma linguagem tradicionalmente conhecida no setor que permite a representação das particularidades do Sistema Brasileiro, introduz, como método de solução, uma técnica bastante difundida no meio científico - DECOMPOSIÇÃO DE BENDERS, tornando o algoritmo de fácil acesso para o usuário.

Em relação aos resultados, o critério proposto permite:

- (a) calcular contratos de suprimento entre empresas que minimizem o custo total de contratação do pool;
- (b) estimar de forma mais realista as consequências futuras das decisões contratuais do planejamento à médio prazo;
- (c) simular o desempenho de diferentes critérios, possibilitando sua comparação em termos econômicos.

No que se refere às perspectivas de desenvolvimentos futuros, destacam-se os seguintes pontos:

- (a) avaliação do ganho de eficiência no programa MASPE ocasionado pela substituição das rotinas de programação linear utilizadas pela versão atual;
- (b) inclusão das incertezas na demanda, de maneira a permitir ao planejador uma gerência sobre a influência dos erros de previsão de carga nos contratos;
- (c) inclusão da rede física de interligação do pool (sujeita ou não à falhas), através de arcos representativos da "capacidade equivalente de intercâmbio" entre as empresas.

V.5. Referências Bibliográficas

- [1] Ministério da Economia, Fazenda e Planejamento, "Portaria interministerial nº.12", 09/jan/91.
- [2] Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, "Portaria DNAEE nº.222 de 22/dez/87 - Condições gerais de fornecimento", publicado pela COPEL/Diretoria de distribuição - SCD /DPPR.
- [3] Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, "Portaria DNAEE nº 33", 11/fev/88.

APÊNDICE A

OS CONTRATOS DE POTÊNCIA E ENERGIA E SUA INTERRELAÇÃO

Genericamente, a operação de um sistema elétrico tem por objetivo final o atendimento ao mercado consumidor dentro de padrões de qualidade pré-estabelecidos. Assim, as diversas fontes de produção (representadas pelas empresas concessionárias) estabelecem, em todo o horizonte de planejamento da operação, intercâmbios entre si (denominados *suprimentos*) de maneira a manter tais condições de atendimento equilibradas, quer para o mercado de energia, quer para a demanda máxima (ponta)¹.

De acordo com os critérios de comercialização, em geral elaborados pelo conjunto das empresas, definem-se vários tipos de intercâmbios, dentre os quais destacam-se: os *contratos* - suprimentos de energia e potência faturáveis a tarifas pré-determinadas, e os *intercâmbios não-faturáveis* - suprimentos de energia a serem devolvidos em horários acordados entre as empresas supridora e recebedora.

Nos estudos de planejamento da operação a contratação de suprimentos, a médio prazo, de energia e potência entre as empresas concessionárias se processa, basicamente, em duas etapas: (a) cálculo dos contratos e (b) avaliação final.

Os contratos de energia e potência são calculados independentemente entre si, de acordo com metodologias próprias [1]. De posse desses valores, é feita uma avaliação a fim de identificar possíveis incompatibilidades entre os valores contratados de energia e potência. Tal verificação é feita com base nas regras de utilização dos contratos, detalhadas no próximo item.

A.1. Avaliação final dos contratos

A regra básica de utilização dos contratos de potência e energia baseia-se no seguinte princípio: ao se contratar um determinado valor de potência, está associada, automaticamente, uma quantidade de energia e vice-versa, uma vez que é impossível dissociar ponta de energia. O fator de carga máximo, fixado pelo GCOI, é de 90%.

¹ Os suprimentos para atender ao mercado de energia são denominados *suprimentos de energia*, sendo que aqueles destinados ao atendimento da demanda máxima ou ponta são chamados *suprimentos de potência*.

Assim, ao se estabelecer um contrato de potência para a hora da ponta, em um determinado mês, a empresa recebedora pode dispor desse contrato 90% do tempo, durante o mês. Ou ainda, o valor máximo de energia a ser recebida é 90% do valor da potência contratada. Essa energia é faturada de acordo com a tarifa de energia.

Dessa forma, de acordo com os resultados dos balanços de energia e ponta, realizados na fase de cálculo (a), a empresa recebedora pode apresentar os seguintes contratos:

. ***Contratos de energia e potência com fator de carga $\leq 90\%$.***

Neste caso, a energia contratada é inferior à energia associada ao contrato de potência (com fator de carga de 90%). Assim, na operação a curto prazo, a empresa irá programar o recebimento do contrato de potência de maneira a "integralizar" a energia contratada. Deve-se lembrar que o recebimento de potência será faturado com "tarifa de ponta", enquanto que o de energia, com sua respectiva tarifa.

. ***Contratos de energia e potência com fator de carga $> 90\%$.***

Caso, entretanto, a energia máxima associada ao contrato de potência não seja suficiente para cobrir o total de energia contratada, é feita uma reavaliação nos contratos: há necessidade de a empresa receber um *contrato de potência fora do horário de ponta* (a ser faturado com "tarifa fora de ponta"), a fim de que, com a energia associada, se totalize o valor do contrato de energia, estabelecido na fase (a).

. ***Contrato de energia.***

Neste caso, a empresa contratante possui apenas déficit de energia. A potência associada à energia contratada, é calculada para um fator de carga de 90% e constitui um *contrato de potência fora do horário de ponta*.

. ***Contrato de potência.***

Esta situação refere-se às empresas deficitárias de potência, porém com sobra de energia. Entretanto, isto não têm se verificado na prática. Neste caso, a energia associada à potência contratada poderia ser devolvida, uma vez que a empresa é superavitária. A devolução seria praticada de acordo com as regras de intercâmbio existentes na operação a curto prazo [2].

A.2. Casos-exemplo

A seguir apresentam-se três casos, exemplos das situações supracitadas. Todas as situações referem-se ao mês de junho de 1990, sendo que os valores dos contratos foram obtidos do relatório do Plano de Operação - 1990 [3].

TABELA A.1

FORNEC → RECEBEDORA	CONTRATO		F. C (EN. / POT) (%)
	ENERGIA (MWmd)	POTENCIA (MWh/h)	
ELETROSUL → COPEL	222	480	46
FURNAS → CESP	1100	1055	104
CEMIG → FURNAS	141	-	-

Os contratos da COPEL com a ELETROSUL apresentam um fator de carga de 46%, como mostrado na tabela acima. Neste caso, não há necessidade de contrato de potência fora da ponta. A COPEL deve programar-se, na operação a curto prazo, a fim de que o total de energia recebida coincida com o valor do seu contrato de energia.

No caso dos fornecimentos de FURNAS para a CESP, o fator de carga contratual mostra claramente a necessidade de um contrato de potência fora do horário de ponta. Isto é, a energia máxima que a CESP poderia receber com o contrato de potência, seria de $1055 \times 0.9 = 949.5$ MWmd. Todavia, como o seu contrato de energia é de 1100 MWmd, os 150.5 MWmd restantes deverão ser cobertos por um contrato de potência fora de ponta, cujo valor é de $150/0.9 = 167$ MW. É importante ressaltar que a CESP deverá pagar 1055 MW a uma tarifa de ponta, e mais 167 MW, a uma tarifa fora de ponta. Os 1100 MWmd serão faturados pela tarifa de energia.

No último caso, FURNAS não apresenta déficit de potência. Assim, a fim de que o seu contrato de energia possa ser recebido, deve contratar potência fora de ponta, com um valor de $141/0.9 = 157$ MW. Tal como no caso anterior, os 157 MW serão pagos a uma tarifa fora de ponta.

A.3. Referências Bibliográficas

- [1] "Metodologia para o cálculo de disponibilidades e suprimentos de energia e potência no plano de operação para 1991" - Relatório técnico, GCOI/SCEN/GTMC - em edição.
- [2] "Manual de identificação, programação e contabilização dos intercâmbios" - Relatório técnico, GCOI/SCEN/CEPIC - minuta no.2/89
- [3] "Plano de operação de 1990, Sudeste/Sul, volume 1" - Relatório técnico, GCOI/SCEN/GTEN - SE-S - 14/89, nov/89.

APÊNDICE B

INTERCÂMBIOS ENTRE EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS EM ALGUNS PAÍSES DO MUNDO

O processo de trocas de energia e potência entre empresas depende, dentre outros fatores, (i) da estrutura organizacional das empresas, (ii) da proporção mercado/geração de cada empresa e (iii) das características dos sistemas de geração/transmissão. Esses fatores influenciam de forma direta nas relações comerciais entre as empresas, no montante das trocas e nos tipos de intercâmbios a serem estabelecidos.

Um exemplo bastante conhecido da estrutura adotada em muitos países é a *organização em pool*. Os pools podem ser formados por empresas de um mesmo país ou entre países, citando-se como, por exemplo, o *MOKAN* - Missouri-Kansas Power Pool [1], nos Estados Unidos; o *NORDEL* - pool escandinavo composto pela Islandia, Noruega, Finlândia, Dinamarca e Suécia [2]; o *UCPTE* - União para a Coordenação da Produção e Transmissão da Eletricidade - pool europeu, cujos membros são Bélgica, Alemanha, França, Itália, Luxemburgo, Países Baixos, Áustria, Suíça, Espanha, Portugal, Iugoslávia e Grécia [3].

Em geral, a adesão ao pool é voluntária e pressupõe-se que os participantes sejam fisicamente capazes de trocar energia entre si, em condições negociadas bilateralmente. Via de regra os membros se constituem de grandes produtores de energia e/ou empresas que suprem parte de suas necessidades próprias. Assim, empresas tipicamente distribuidoras geralmente não participam como membros, mas como usuários, uma vez que não dispõem de nenhum controle sobre a geração.

Em termos dos intercâmbios propriamente ditos, o procedimento mais comum adotado internacionalmente emprega o princípio do custo marginal, onde o custo de produção¹ das usinas de uma empresa é o fator determinante na definição do seu programa de geração e nos acordos de intercâmbio. Para as usinas térmicas, o custo de produção é basicamente equivalente ao custo do combustível consumido. No caso das usinas hidráulicas, apesar dos custos de produção serem baixos, há o risco de não se dispor da água. Computa-se assim, o *valor da água* que traduz o custo da substituição, no futuro, da geração hidráulica por uma fonte alternativa (ou pelo déficit), mais cara. Dessa forma, em situações de abundância, o valor da água é aproximadamente nulo, enquanto que nos períodos secos pode ser muito alto.

¹ O custo do capital associado à construção da usina é desprezado quando ela está disponível para a operação. Em termos da produção econômica da usina, os únicos custos relevantes são os custos reais de operação associados ao processo de produção propriamente dito.

No caso do NORDEL, o pool trabalha por uma igual distribuição de lucros entre as partes, fazendo com que, para isso, o preço dos intercâmbios seja o valor médio entre os custos marginais do fornecedor e do recebedor. O procedimento geral nesse pool consiste em: (i) cada empresa realiza o planejamento da sua operação e estima o valor do seu custo marginal, dado pela usina mais cara em operação, tornando-o disponível para todos os demais membros; (ii) pela comparação dos diversos custos marginais, estabelecem-se os acordos bilaterais de compra e venda, garantindo assim que apenas as usinas com custos de produção menores serão despachadas. O resultado é a redução do custo total de produção, principal objetivo do pool.

Tais contratos são chamados de "intercâmbios de energia excedente" e referem-se a acordos de curto prazo (em geral hora a hora). Outros tipos de intercâmbios podem existir sob o título de "contratos de longo prazo", cujo preço inclui taxas fixas, etc. Esses contratos são relativos à expansão do sistema e não serão tratados aqui. De acordo com Alfors [4], no sistema escandinavo a maior parte dos valores negociados (tanto em energia como em moeda) concentra-se nos intercâmbios de curto prazo, realizados no "*mercado spot*"².

Essa mesma filosofia estende-se para o sistema americano sob a denominação de "*trocas econômicas*" [5] e para o UCPTÉ com o nome de "*acordos de suprimentos a curto prazo*", também não garantidos. As referências [3] e [5] citam ainda, para esses sistemas, os "*contratos sazonais*" que são acordos temporários de transferência de energia excedente (com duração de alguns meses a alguns anos), porém com uma garantia pré-acordada.

Tal como no NORDEL, os pools americanos e europeu estabelecem contratos de longo prazo, firmes, com validade para mais de cinco anos, destinando-se à expansão do sistema.

Uma outra modalidade de intercâmbio são os chamados "*contratos de reserva*", cuja conotação é semelhante aquela dada pelo GCOI para os contratos de suprimento de potência. Nesse caso, a empresa tem como alternativa à expansão imediata da sua capacidade instalada, um contrato de reserva que permite compensar, durante certo tempo, a insuficiência de reserva, detectada no seu balanço de potência, de acordo com critérios pré-estabelecidos [3].

A influência do sistema de transmissão no processo de contratação verifica-se tanto na questão das limitações das capacidades das linhas (em geral, consideradas pelos critérios) quanto no trânsito propriamente dito. A questão do trânsito refere-se especificamente a situações onde as empresas supridora e fornecedora não são diretamente interligadas, necessitando utilizar a rede de uma ou mais empresas intermediárias.

O sistema americano prevê duas situações possíveis [5]:

² O termo se refere a mercado de pronta entrega, com transações sem compromissos futuros.

- (a) A supridora e a recebedora estabelecem um contrato com a(s) empresa(s) intermediária(s) pelo serviço da transmissão.
Esse acordo pode definir um "caminho contratual" disponível para uma suposta passagem do fluxo de energia como também incluir uma cláusula para reembolso das intermediárias pelo uso de suas instalações e perdas elétricas.
- (b) Todas as empresas envolvidas pertencem a um pool.
Neste caso, é bem possível que existam acordos multilaterais entre as empresas, permitindo o uso dos respectivos sistemas de transmissão sem a necessidades de contratos adicionais. A supridora pode programar o intercâmbio diretamente com a recebedora, de acordo com os procedimentos de segurança, controle e faturamento previstos pelo pool.

O pool europeu, UCPTÉ, trata a questão do trânsito de forma ligeiramente diferente [6]. É possível que seja cobrado ou não um "pedágio" de acordo com a quantidade de energia intercambiada, dependendo totalmente do acordo estabelecido entre as empresas envolvidas. Algumas vezes, por exemplo, o valor do pedágio se constitui em uma retribuição superior ao custo efetivo da transmissão assegurada pela intermediária.

Na Suécia, esse problema tem um enfoque todo especial. Apenas uma empresa - *VATENFALL* (the Swedish State Power Board) tem a concessão de construir e operar o sistema de transmissão de alta tensão (acima de 220 KV). Todas as outras empresas podem obter o direito de utilizar a rede, de acordo com determinadas condições controladas pela *VATENFALL*. Assim, uma determinada empresa injeta energia em um determinado ponto da rede, que é transportada pela *VATENFALL*; essa mesma empresa se encarrega de receber a energia em outro ponto da rede.

Para adquirir os direitos do trânsito, a empresa usuária deve arcar com parte dos custos de transmissão bem como com parte das perdas elétricas. A referência [7] descreve em detalhes todo o processo de uso da rede elétrica de alta tensão na Suécia.

Referências Bibliográficas

- [1] Palermo, P.J.; Casazza J.A.; Lucas J.; Branca F., "Generation planning and transmission systems", CIGRÉ, International Conference on Large High Voltage Electric Systems, 1988 SESSION /37-02
- [2] NORDEL, "NORDEL - Annual Report 1988", Noruega.
- [3] UCPTE, "L'interconnexion internationale de l'UCPTE", Informe técnico publicado pela secretaria do UCPTE/Itália.
- [4] Ålfors, G., "The daily power exchange among the nordic countries", informe técnico extraído do "NORDEL - Annual Report 1980", publicado pela Swedish State Power Board (Vatenfall) - Suécia.
- [5] North American Electric Reliability Council - NERC, "Electricity transfers and reliability", Relatório técnico, out/1989.
- [6] UCPTE, "La cooperazione elettrica in ambito UCPTE attraverso le reti interconnesse", Informe técnico extraído do "Rapporto Annuale 1985-1986", publicado pela secretaria do UCPTE/Alemanha.
- [7] Council for Pooled Operations, "Pooling of electricity production", Informe técnico, maio 1988, publicado pela Swedish State Power Board (Vatenfall) - Suécia.

APÊNDICE C

INTERPRETAÇÃO ECONÔMICA DA FUNÇÃO OBJETIVO

De acordo com a formulação matemática apresentada no item IV.2, o problema PL1 pode ser reescrito matematicamente como:

$$\begin{array}{ll}
 \text{Min} & c.\bar{f} + \sum_{s=1}^{NS} (a.h^s + b.r^s) \cdot p(s) \\
 \text{s/a} & \\
 \text{PROBLEMA} & g^s + T.f^s + Q.h^s + r^s = d \\
 \text{PL1} & g^s \leq \bar{g}^s \\
 & f^s \leq \bar{f} \quad (\pi^s) \\
 & r^s \leq d \\
 & \bar{f}, g^s, f^s, h^s, r^s \geq 0
 \end{array}$$

onde,

π^s - vetor dos multiplicadores de lagrange associados à restrição de limite superior para intercâmbios normais (dimensão NC).

Reescrevendo PL1 em termos das variáveis de contrato, tem-se:

$$\text{Min}_{\bar{f} \geq 0} c.\bar{f} + \{ \text{Min} (a. \sum_{s=1}^{NS} h^s(\bar{f}).p(s) + b. \sum_{s=1}^{NS} r^s.p(s) \mid \text{s.a. conjunto de restrições de PL1}) \} \quad (\text{C.1})$$

A expressão acima representa uma decomposição do problema original em dois estágios: para um dado valor de contrato \bar{f} (estágio I), obtém-se os valores ótimos de adicionais e déficits, h^{s*} e r^{s*} (estágio II), bem como suas sensibilidades com relação ao valor de \bar{f} , $h^{s*}(\bar{f})$ e $r^{s*}(\bar{f})$. Calcula-se, então, um novo valor de contrato, resolvendo-se o seguinte problema mestre:

$$\text{Min}_{\bar{f} \geq 0} c.\bar{f} + \{ \text{Min} (a. \sum_{s=1}^{NS} h^{s*}(\bar{f}).p(s) + b. \sum_{s=1}^{NS} r^{s*}(\bar{f}).p(s) \} \quad (\text{C.2})$$

Observe-se que, na expressão (C.2), r^{s*} independe de \bar{f} . Isto porque, desde que a penalidade do déficit seja mantida maior que as demais tarifas (para que não se decida pelo déficit ao invés de compra de contrato ou adicional), o déficit total no sistema (uma vez que ele exista) será sempre o mesmo, não importando quais os valores contratuais praticados entre as empresas. Assim,

$$b \cdot r^s = b \cdot (d - \bar{g}^s) \quad (C.3)$$

onde \bar{g}^s representa o vetor de *capacidades máximas de geração*.

Pode-se mostrar então que, uma condição necessária para que \bar{f} seja solução ótima (local) de (C.2) é:

$$\frac{\partial}{\partial \bar{f}_j} \left(\sum_{j=1}^{NC} c_j \bar{f}_j + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{k=1}^{NA} a_k \cdot h_k^{s*}(\bar{f}) \cdot p(s) \right) = 0 \quad j = 1, \dots, NC \quad (C.4)$$

ou seja,

$$c_j + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{k=1}^{NA} a_k \cdot \frac{\partial h_k^{s*}(\bar{f})}{\partial \bar{f}_j} \cdot p(s) = 0 \quad j = 1, \dots, NC \quad (C.5)$$

A sensibilidade de h_k^{s*} com relação à variação de um particular contrato \bar{f}_j , para um dado estado "s" qualquer (estágio II), é tal que:

a) Se o fluxo normal for inferior ao contrato ($f_j^s < \bar{f}_j$), a derivada de todos os fluxos adicionais com relação a este contrato é nula, pois a restrição está folgada, ou seja,

$$\frac{\partial h_k^{s*}}{\partial \bar{f}_j} = 0 \quad , \quad \forall k = 1, \dots, NA \quad \text{se } f_j^s < \bar{f}_j$$

b) Se o contrato estiver saturado ($f_j^s = \bar{f}_j$) e existir pelo menos um contrato de fornecimento adicional para a empresa contratante, a derivada do fluxo adicional com relação ao contrato é -1 pois cada unidade de fluxo normal economiza uma unidade de fluxo adicional. Assim,

$$\exists m \text{ tal que } \frac{\partial h_m^{s^*}}{\partial \bar{f}_j} = -1 \quad \text{se } f_j^s = \bar{f}_j$$

$$\frac{\partial h_k^{s^*}}{\partial \bar{f}_j} = 0 \quad , \quad \forall k \neq m$$

$$\text{Seja } -\phi_j(s) = \sum_{k=1}^{NS} \frac{\partial h_k^{s^*}}{\partial \bar{f}_j}(\bar{f})$$

Pelo exposto acima,

$$\phi_j(s) = \begin{cases} 0 & \text{se } f_j^s < \bar{f}_j \\ 1 & \text{se } f_j^s = \bar{f}_j \end{cases}$$

A função $\phi(s)$ pode ser interpretada como uma função que indica se, para o estado s do sistema, a empresa contratante no arco j (suponha que o arco j refira-se a um arco de contrato $l \rightarrow i$, isto é, da empresa l para a empresa i), compra ou não adicional.

Vale observar que o valor esperado desta função,

$$\bar{\phi}_j = \sum_{s=1}^{NS} \phi_j(s) \cdot p(s)$$

representa a probabilidade da violação do arco de contrato j , ou em outras palavras, da empresa i comprar adicional.

Supondo-se as tarifas de contrato e adicional equalizadas para as respectivas redes ($c_j = c$; $a_k = a$), a partir da equação C.5 tem-se que:

$$c + a(-\bar{\phi}_j) = 0 \quad \therefore \quad \bar{\phi}_j = c/a \quad j \in I_{NC} \quad (C.6)$$

Pode-se, então, afirmar que, na solução ótima, a probabilidade de violação de todos os arcos de contrato ($\bar{\phi}_j$) é a mesma e igual a c/a , isto é:

$$\bar{\Phi}_1 = \bar{\Phi}_2 = \dots = \bar{\Phi}_{NC} = c/a$$

Em outras palavras, isto quer dizer que o método de alocação direta de contratos, além de minimizar o custo total de contratação do pool, garante a seguinte propriedade: a probabilidade de cada empresa comprar adicional é equalizada em um valor igual à razão entre as tarifas de contrato e de adicional fixados pelo pool.