

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

MODELAGEM DE USINAS REVERSÍVEIS E INTERCÂMBIOS
PROBABILÍSTICOS DE POTÊNCIA EM UM MODELO ESTO
CÁSTICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA A UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA.

Carlos Noboru Sasano

Abril de 1983

MODELAGEM DE USINAS REVERSÍVEIS E INTERCÂMBIOS
 PROBABILÍSTICOS DE POTÊNCIA EM UM MODELO ES
 TOCÁSTICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Carlos Noboru Sasano

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM
 CIÊNCIAS - ESPECIALIDADE ENGENHARIA ELÉTRICA E APROVADA EM SUA
 FORMA FINAL PELO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO.



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.

Orientador



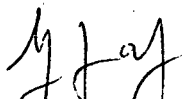
Prof. Augusto Humberto Bruciapaglia, Dr. Ing.

Coordenador do Curso de Pós-Graduação em
 Engenharia Elétrica

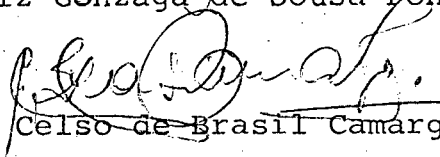
APRESENTADA PERANTE A BANCA EXAMINADORA COMPOSTA DOS PROFESSORES



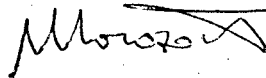
Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.



Prof. Luiz Gonzaga de Sousa Fonseca, D.Sc.



Prof. C. Celso de Brasil Camargo, M.Sc.



Prof. Marciano Morozowski Filho, M.Sc.



Profa. Helena Flávia Naspolini Coelho, M.Sc.

À meus pais e irmãos.

À família Werlich

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Hans Helmut Zörn, pela inestimável ajuda prestada na orientação deste trabalho.

A todos os meus colegas, que colaboraram com incentivo e sugestões para tornar possível a realização deste trabalho e, em particular aos professores Jorge Coelho e Helena Flávia Napolini Coelho.

A Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", a Universidade Federal de Santa Catarina e a CAPES pelo apoio técnico-financeiro.

A ELETROSUL pelo fornecimento de dados do Sistema de Potência.

A Iara Torquato Dutra pela datilografia e Rogério Eugênio Schmitt pelos desenhos.

Í N D I C E

RESUMO	1
ABSTRACT	2
CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO	3
CAPÍTULO II - MODELO ESTOCÁSTICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ...	8
2.1 - Introdução	8
2.2 - Modelo Estocástico de Produção de Energia	8
2.2.1 - Representação das Funções Distribuição de Probabilidade da Demanda e Funções Densidade .	9
2.2.2 - Representação da Função de Potência das Unidades Geradoras	10
2.2.3 - Modelo de Utilização de Unidades Térmicas e do Custo Esperado de Produção de Energia..	13
2.2.4 - Representação da Função Disponibilidade de Potência das Unidades Geradoras sujeitas à Restrições de Potência e Energia Primária	18
CAPÍTULO III - MODELAGEM DA OPERAÇÃO DA USINA REVERSÍVEL ..	26
3.1 - Introdução	26
3.2 - Operação da Usina Reversível	26
3.3 - Potências e Energias Envolvidas na Usina Reversível	34
3.4 - Posicionamento da Usina Reversível na Pilha de Carregamento	35

CAPÍTULO IV - MODELAGEM DE INTERCÂMBIOS PROBABILÍSTICOS DE POTÊNCIA E ENERGIA	37
4.1 - Introdução	37
4.2 - Vendas de Energias na Ponta	38
4.3 - Vendas de Energias na Base	40
4.4 - Compras de Energias na Ponta	42
4.5 - Compras de Energias na Base	44
4.6 - Distribuição de Energia em um Intercâmbio Probabilístico de Potência e Energia	46
 CAPÍTULO V - ESTUDO DAS SOLUÇÕES DO MODELO ESTOCÁSTICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	 48
5.1 - Introdução	48
5.2 - Configuração do Sistema Hidrotérmico ..	48
5.3 - Estudo de Sensibilidade dos Parâmetros do Sistema	49
5.3.1 - Sensibilidade a variações da demanda	49
5.3.2 - Sensibilidade a variações de disponibilidade das Unidades Geradoras Térmicas e Intercâmbio ..	63
5.3.3 - Sensibilidade a Variações de Disponibilidade das Unidades Geradoras Hidráulicas Convencionais e Unidade Reversível	70
 CAPÍTULO VI - CONCLUSÃO	 78
APÊNDICE - DADOS DO SISTEMA DE POTÊNCIA	80
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	86

R E S U M O

Este trabalho visa uma melhor utilização dos recursos disponíveis de um sistema hidrotérmico, empregando operação de usinas reversíveis e intercâmbios probabilísticos de potência em um modelo estocástico de produção de energia elétrica, satisfazendo as restrições probabilísticas de energia primária e potência.

Adota-se como técnica da modelagem da operação de usinas reversíveis e intercâmbios probabilísticos de potência, a técnica da avaliação da probabilidade de atendimento da demanda e custo de produção, onde basicamente a função densidade de disponibilidade é convolvida com a curva de duração equivalente de demanda, respeitando os limites de energia e potência.

O modelo resultante utiliza-se apenas de funções de distribuição e/ou densidade de probabilidade, e mostra-se adequado para simular condições de operação em estudo de planejamento de operação e estudo de expansão de sistemas de potência.

A B S T R A C T

This work attempts to improve the usage of the available production resources of a hydro-thermal power system by including the operation of pumped storage hydro plants and probabilistic power exchanges in a stochastic energy production model which considers random primary energy and power constraints.

The modeling technique of the operation of pumped-storage plants and probabilistic exchanges evaluates the loss of load probability and production cost by basically convolving the unit availability density functions with the equivalent load duration curve, complying with energy and power constraints.

The resulting model uses only probability distribution and/or density functions and demonstrates its capability of simulating operation conditions in operation planning and power system expansion studies.

C A P Í T U L O I

INTRODUÇÃO

A grande preocupação dos responsáveis pelos sistemas de geração e transporte de energia elétrica em melhorar constantemente os padrões de qualidade e continuidade da energia fornecida, tem se evidenciado em muitos artigos publicados nesta área.

Com o contínuo crescimento da demanda dos sistemas e o esgotamento ou encarecimento de recursos naturais aproveitáveis para conversão de energia, observa-se uma intensa procura pela racionalização do uso dos recursos disponíveis. Neste trabalho analisam-se duas soluções que visam melhor utilizar o parque de geração hidrotérmico existente, notadamente a adição de usinas reversíveis e a utilização de intercâmbios probabilísticos nas interligações de sistemas. Ambas as formas caracterizam transferência de energia, podendo ser consideradas como formas de armazenamento da mesma.

As usinas hidrelétricas a fio d'água e as usinas termoelétricas seriam aproveitadas da melhor maneira e com maior rendimento se pudessem trabalhar, dia e noite com a potência constante em vez de reduzir a potência durante horas de pequena demanda. A energia elétrica que deixa de ser gerada nestas horas seria aproveitada pelas usinas reversíveis para bombear água para reservatórios superiores, de onde retorna, durante os

períodos de grande demanda, impelindo as turbinas. Tanto a fase de bombeamento, quanto a fase de geração, estão sujeitas a saídas forçadas do equipamento envolvido, podendo-se dar um tratamento probabilístico ao problema.

A interligação entre sistemas de potência, além de permitir uma operação mais confiável, faculta a operação dos sistemas com menor capacidade instalada e a um custo de produção mais baixo. Muitas vezes os intercâmbios programados não são constantes ao longo do dia, podendo haver variações de acordo com a demanda. Neste trabalho procura-se analisar os intercâmbios variáveis entre sistemas, limitados em potência e energia, de acordo com distribuições probabilísticas. Para um dado sistema (área) esses intercâmbios podem ocorrer sob a forma de compras de ponta, compras de base, vendas de ponta e vendas de base.

A limitação de energia primária e de potência nas unidades geradoras, devem ser observadas para conduzir a um planejamento de operação viável em um sistema de potência.

Para sistemas de geração predominantemente hidráulicos, ou sistemas térmicos sujeitos a estoques limitados de combustível e/ou a contratos de aquisição de combustível, a limitação de energia é imprescindível. Esta limitação foi incluída em um modelo estocástico do sistema de potência para planejamento de geração a médio e curto prazo por H. Coelho¹ como uma extensão do trabalho inicialmente desenvolvido por Slater³.

Esta dissertação se propõe estender mais este modelo estocástico de produção de energia elétrica, incluindo operação de usinas reversíveis e intercâmbios probabilísticos de

potência.

Na modelagem da operação de usinas reversíveis, consideram-se as potências de bombeamento e de geração das unidades com suas respectivas taxas de falhas. Através destas potências tem-se a função distribuição de disponibilidade de potência das unidades. A função distribuição de energia armazenada, a restrição do reservatório e os rendimentos da instalação da usina reversível também são considerados. Nesta modelagem, utiliza-se uma técnica analítica de avaliação de confiabilidade de geração, onde a função densidade de disponibilidade de capacidade da unidade é convolvida com a curva de demanda. Através desta técnica calcula-se a duração de demanda não atendida e custo esperado de produção de energia elétrica. O custo de produção de energia elétrica é um dos objetivos dos estudos desta área, mas com tratamento de diferentes aspectos⁶⁻¹⁰. Para o cálculo do mesmo basicamente utilizam os mesmos conceitos do método da energia esperada não atendida para avaliação da confiabilidade da capacidade de geração.

Na modelagem de intercâmbios probabilísticos de potência, as formas de intercâmbios aqui estudadas preveem restrições de potência através de limites de capacidade de transmissão, a disponibilidade dessa capacidade, bem como as energias a serem intercambiadas através de distribuição probabilísticas. Estas energias são estabelecidas a partir de estudos energéticos preliminares entre os subsistemas envolvidos. Nesta modelagem também utiliza-se uma técnica analítica de avaliação de confiabilidade, em que a função densidade de disponibilidade de capacidade dos intercâmbios é convolvida com a cur

va de duração da demanda, para o cálculo da duração da demanda não atendida e o custo esperado de produção de energia elétrica. Muitos autores¹¹⁻¹⁷ têm-se preocupado com interligações entre sistemas o que levou a um painel de discussões da aplicação de métodos probabilísticos para avaliação da confiabilidade¹²⁻¹³, e também aplicações de outros métodos como por exemplo expansão de Gram-Charlier¹¹, variáveis randômicas¹⁴ e aspectos determinísticos¹⁵. As referências [16] e [17] utilizam basicamente, os mesmos conceitos do método de energia esperada não atendida para avaliação da confiabilidade da capacidade de geração.

O método utilizado neste trabalho para o cálculo da energia esperada fornecida pela unidade e custo de produção foi desenvolvido por Slater³, baseado no trabalho de Booth¹⁸ e Balériaux et al⁹, por ser um dos métodos mais completos e exatos disponíveis na atualidade.

No capítulo II, mostra-se o modelo para avaliação da confiabilidade e custo de geração considerando-se restrições de energia e de potência primária.

No capítulo III, estabelece-se a modelagem da operação da usina reversível, considerando-se restrições de energia e de potência.

No capítulo IV, estudam-se alguns casos de intercâmbios probabilísticos, em que é estabelecida a energia de intercâmbio, seja através de um valor determinístico, seja através de uma dada distribuição probabilística. A energia é então intercambiada através de linhas de interligação com limitação de potência e sujeitas a saídas forçadas.

Quatro situações específicas são estudadas:

- a) Vendas de energia de ponta
- b) Vendas de energia de base
- c) Compras de energia de ponta
- d) Compras de energia de base

Estas situações de intercâmbios são particularmente interessantes em sistemas hidro-térmicos interligados que apresentem, ora deficiência energética, ora deficiência de potência de ponta, condições resultantes muitas vezes de ciclos hidrológicos adversos e opostos.

No capítulo V faz-se um estudo das soluções do modelo estocástico de produção de energia elétrica, aplicado a um sistema real, abrangendo o estudo de sensibilidade dos parâmetros do sistema a variação de demanda, estudo de sensibilidade dos resultados do sistema a variações da disponibilidade das unidades térmicas em conjunto com intercâmbio, a variações da disponibilidade das unidades hidrelétricas convencionais em conjunto com a unidade reversível, e a variações nas restrições de energia das unidades hidrelétricas convencionais e unidade reversível.

No capítulo VI, são apresentadas as conclusões, comentários e sugestões para futuros trabalhos.

Finalmente, como Apêndice apresenta-se os dados do sistema em estudo, baseado no sistema sul brasileiro.

C A P Í T U L O I I

MODELO ESTOCÁSTICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

2.1. Introdução

Este capítulo apresenta sucintamente o modelo de "Avaliação da Confiabilidade e Custo de Geração de um Sistema de Potência com Imposição de Restrições de Potência e Energia"¹ sobre o qual se desenvolveu o presente trabalho. Algumas simplificações são indicadas para atender aos vários graus de complexidade da formulação dos problemas² dos modelos de demanda estocástica, da geração térmica e do custo de geração de energia elétrica.

2.2. Modelo Estocástico de Produção de Energia

A aleatoriedade da potência de demanda e a aleatoriedade de disponibilidade de potência de geração fizeram com que em planejamento da produção de geração a longo e médio prazo, se procurasse utilizar um modelo estocástico para o sistema de potência.

Neste trabalho o modelo estocástico de produção de energia tem a propriedade de avaliar a energia esperada não atendida e o custo de produção de energia de cada unidade gera

dora, com restrições de potência e energia.

O algoritmo do custo de produção foi desenvolvido por Slater³ e sua extensão para atender as restrições de energia primária em sistema hidrelétricos, ou sistemas térmicos com recursos escassos de combustível, por H. Coelho¹.

2.2.1. Representação das funções Distribuição de Probabilidade da Demanda e Funções Densidade.

A função distribuição de demanda $G_d(P_d)$ é definida pela probabilidade¹:

$$G_d(P_{d_k}) = P(P_d > P_{d_k}), \quad (2.1)$$

ou seja, é a probabilidade de que a variável aleatória de potência de demanda, P_d , seja maior que a potência de demanda ao nível k , P_{d_k} .

A função densidade de probabilidade de demanda $F_d(P_d)$, é igual à derivada negativa da função distribuição de demanda. Ambas as funções $G_d(P_d)$ e $F_d(P_d)$ são variáveis discretas, pois as demandas na prática são planejadas numa base horária.

Para representar a função distribuição de demanda discretizada $G_d^*(P_d)$ (Fig. 2-1) é conveniente uma conversão para passos constantes de potência ΔP . Deste modo, quanto menor o passo ΔP , maior será o número de passos e por conseguinte, maior o tempo computacional. Havendo um compromisso

entre tempo e exatidão computacional, o número de passos necessita ser convenientemente determinado¹. A representação da função densidade de demanda discretizada $F_d^*(P_d)$, torna-se um trem de impulsos (Fig. 2-2).

Através da técnica da convolução entre a função densidade de demanda discretizada do sistema e a função densidade de disponibilidade discretizada de potência pode-se calcular a energia esperada não atendida e o custo da operação para atender a demanda.

2.2.2. Representação da função de Potência das Unidades Geradoras

O modelo a dois estados da função distribuição de disponibilidade e de sua função densidade, (Fig. 2-3 e 2-4), presta-se principalmente à representação de unidades geradoras hidrelétricas e unidades térmicas que operam em base. Contudo, para grandes unidades térmicas que possuem vários estados de potência de saída, um modelo mais completo é desejado. As figuras (2-5) e (2-6) representam a função distribuição de disponibilidade de potência e sua densidade, respectivamente, versus múltiplos estados de funcionamento.

A função distribuição de disponibilidade de potência da unidade de geração é definida, analogamente a $G_d(P_d)$, como¹:

$$G_u(P_{u_k}) = P(P_u > P_{u_k}) \quad (2.2)$$

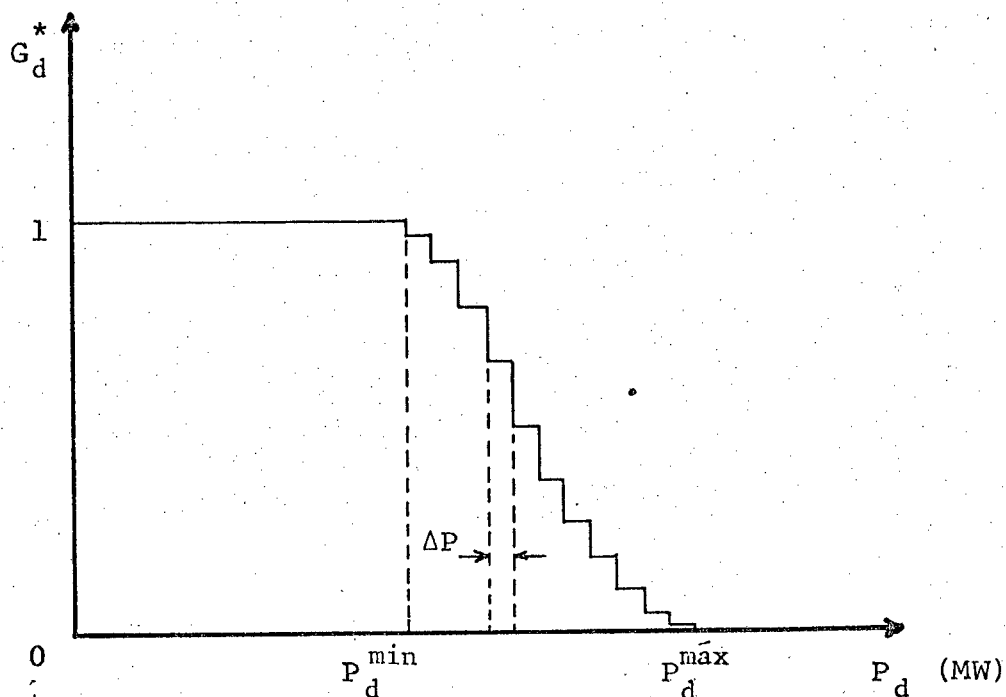


FIGURA 2-1 - Função discreta de distribuição de demanda.

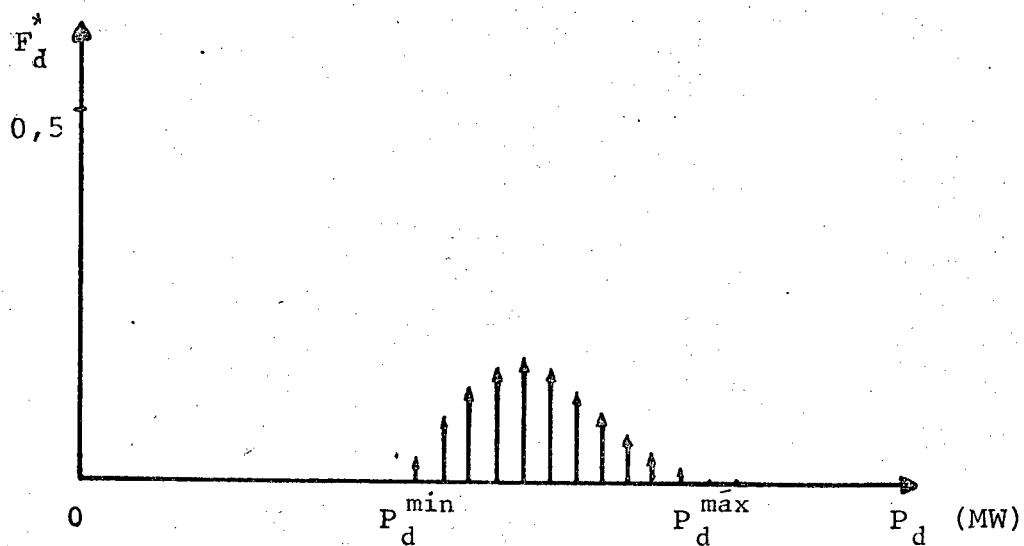


FIGURA 2-2 - Função discreta de densidade de demanda.

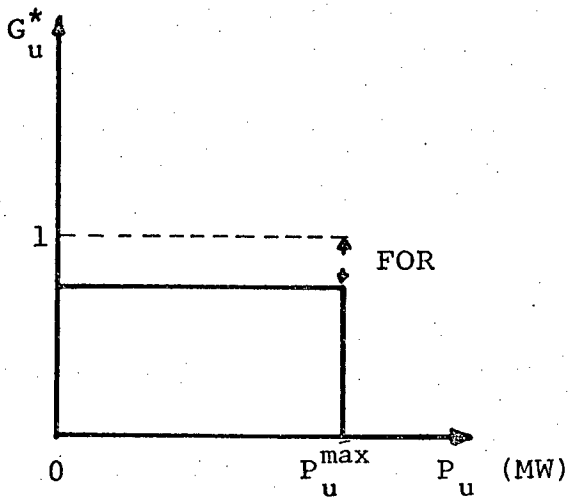


FIGURA 2-3-- Função distribuição de disponibilidade da unidade (um estado de funcionamento).

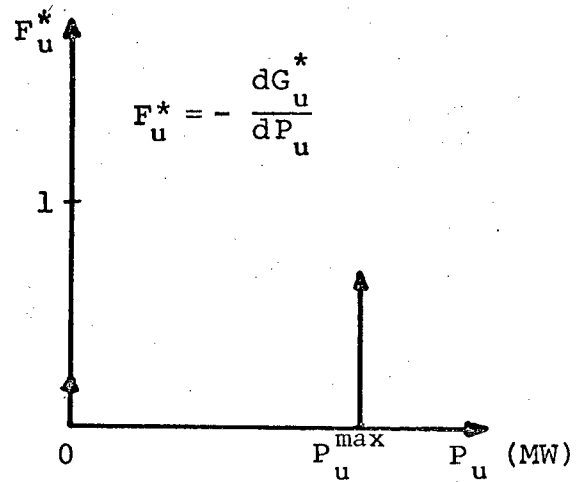


FIGURA 2-4-- Função densidade de disponibilidade da unidade (um estado de funcionamento).

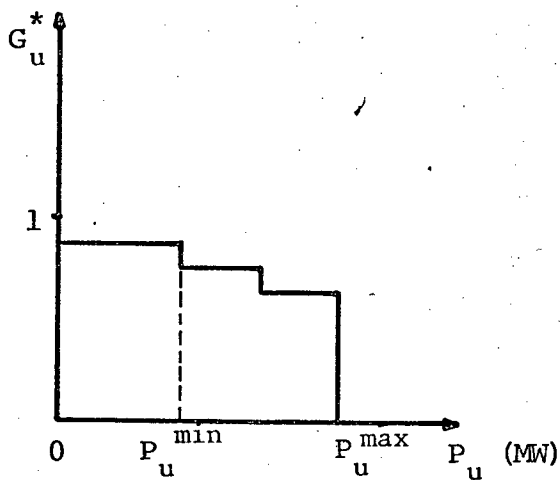


FIGURA 2-5-- Função distribuição de disponibilidade da unidade (múltiplos estados de funcionamento).

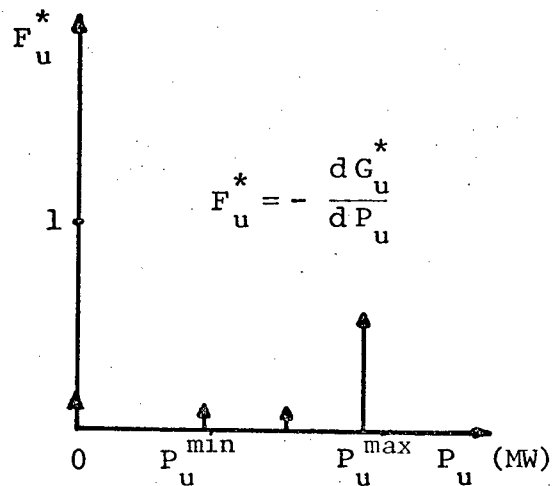


FIGURA 2-6-- Função densidade de disponibilidade da unidade (múltiplos estados de funcionamento).

Onde P_u é a variável aleatória potência de saída da unidade de geração e P_{u_k} é a potência de saída da unidade no nível k .

Assim a disponibilidade da unidade é representada por sua capacidade de estar operando e de suprir potência maior do que P_{u_k} .

2.2.3. Modelo de Utilização de Unidades Térmicas e do Custo Esperado de Produção de Energia.

Utiliza-se a convolução entre a função densidade de disponibilidade de potência das várias unidades geradoras e a função densidade de demanda para se obter a participação de cada unidade e o custo de geração para atender esta demanda.

Nota-se na Fig. (2-7) a forma das funções de distribuição de probabilidade de demanda, de demanda modificada e demanda não atendida. Nesta figura G_{dna} representa a função distribuição de probabilidade de demanda não atendida, após o carregamento de todas as unidades geradoras, e G_d é a função distribuição de probabilidade de demanda. G_{dm} é a função distribuição de probabilidade de demanda modificada, que corresponde à função G_{dna} deslocada à direita de valor correspondente à capacidade nominal de geração disponível $-P_g^{max}$. Devido à possibilidade de ocorrência de saídas forçadas das unidades, ocorre ainda uma probabilidade de não atendimento da demanda. Apesar da capacidade nominal de geração disponível ser suficiente para atender a demanda.

A minimização do custo esperado de produção de energia baseia-se na participação das unidades térmicas para

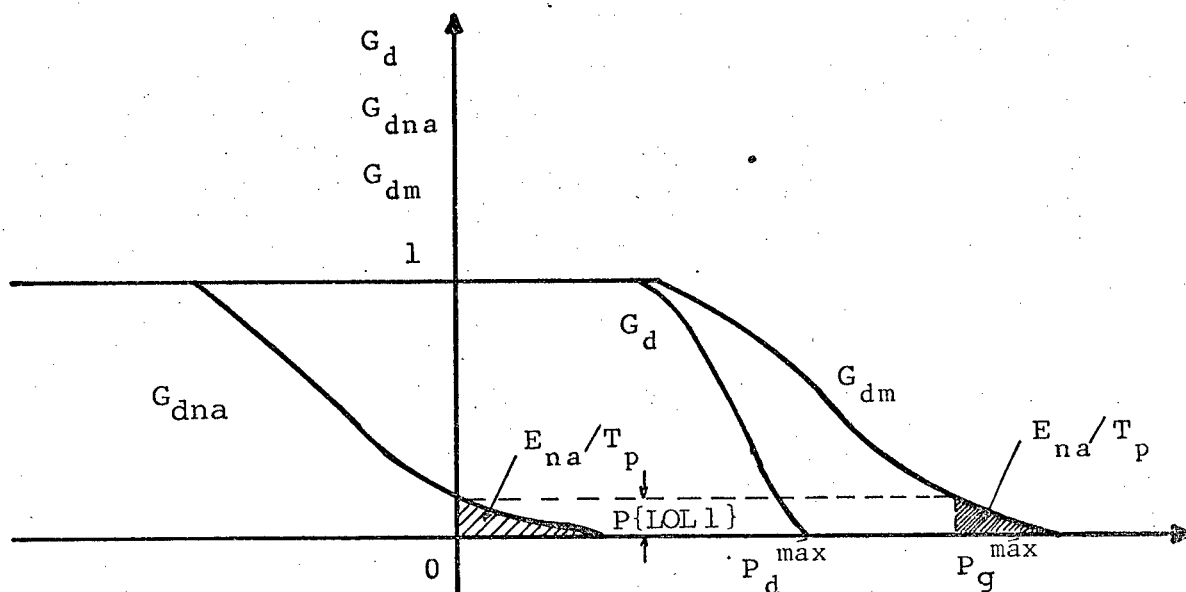


FIGURA 2-7 - Funções distribuição de probabilidade de demanda (G_d), demanda não atendida (G_{dna}) e demanda modificada (G_{dm}).

P_d^{\max} - Demanda de pico (MW).

P_g^{\max} - Capacidade nominal de geração disponível (MW).

$P\{LOL_1\}$ - Probabilidade de perda de carga.

E_{na}/T_p - Energia não atendida (MW-período).

T_p - Tempo por período (h/período).

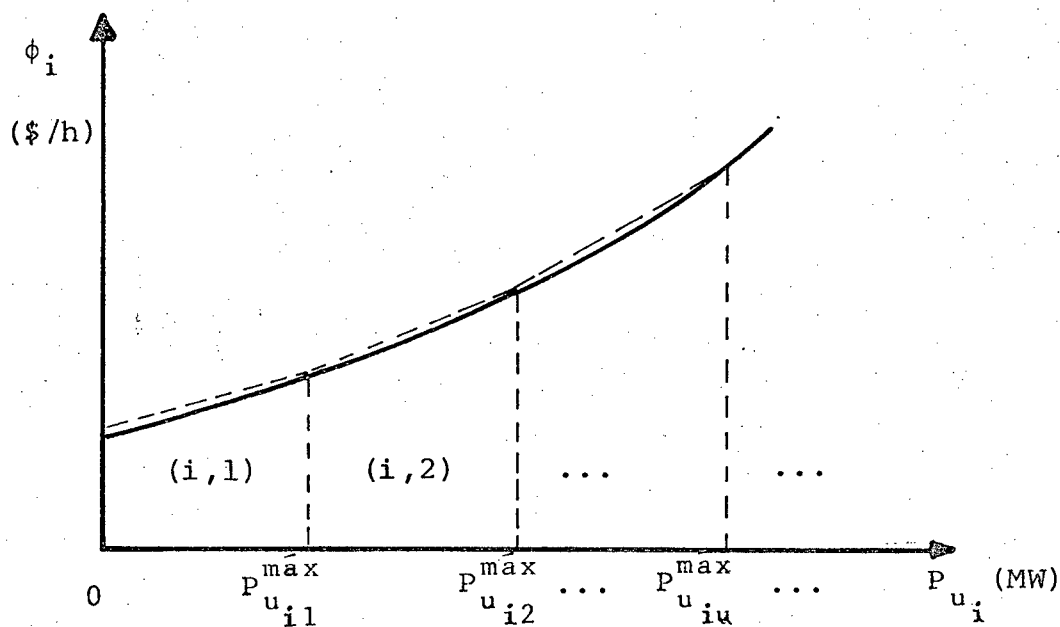


FIGURA 2-8 - Característica de produção.
Entrada-saída da unidade I.

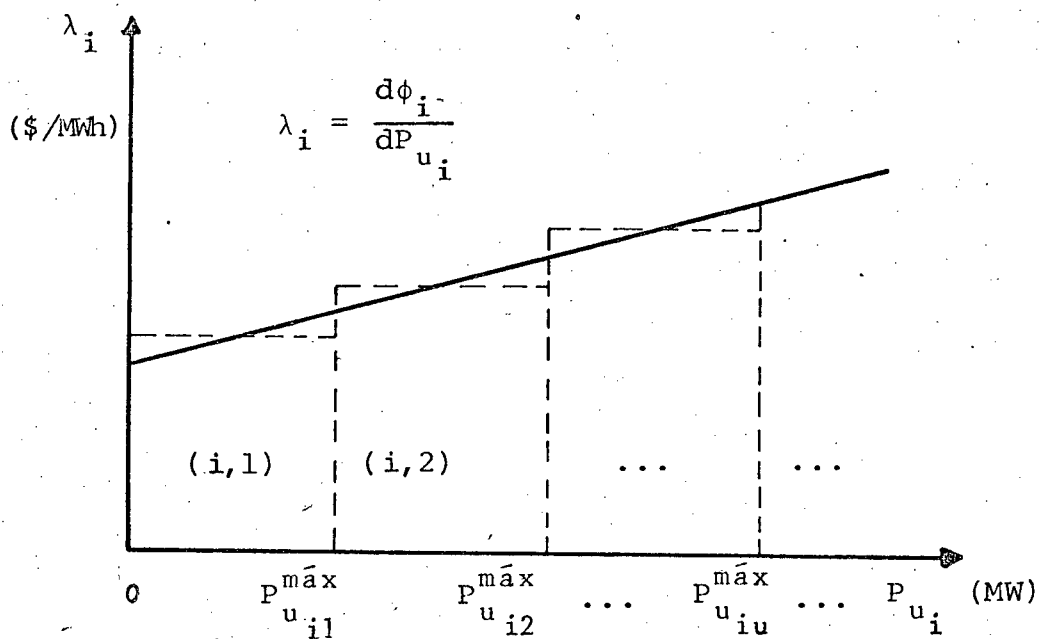


FIGURA 2-9 - Curva do custo incremental de produção
para a unidade i.

atender a demanda e no custo das compras de energia que o sistema não é capaz de suprir. A contribuição de cada unidade carregada, térmica ou hidráulica, é a diferença entre a energia não atendida antes e após o carregamento desta unidade.

A característica não linear de custo de produção versus potência P_{u_i} , Fig. (2-8) é utilizada em vários modelos de produção de energia, inclusive o adotado neste trabalho.

Considerando vários estágios de disponibilidade para as usinas geradoras versus o custo de produção incremental tem-se a Fig. (2-9).

O esforço computacional, como era de se esperar, é proporcional ao número de estágios de disponibilidade, associados aos vários segmentos de potência. Devido ao pequeno porte das unidades geradoras térmicas envolvidas no exemplo ilustrativo apresentado no capítulo V, adotou-se modelo a dois segmentos, reduzindo assim o tempo computacional.

O custo incremental médio de cada segmento define uma ordem econômica de carregamento. Esta ordem pode ser influenciada por várias outras considerações tais como estabilidade, capacidade de transmissão e custo de paradas das unidades.

Esse custo incremental λ , constante para o segmento de potência, pode ser aproximado por:

$$\lambda(i,j) = \frac{\phi_i(P_u(i,j)) - \phi_i(P_u(i,j)^{\min})}{P_u(i,j) - P_u(i,j)^{\min}} \quad (2.3)$$

ou seja, a razão do incremento de custo para um incremento de potência, entre dada potência e a mínima potência do segmento (mínima carga do gerador).

Já que as disponibilidades dos vários segmentos de potência de uma mesma unidade não são estatisticamente independentes, pois uma falha pode afetar a unidade inteira, ou parte dela, podendo abranger mais do que um segmento, o carregamento de qualquer segmento além do primeiro requer maiores detalhes. O primeiro segmento é carregado convolvendo da maneira usual a distribuição de demanda não atendida com a densidade de disponibilidade do segmento. A operação com os segmentos posteriores necessita da deconvolução de todos os segmentos anteriores pertencentes a mesma unidade, devendo ser agregados neste momento e são então carregados através da operação de convolução. A energia esperada para o segundo segmento, por exemplo, é igual à diferença da energia esperada não suprida antes da adição deste segmento e a energia esperada não suprida após sua introdução.

A determinação do custo esperado de produção de energia produzida pelo segmento (i,j) pode ser feita, com boa aproximação, pelo produto do custo incremental médio do segmento e a energia esperada produzida pelo segmento (i,j) .

$$C(i,j) \cong \lambda'(i,j) \cdot E(i,j) \quad (2.4)$$

A soma dos custos de produção de energia de cada segmento pertencente à unidade mais o custo de introdução da unidade $\phi_i(0)$ fornecem o custo total de produção de energia de cada unidade

geradora.

$$C(i) = \phi_i(0) + \sum_{j=1}^{j_{\max}} C(i,j), \quad (2.5)$$

o custo total de produção de um certo período é igual à soma dos custos de cada unidade introduzida no sistema neste período, adicionado do custo das compras de energia de emergência que o sistema vier a contratar por não ser capaz de atender:

$$C_t = \lambda_{\text{compra}} \cdot E_{na} + \sum_{i=1}^{i_{\max}} C(i), \quad (2.6)$$

onde λ_{compra} é o custo médio incremental de compras (\$/MWh).

É necessário lembrar que o custo de produção de energia é uma função não linear da demanda, pois tanto o custo incremental quanto a energia dependem da mesma. Note-se também que as curvas de carga variam do dia típico aos dias de fim-de-semana. Deve-se portanto computar seus custos de produção isoladamente e combiná-los posteriormente para fornecer o custo total esperado de energia para o período em análise.

2.2.4. Representação da Função Disponibilidade de Potência das Unidades Geradoras sujeitas à Restrições de Potência e Energia Primária.

Entre as usinas hidrelétricas, umas possuem maior dependência ao influxo do rio que outras. As primeiras são as

usinas a fio d'agua, as quais não podem armazenar o influxo até o próximo pico de demanda diário. Conseqüentemente estão sujeitas a limitação de potência primária. As demais são as usinas de reservatório que estão sujeitas a limitações de energia armazenada.

Para as usinas com limitação de potência primária, a função distribuição de disponibilidade de potência deve levar em conta tanto a função distribuição de disponibilidade da afluência como a de potência das unidades geradoras.

Desse modo¹:

$$P_{us_i} = \min(P_{a_i}, P_{tu_i}), \quad (2.7)$$

onde:

P_{us_i} - Potência disponível resultante da usina i .

P_{a_i} - Potência correspondente à afluência para a usina i .

P_{tu_i} - Potência disponível do conjunto de unidades da usina i .

A função distribuição de probabilidade de P_{us_i} é obtida através de¹:

$$G_{us_i}(P) = G_{a_i}(P) \cdot G_{tu_i}(P), \quad (2.8)$$

onde $G.(P)$ são funções de distribuição monotonamente decrescentes de disponibilidade das potências acima e que são estatisticamente independentes.

Também as funções G_{a_i} e G_{tu_i} devem ser discretizadas em passos de potência envolvidas na formulação do problema. A partir deste momento, a função distribuição de probabilidade da usina a fio d'água está definida e esta pode ser tratada de modo análogo às usinas térmicas.

Usinas com restrição de energia não podem operar continuamente à plena potência disponível, devendo-se utilizar esta energia do melhor modo possível, tal como o "Corte da Ponta de Demanda (Peak Shaving)". Para tal deve-se estabelecer uma ordem de carregamento destas unidades.

H. Coelho⁵ utilizou o índice $K(i,j)$, definido como:

$$K(i,j) = \frac{E(i,j)}{P(i,j)}, \quad (2.9)$$

onde:

$E(i,j)$ - Valor esperado de energia disponível no reservatório correspondente à usina i , durante o período j .

$P(i,j)$ - Potência nominal disponível, correspondente à usina i , durante o período j .

Quanto menor o índice $K(i,j)$, tanto menor é a autonomia da usina, conseqüentemente deverá atender mais a ponta

ta de demanda do sistema.

Com este índice definido tem-se estabelecido um critério de prioridades para atender a demanda, ou seja, uma ordem de carregamento das usinas. Primeiro são carregadas as usinas que não podem ou não devem parar. Neste grupo encontram-se as usinas a fio d'água e térmicas operando em potência mínima. A seguir as usinas com reservatório são carregadas de acordo com o índice $K(i,j)$, como descrito anteriormente. Finalmente vem os demais segmentos de térmicas, em ordem crescente de seus custos incrementais.

Assim as usinas com armazenamento limitado de regulação semanal, mensal ou anual são introduzidas como usinas de ponta na citada ordem ou pilha de carregamento de usinas, a fim de atender a demanda.

O corte do pico da potência de demanda, conforme mostra a Fig. (2-10) é iniciado realizando a convolução subtrativa entre a função distribuição de demanda original, G_{do} , e a função distribuição de disponibilidade da usina, como se não houvesse limitações para a unidade ou usina introduzida. A função distribuição de demanda modificada obtida, G_{dmp} , considera somente a disponibilidade da usina. Toda a energia disponível da unidade é utilizada para produzir a ponta ao máximo. Desse modo, a área entre a curva da distribuição de demanda original G_{do} e a curva de demanda modificada G_{dmp} , é calculada para cada valor de demanda, começando pela ponta, até que se esgote a energia disponível da usina.

Surge assim a função distribuição de demanda

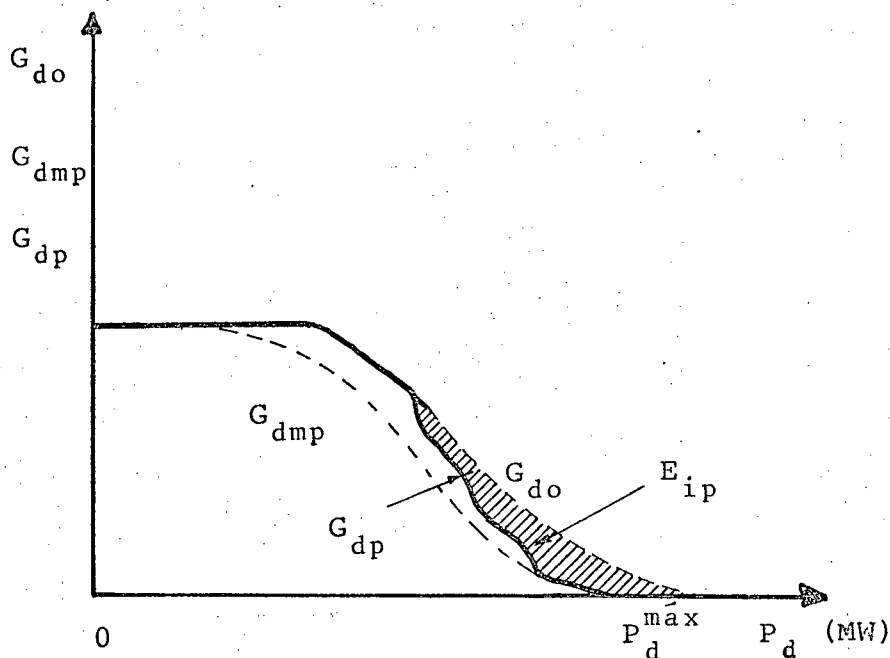


FIGURA 2-10 - Curva de distribuição de demanda original (G_{do}), de demanda modificada (G_{dmp}) e de demanda após corte do pico (G_{dp}).

G_{do} = Curva de demanda original.

G_{dmp} = Curva de demanda modificada.

G_{dp} = Curva de demanda não suprida após o corte de pico.

E_{ip} = Valor esperado de energia produzida pela usina i quando introduzida em ponta.

G_{dp} , Fig. (2-10), que é calculada após a introdução de cada usina em ponta, de acordo com^{1,4}:

$$G_{dp}(P_d) = (G_{dmp}(P_d) \cdot P(E(P_d))) + G_{do}(P_d) \cdot (1 - P(E(P_d))), \quad (2.10)$$

onde:

$G_{dp}(P_d)$ - É o valor de probabilidade da função distribuição de demanda após o corte de pico correspondente a P_d MW.

$G_{dmp}(P_d)$ - É o valor de probabilidade da função distribuição de demanda modificada pela introdução da unidade correspondente a um carregamento de P_d MW.

$G_{do}(P_d)$ - É o valor de probabilidade da função distribuição de demanda original, antes da introdução da usina em análise em ponta, correspondente a um carregamento de P_d MW.

$E(P_d)$ - É o valor esperado de energia de saída da unidade em análise, sempre que a demanda for igual ou maior que P_d MW, ou seja, a área correspondente à diferença entre a função distribuição de demanda original G_{do} e a função distribuição de demanda modificada G_{dmp} acima de P_d MW.

$P(E(P_d))$ - É a probabilidade de que a energia associada ao reservatório, seja maior ou igual a $E(P_d)$ MWh.

Para usinas de pequeno reservatório, a cada nível discretizado de energia ΔE é associada uma probabilidade de ocorrência $P(E(P_d))$, porém para aquelas de grande reservatório, é associado apenas um valor de probabilidade de ocorrência: 1 ou 0.

Por outro lado, se a unidade tem, ou é suposta ter taxa de falha igual a zero, os processos de convolução e deconvolução convertem-se em deslocamentos para a esquerda e para a direita da função densidade de demanda não atendida, respectivamente. Esses deslocamentos correspondem à potência da unidade em análise. Aparece desta maneira a função densidade de demanda não suprida que fornece a informação da quantidade de energia desta unidade. Veja Fig. (2-11).

Para fins de comparação as duas técnicas são empregadas, isto é, convolução para unidades sujeitas a saída forçadas e, deslocamentos para as mesmas unidades quando consideradas cem por cento confiáveis.

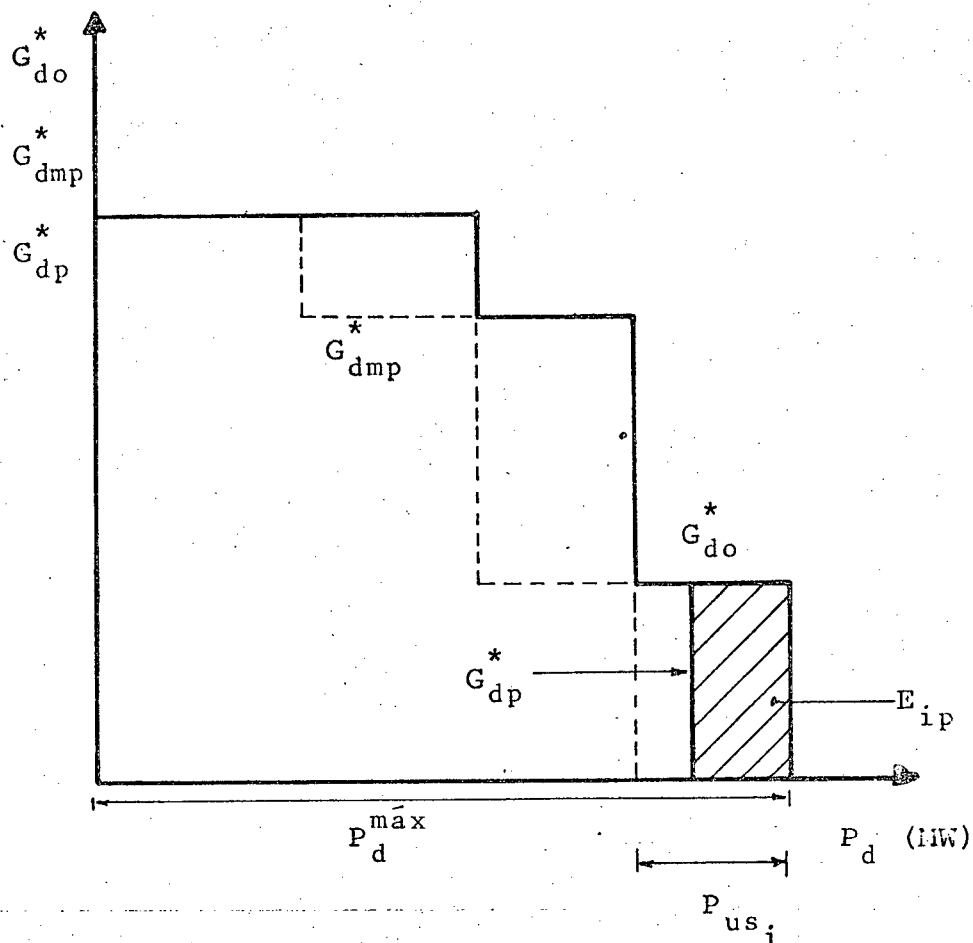


FIGURA 2-11 - Curva de distribuição discreta de demanda original (G_{do}^*), de demanda modificada (G_{dmp}^*) e de demanda após o corte do pico (G_{dp}^*).

G_{do}^* = Curva de demanda original.

G_{dmp}^* = Curva de demanda modificada.

G_{dp}^* = Curva de demanda não suprida após o corte de pico.

E_{ip} = Valor esperado de energia produzida pela usina i quando introduzida em ponta.

P_{us_i} = Potência da usina i .

C A P Í T U L O I I I

MODELAGEM DA OPERAÇÃO DA USINA REVERSÍVEL

3.1. Introdução

O objetivo principal da coordenação da usina reversível com sistema elétrico de potência é de reduzir o custo de produção total e de aumentar a reserva de geração. A característica básica da usina reversível é de transferir alto custo de geração térmica usualmente durante período de alta demanda (pico de demanda) com geração de energia armazenada por bombeamento durante período de baixa demanda.

Este capítulo apresenta a extensão da técnica para avaliação da confiabilidade e custo de geração de um sistema de potência com imposição de restrições de potência e energia para incluir a operação da usina reversível.

3.2. Operação da Usina Reversível

Neste tipo de usina é associada um reservatório de pequeno porte, que permite que a energia seja armazenada por um ou dois dias.

A cada nível de energia da usina reversível é associada uma probabilidade de ocorrência, obtendo com isto

uma função distribuição de disponibilidade de energia, Fig. (3-1), cuja função densidade é mostrada pela Fig. (3-2). A função distribuição de disponibilidade de energia pode ser discretizada em intervalos de energia, ΔE , conforme mostra a Fig. (3-3). Sua função densidade será uma função impulsiva conforme Fig. (3-4).

Inicialmente a sua operação se dará no período de baixa demanda para armazenamento de energia no reservatório por bombeamento. Através da técnica de "enchimento de base"; isto é, o inverso do "corte do pico" da potência de demanda⁴, conforme mostra a Fig. (3-5), inicia-se a modificação da função distribuição de demanda original, G_{do} , considerando somente a disponibilidade de bombeamento da usina. Assim, a função distribuição de demanda modificada G_{dmb} é obtida através da operação de convolução aditiva entre a função distribuição de probabilidade de demanda original e a função distribuição de disponibilidade da usina.

Esta função de distribuição de probabilidade de demanda modificada seria a função distribuição de demanda atendida pelo sistema, caso haja potência disponível no sistema para esta usina bombear água ao reservatório armazenando energia. Quanto maior for a quantidade de energia armazenada, mais a demanda de base é aumentada. Esta modificação de energia parte do início da função distribuição de demanda. Para cada valor de demanda, a área entre a curva original de demanda G_{do} e a curva de distribuição de demanda modificada G_{dmb} é calculada. Esta área representa a energia armazenada pela unidade sempre nas horas de baixa demanda do sistema e até atingir o va

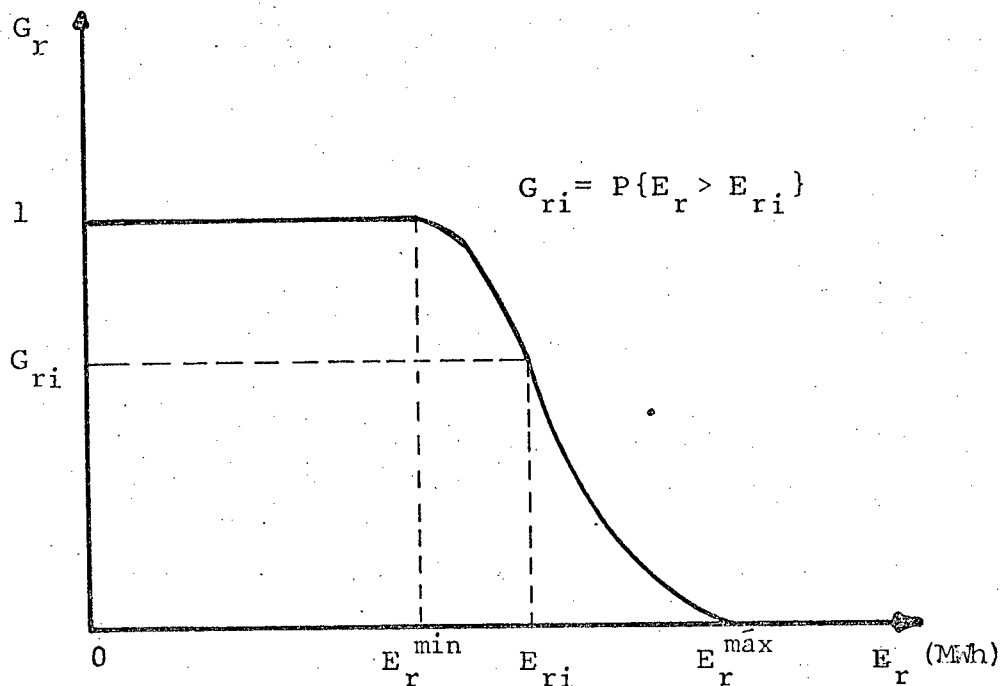


FIGURA 3-1 - Função distribuição de probabilidade de energia associada ao reservatório da usina.

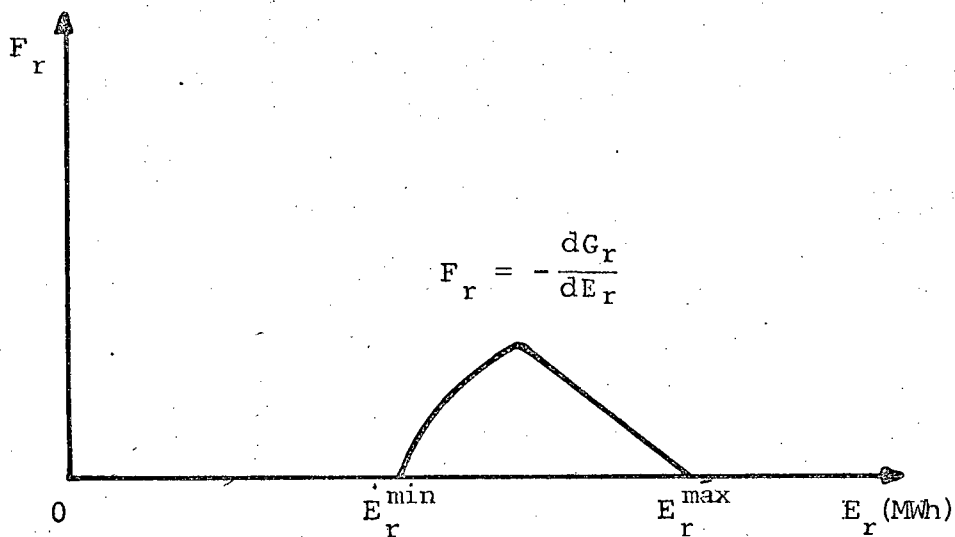


FIGURA 3-2 - Função densidade de probabilidade de energia associada ao reservatório da usina.

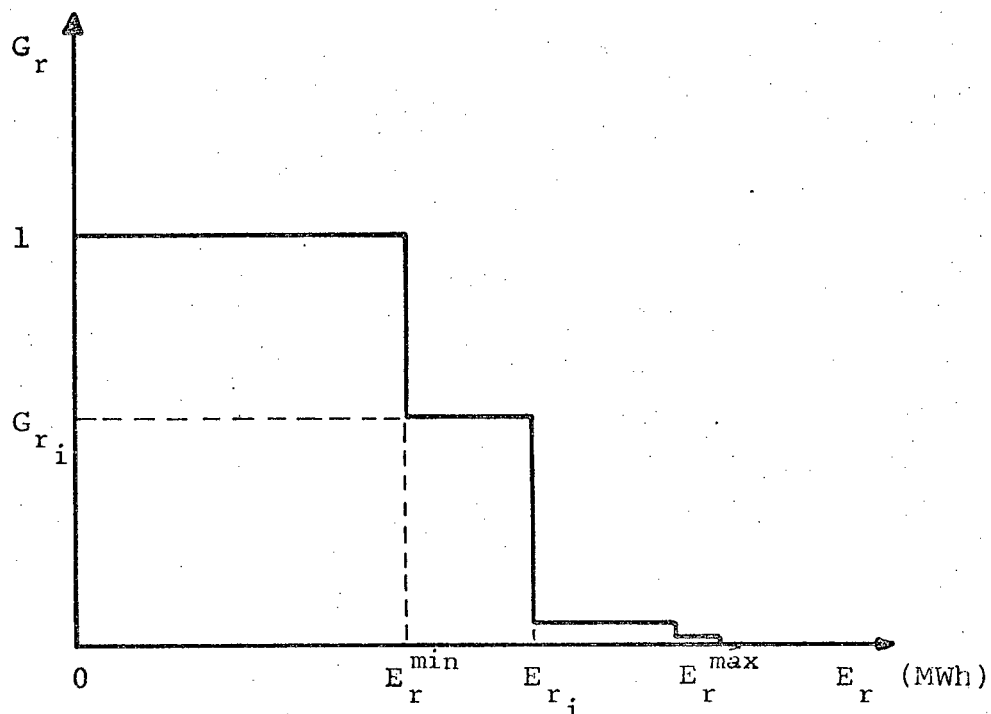


FIGURA 3-3 - Função discreta de distribuição de energia associada ao reservatório da usina.

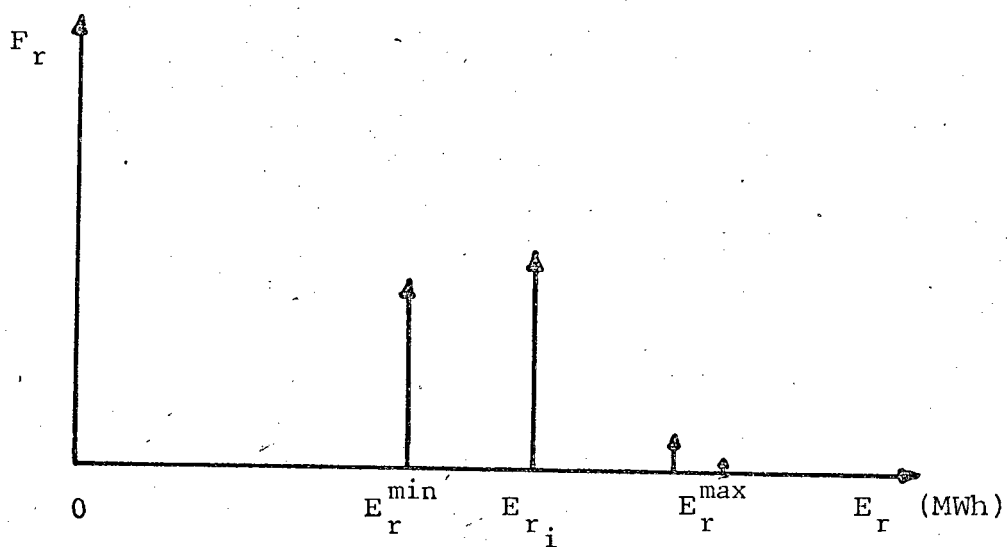


FIGURA 3-4 - Função discreta de densidade de energia associada ao reservatório da usina.

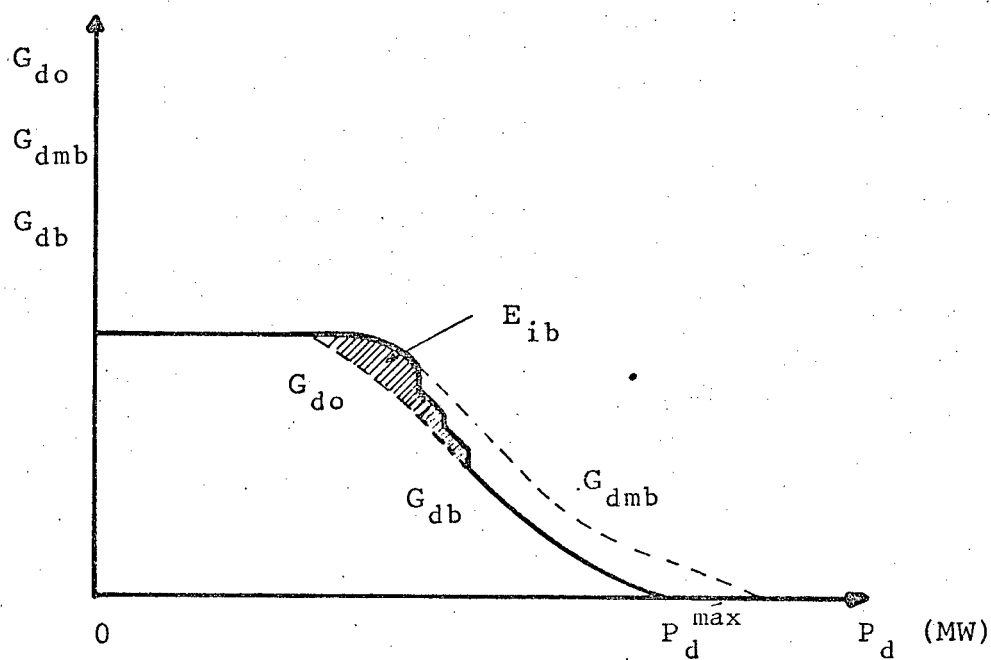


FIGURA 3-5 - Curva de distribuição de demanda original (G_{do}), de demanda modificada (G_{dmb}) e de demanda após enchimento de base (G_{db}).

G_{do} = Curva de demanda original.

G_{dmb} = Curva de demanda modificada.

G_{db} = Curva de demanda suprida após o enchimento de base.

E_{ib} = Valor esperado de energia armazenada pela usina reversível.

lor da capacidade de armazenamento de energia do reservatório.

Após armazenamento de energia por bombeamento, sua característica de operação torna-se idêntica à das usinas com reservatórios. Levando em consideração limitação de energia, e através da técnica de introdução das usinas em ponta, esta usina fará o "corte de pico" da potência de demanda⁴. Como foi visto no capítulo II, esta técnica, conforme mostra a Fig. (3-6), inicia modificando a função distribuição de demanda original, G_{do} , considerando somente a disponibilidade da usina. A função distribuição de demanda modificada G_{dmp} é obtida através da operação de convolução entre a função distribuição de probabilidade de demanda original e a função distribuição de disponibilidade da usina.

Esta função de distribuição de probabilidade de demanda modificada seria a função distribuição de demanda não atendida pelo sistema, se não houvesse limitação de energia para esta usina recém-introduzida. Um trabalho de introdução da usina em ponta, implica em usar-se toda energia disponível da unidade durante períodos de pico de demanda. Quanto maior for a quantidade de energia disponível, mais a demanda de ponta é reduzida. Esta modificação de energia parte da cauda da função distribuição de demanda. Para cada valor de demanda, a área entre a curva original de distribuição de demanda G_{do} e a curva de distribuição de demanda modificada G_{dmp} é calculada. Esta área representa a energia fornecida pela unidade em ponta se ela for operada sempre que a demanda do sistema for igual ou exceder o valor de demanda que está sendo considerado.

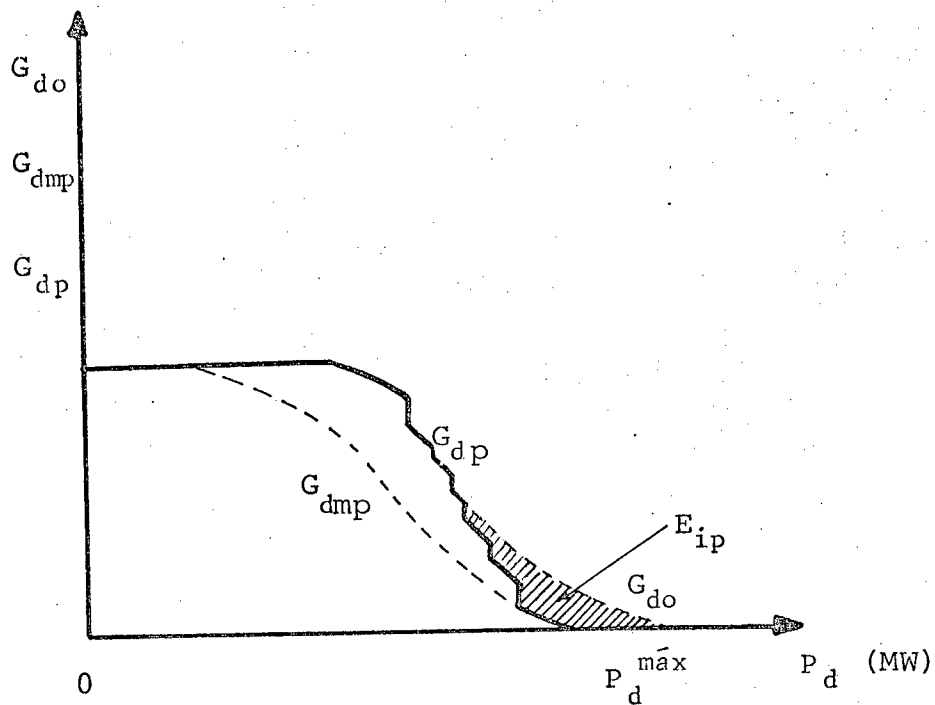


FIGURA 3-6 - Curva de distribuição de demanda original (G_{do}) de demanda modificada (G_{dmp}) e de demanda após o corte de pico (G_{dp}).

G_{do} = Curva de demanda original.

G_{dmp} = Curva de demanda modificada.

G_{dp} = Curva de demanda não suprida após o corte de pico.

E_{ip} = Valor esperado da energia produzida pela usina i quando introduzida em ponta.

A função distribuição de probabilidade de demanda G_{dp} após a introdução da usina em ponta pode ser determinada^{1,4} por:

$$G_{dp}(P_d) = G_{dmp}(P_d) \cdot P\{E(P_d)\} + G_{do}(P_d) \cdot \{1 - P\{E(P_d)\}\}, \quad (3.1)$$

onde:

$G_{dp}(P_d)$ é o valor de probabilidade da função distribuição de demanda após o corte do pico correspondente a P_d MW.

$G_{dmp}(P_d)$ é o valor de probabilidade na função distribuição de demanda modificada pela introdução da unidade correspondendo a um carregamento de P_d MW.

$G_{do}(P_d)$ é o valor de probabilidade na função distribuição de demanda original, isto é, sem sofrer a introdução da unidade que agora está operando em ponta, correspondendo a um carregamento de P_d MW.

$E(P_d)$ é o valor da energia de saída esperada da unidade em operação sempre que a demanda do sistema for igual ou maior que P_d MW, isto é, a área entre a função distribuição de demanda modificada e a função distribuição de demanda original acima de P_d MW.

$P(E(P_d))$ é a probabilidade de que a energia associada ao reservatório seja maior ou igual a $E(P_d)$ MWh.

3.3. Potências e energias envolvidas na usina reversível

O valor esperado da energia de geração da usina reversível é menor que o valor esperado de energia armazenada porque a energia absorvida pelas bombas não pode ser recuperada completamente na operação das gerações por causa dos rendimentos de bombeamento e de geração.

Como

$$E_a = \int_0^t P_{eb} \cdot \eta_b dt \quad (3.2)$$

e

$$E_g = \int_0^t P_{eg} dt \quad (3.3)$$

em termos de potência

$$P_{eg} = \eta_g P_m \quad (3.4)$$

e

$$P_m = - \frac{dE_a}{dt} \quad (3.5)$$

substituindo (3.5) em (3.4)

$$P_{eg} = -\eta_g \frac{dE_a}{dt} \quad (3.6)$$

e considerando os rendimentos constantes, resulta em:

$$P_{eg} = -\eta_g \eta_b P_{eb} \quad (3.7)$$

sendo

E_a = energia armazenada sujeito a restrição do reservatório.

P_{eb} = potência elétrica de bombeamento.

η_b = rendimento de bombeamento.

E_g = energia elétrica de geração.

P_{eg} = potência elétrica de geração.

η_g = rendimento de geração.

P_m = potência mecânica igual a variação da energia potenencial.

3.4. Posicionamento da usina reversível na pilha de carrega- mento

A usina reversível também está sujeita ao indi

ce que estabelece a ordem de carregamento das unidades geradoras.

De acordo com H.Coelho⁵ (conforme Cap.II), o índice $K(i,j)$ é definido como:

$$K(i,j) = \frac{E(i,j)}{P(i,j)} , \quad (3.8)$$

onde $E(i,j)$ é o valor esperado de energia elétrica disponível no reservatório correspondente à usina reversível i , durante o período j , e $P(i,j)$ é a potência nominal disponível, correspondente à usina reversível i , durante o período j . Portanto o índice $K(i,j)$ estabelece a autonomia da usina. Como a usina reversível possui características de pequena autonomia, consequentemente índice $K(i,j)$ pequeno, deverá atender mais a ponta de demanda do sistema.

C A P Í T U L O I V

MODELAGEM DE INTERCÂMBIOS PROBABILÍSTICOS DE POTÊNCIA E ENERGIA

4.1. Introdução

O presente capítulo apresenta a modelagem de intercâmbios probabilísticos de potência, cuja finalidade é o estudo do modelo estocástico do sistema de potência para planejamento de produção de geração a médio e curto prazo, apresentado no capítulo II, juntamente com sua extensão apresentado no capítulo III, procurando deixá-lo mais completo possível e aplicável a um sistema de potência real na atualidade.

As restrições de potências serão levadas em consideração limitando-se assim a capacidade de transmissão de uma linha equivalente de interligação, e as restrições de energias pelas necessidades energéticas dos subsistemas envolvidos na mesma.

Nesta extensão incluíram-se quatro tipos básicos de situações encontradas nos intercâmbios de sistemas:

- a) vendas de energias na ponta
- b) vendas de energias na base
- c) compras de energias na ponta
- d) compras de energias na base.

Através da distribuição probabilística, a energia é intercambiada entre sistemas hidro-térmicos interligadas, com limitação de potência e sujeitas a saídas forçadas. As possíveis deficiências energéticas implicarão nas compras assim como nos excessos, nas vendas de energias através de intercâmbio probabilístico de potência e energia.

4.2. Vendas de Energias na Ponta

Nas vendas de energias através de interligações na situação de ponta, utiliza-se a técnica de "Enchimento de Pico" de potência de demanda conforme mostra a Fig. (4-1). Esta técnica, inicia modificando a função distribuição de demanda original, G_{do} , considerando somente a disponibilidade ou a capacidade de transmissão da interligação. A função distribuição de demanda modificada G_{dmp} é obtida através da operação de convolução aditiva entre a função distribuição de probabilidade de demanda original e a função distribuição de disponibilidade da interligação.

Esta função de distribuição de probabilidade de demanda modificada seria a função distribuição de demanda atendida pelo sistema, caso haja potência e energia disponíveis no sistema para a venda em ponta. Quanto maior for a quantidade de energia vendida, mais a demanda de ponta é aumentada. Esta modificação de energia parte da cauda da função distribuição de demanda, e para cada valor de demanda, a área entre a curva original de distribuição de demanda G_{do} e a curva de distribuição de demanda modificada G_{dmp} é calculada. Esta área representa a

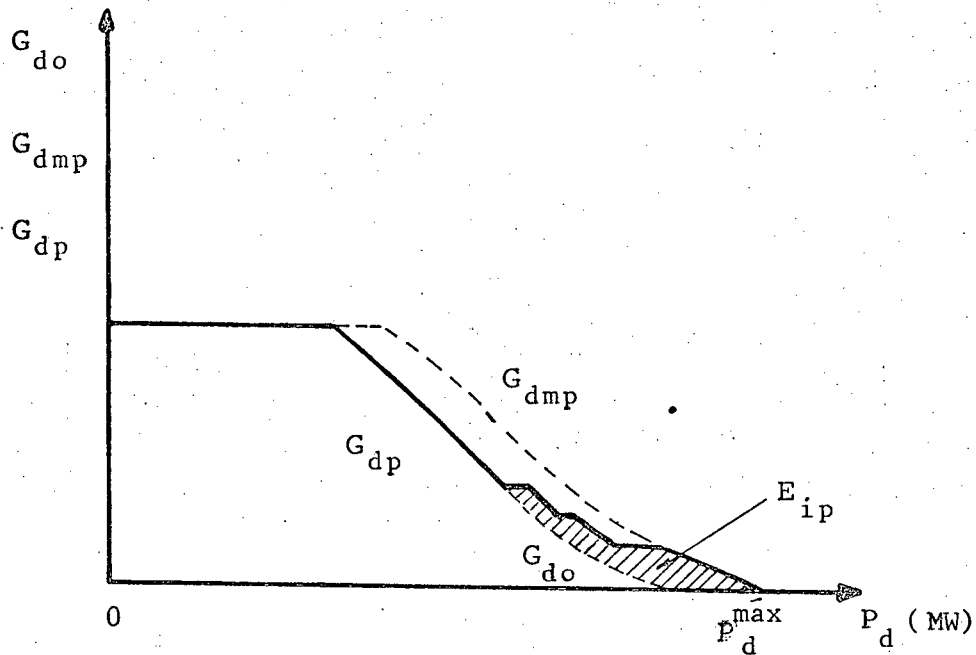


FIGURA 4-1 - Curva de distribuição de demanda original, (G_{do}), demanda modificada (G_{dmp}), e demanda após o enchimento de pico, (G_{dp}), para intercâmbio na venda de energia na ponta.

G_{do} = Curva de demanda original.

G_{dmp} = Curva de demanda modificada.

G_{dp} = Curva de demanda suprida após o enchimento de pico.

E_{ip} = Valor esperado da energia da interligação na venda em ponta.

energia vendida em ponta respeitando-se as limitações de energia e potência da interligação.

Após a venda de energia em ponta, determina-se a função distribuição de probabilidade de demanda, G_{dp} .

4.3 - Vendas de Energias na Base

Na situação de vendas de energias na base em um intercâmbio probabilístico de potência, utiliza-se a técnica de "Enchimento de Base". Esta técnica, conforme mostra a Fig. (4-2), inicia modificando a função distribuição de demanda original, G_{do} , considerando somente a disponibilidade da interligação.

Através da operação de convolução aditiva entre a função distribuição de probabilidade de demanda original e a função distribuição de disponibilidade da interligação, obtém-se a função distribuição de demanda modificada, G_{dmb} .

Se não houvesse limitações de potência e energia no intercâmbio probabilístico de potência nas vendas de energias na base, a função distribuição de probabilidade de demanda modificada seria a função distribuição de demanda atendida pelo sistema. Quanto maior a quantidade de energia vendida, mais a demanda de base é aumentada. Esta modificação de energia parte do início da função distribuição de demanda, para cada valor da demanda, a área entre a curva de distribuição de demanda original G_{do} e a curva de distribuição de demanda modificada G_{dmb} é calculada. Esta área representa a energia vendida na base levando-se em consideração limites de potência e ener

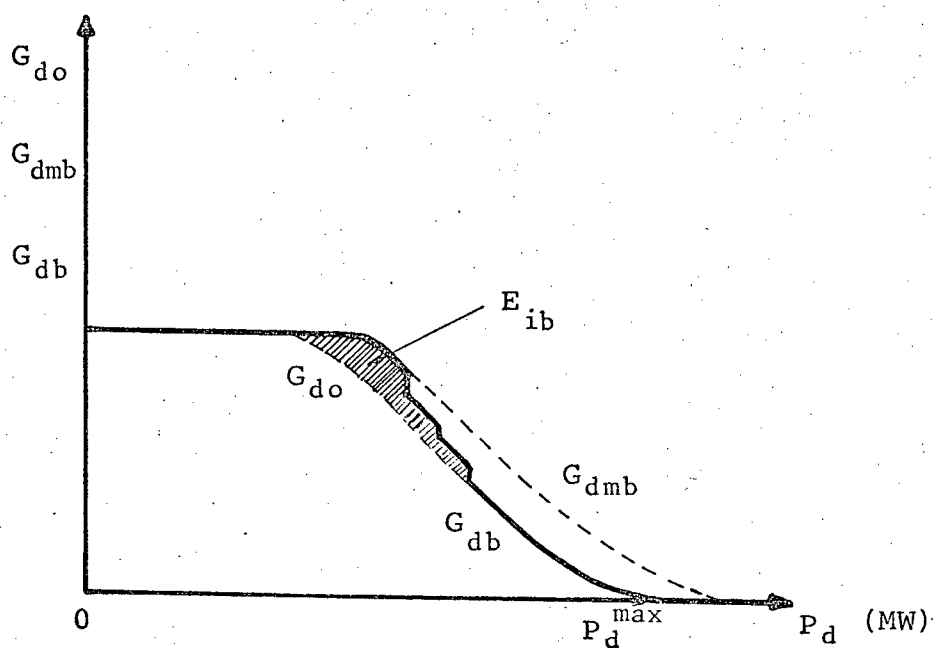


FIGURA 4-2 - Curva de distribuição de demanda original, (G_{do}), demanda modificada (G_{dmb}), e demanda após o enchimento de base, (G_{db}), para intercâmbio na venda de energia na base.

G_{do} = Curva de demanda original.

G_{dmb} = Curva de demanda modificada.

G_{db} = Curva de demanda suprida após o enchimento de base.

E_{ib} = Valor esperado da energia do intercâmbio na venda em base.

gia de intercâmbio.

A função distribuição de probabilidade de demanda, G_{db} , poderá ser determinada após a venda de energia em base.

4.4. Compras de Energias na Ponta

Nesta situação de compras de energias na ponta, conforme Fig. (4-3), utiliza-se a técnica de "Corte de Pico" da potência de demanda⁴. Através da operação de convolução subtrativa entre a função distribuição de probabilidade de demanda original, G_{do} , e a função distribuição de disponibilidade da interligação, inicia-se a modificação da função distribuição de demanda original, considerando somente a disponibilidade da interligação. Dessa operação resulta a função distribuição de demanda modificada, G_{dmp} , a qual seria a função distribuição de demanda não atendida pelo sistema, se não houvesse limitações de potência e energia na compra em ponta na interligação. Durante o pico de demanda, usa-se toda energia disponível da interligação. Portanto quanto maior for a quantidade de energia disponível, mais a demanda de ponta é reduzida. A modificação dessa energia parte da cauda da função distribuição de demanda. Para cada valor de demanda, a área entre a curva de distribuição de demanda original G_{do} e a curva de distribuição de demanda modificada G_{dmp} é calculada. Esta área representa a energia fornecida pela interligação na compra em ponta, respeitando-se os limites de potência e energia do intercâmbio.

Após a compra de energia em ponta, determina-se

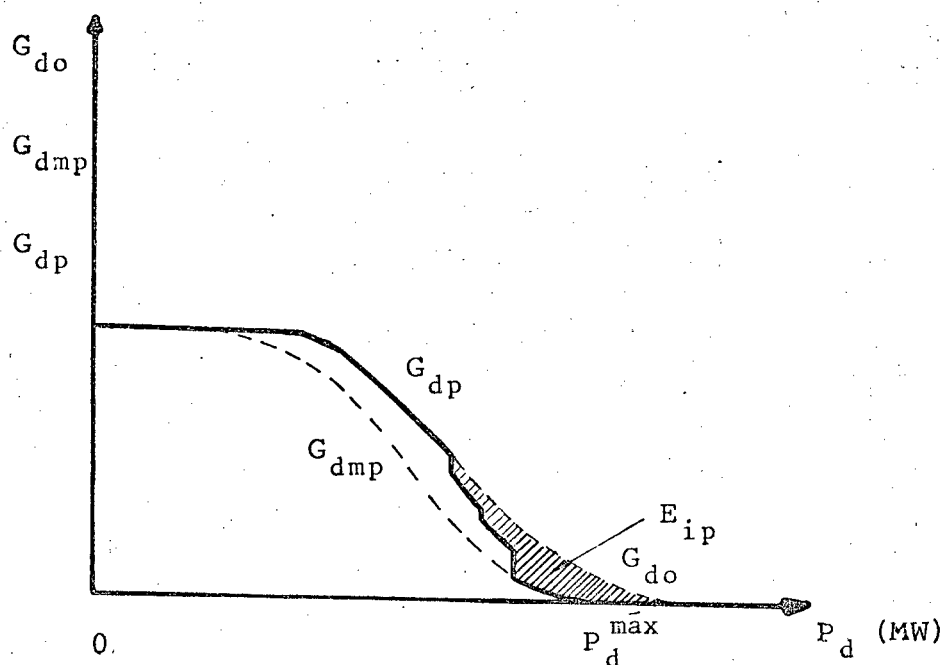


FIGURA 4-3 - Curva de distribuição de demanda original, (G_{do}), demanda modificada, (G_{dmp}), e demanda após o corte de pico, (G_{dp}), para interligação na compra de energia na ponta.

G_{do} = Curva de demanda original.

G_{dmp} = Curva de demanda modificada.

G_{dp} = Curva de demanda não suprida após o corte de pico.

E_{ip} = Valor esperado da energia da interligação na compra em ponta.

a função distribuição de probabilidade de demanda, G_{dp} .

4.5. Compras de Energias na Base

Para modelar compras de energias em uma interligação na situação de base, utiliza-se a técnica do "Corte de Base" da Potência de demanda. Nesta técnica, conforme mostra a Fig. (4-4), inicia-se a modificação da função distribuição de demanda original, G_{do} , através da operação de convolução subtrativa entre a função distribuição de probabilidade de demanda original e a função distribuição de disponibilidade da interligação. Assim, a função distribuição de demanda modificada G_{dmb} é obtida considerando somente a disponibilidade da interligação.

A função de distribuição de probabilidade de demanda modificada obtida, seria a função distribuição de demanda não atendida pelo sistema, se não houvesse limitações de potência e energia na compra de energia na base. Durante a compra de energia na base, usa-se toda energia disponível da interligação. Então se há maior quantidade de energia disponível para compra, mais a demanda da base é reduzida. Esta modificação de energia parte do início da função distribuição de demanda. A área entre a curva de distribuição de demanda original G_{do} e a curva de distribuição de demanda modificada G_{dmb} é calculada para cada valor de demanda. Esta área representa a energia comprada pela interligação em base, considerando-se os limites de potência e energia fixos em uma interligação.

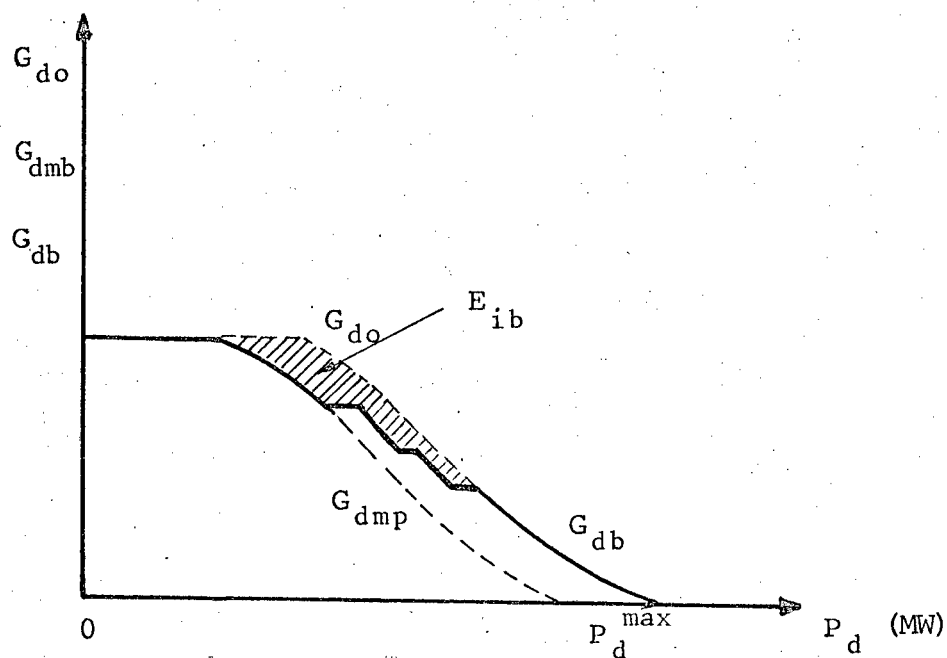


FIGURA 4-4 - Curva de distribuição da demanda original, (G_{do}), demanda modificada, (G_{dmb}), e demanda após o corte da base, (G_{db}), para interligação na compra de energia na base.

G_{do} = Curva de demanda original.

G_{dmb} = Curva de demanda modificada.

G_{db} = Curva de demanda não suprida após o corte da base.

E_{ib} = Valor esperado da energia da interligação na compra em base.

A função distribuição de probabilidade de demanda, G_{db} , poderá ser determinada após a compra de energia em base.

4.6. Distribuição de Energia em um intercâmbio probabilístico de Potência e Energia

A função distribuição de probabilidade de energia que pode ser aplicada igualmente nas quatro situações vistas anteriormente, será exemplificada nas compras de energias, de ponta.

Com o procedimento do item 4.4, a função distribuição de probabilidade de demanda, G_{dp}^* , mostrada na Fig. (4-5), pode ser determinada^{1,4} por:

$$G_{dp}(P_d) = G_{dmp}(P_d) \cdot P\{E(P_d)\} + G_{do}(P_d) \cdot \{1 - P\{E(P_d)\}\}, \quad (4.1)$$

onde:

$G_{dp}(P_d)$ É o valor de probabilidade da função distribuição de demanda após o corte de pico correspondente a P_d MW.

$G_{dmp}(P_d)$ É o valor de probabilidade da função distribuição de demanda modificada pelo intercâmbio correspondente a um carregamento de P_d MW.

$G_{do}(P_d)$ É o valor de probabilidade da função distribuição de demanda original, antes da compra de

energia de ponta pelo intercâmbio, correspondente a um carregamento de P_d MW.

$E(P_d)$ É o valor esperado de energia de saída do intercâmbio em análise, sempre que a demanda do sistema for igual ou maior que P_d MW, ou seja, a área correspondente à diferença entre a função distribuição de demanda original G_{do} e a função distribuição de demanda modificada G_{dmp} acima de P_d MW.

$P(E(P_d))$ É a probabilidade de que a energia associada ao intercâmbio, seja maior ou igual a $E(P_d)$ MWh.

A cada nível discretizado de energia ΔE é associada uma probabilidade de ocorrência $P(E(P_d))$, pela limitação de energia no intercâmbio.

Os custos totais da energia intercambiada nas situações de vendas de energias, serão os custos marginais das unidades térmicas envolvidas no intercâmbio. Nas situações de compras de energias, a princípio será fixado pelo sistema fornecedor o qual deve ser acrescido ao custo de geração local.

C A P Í T U L O V

ESTUDO DAS SOLUÇÕES DO MODELO ESTOCÁSTICO DE PRODUÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA5.1. Introdução

Com o objetivo de demonstrar o desempenho do modelo estocástico de produção de energia estabelecido nos capítulos II, III e IV, foram utilizados dados de um sistema real. Este capítulo apresenta variações de alguns parâmetros do sistema para o estudo de sensibilidade do modelo.

5.2. Configuração do sistema hidrotérmico

O sistema hidrotérmico em estudo, apresentado neste capítulo, se baseia no sistema sul brasileiro, com dados referente ao ano de 1980.

Possui parque termelétrico com capacidade total instalada de 1421MW, constituída de usinas termelétricas convencionais a carvão e turbinas de combustão interna.

A capacidade instalada das usinas hidrelétricas convencionais é de 2904 MW, e a demanda total de ponta deste sistema é de 2908 MW. Os demais dados se encontram no Apêndice.

Para o presente estudo, introduziram-se ao sistema; uma usina reversível de 100MW de potência instalada com capacidade do reservatório de 1000MWh, e intercâmbio de aquisição com capacidade de transmissão limitada em 100MW de potência e 750MWh de energia.

Inicialmente é realizado o estudo de sensibilidade dos parâmetros do sistema a variações de demanda, sendo a seguir realizados estudos de sensibilidade dos resultados do sistema a variações da disponibilidade das unidades térmicas juntamente com intercâmbio, a variações da disponibilidade das unidades hidrelétricas convencionais juntamente com a unidade reversível, e a variações nas restrições de energia das unidades hidrelétricas convencionais e unidade reversível.

5.3. Estudo de sensibilidade dos parâmetros do sistema

5.3.1. Sensibilidade a variações da demanda

Com o objetivo de avaliar a sensibilidade da duração esperada da demanda não atendida e o custo esperado de produção de energia, utilizou-se a seguinte equação¹:

$$P'_d(j,k) = \{1 + b_d(1)\} \cdot P_d(j,k) \quad , \quad (5-1)$$

onde $P'_d(j,k)$ e $P_d(j,k)$ são respectivamente o novo e antigo valor da j ésima demanda no período k e $b_d(1)$ o coeficiente constante de alteração. Este coeficiente $b_d(1)$, também adotado em

H. Coelho¹, caracteriza-se por alterar todos os valores de de manda proporcionalmente ao longo do intervalo planejado.

Apresentam-se os resultados obtidos pela varia ção do índice $b_d(1)$ numa faixa de $\pm 10\%$ para os meses: outubro por apresentar maior demanda do sistema no período analisado, e mês de dezembro pela maior disponibilidade das unidades gera doras do sistema.

A tabela (5-1) e figuras (5-1) e (5-2) mostram os resultados da variação da demanda na faixa acima mencionada com sistema operando sem unidade reversível e sem intercâmbio, sistema operando com unidade reversível e sem intercâmbio e o sistema operando sem unidade reversível e com intercâmbio para o mês de outubro. A tabela (5-2) e figuras (5-3) e (5-4) as mesmas situações de operação do sistema para o mês de dezembro.

Nota-se que a duração da demanda não atendida (DEDNA) nas figuras (5-1) e (5-3) possui relação exponencial, e os valores DEDNA na condição de operação do sistema sem uni dade reversível e com intercâmbio são menores pelo fato de que a energia fixada no intercâmbio é fornecida ao sistema inte gralmente, o que não acontece na situação do sistema operando com unidade reversível e sem intercâmbio, o qual envolve os ren dimentos da unidade reversível.

As figuras (5-2) e (5-4) mostram uma relação li near para o custo esperado de produção de energia (CEPE).

O custo esperado de produção de energia do sistema operando somente com intercâmbio, é o custo da geração pró pria do sistema. Portanto terá que ser acrescido o valor de

energia intercambiada, fixado pelo sistema fornecedor.

A tabela (5-3) e (5-4), e as figuras (5-5), (5-6), (5-7) e (5-8) mostram os resultados do sistema operando com unidade reversível e com intercâmbio para meses outubro e dezembro respectivamente. A duração da demanda não atendida se torna muito sensível à variação de demanda; tornando-se maior à medida em que a potência de demanda cresce, e que as variações do custo são praticamente lineares para todos os casos na faixa estudada nesta condição de operação do sistema.

$b_d(1)$	SIST. OPER. S/UNID. REVERSÍVEL S/INTERCÂMBIO 1		SIST. OPER. C/UNIDADE REVERSÍVEL S/INTERCÂMBIO 2		SIST. OPER. S/UNIDADE REVERSÍVEL C/INTERCÂMBIO 3	
	DEDNA DIAS/MÊS	CEPE \$ x 10 ⁹	DEDNA DIAS/MÊS	CEPE \$ x 10 ⁹	DEDNA DIAS/MÊS	*CEPE \$ x 10 ⁹
-0,1	0,95	1,5556	0,03	1,5241	0,01	1,5137
0,05	1,10	1,5590	0,07	1,5322	0,04	1,5241
0,0	1,38	1,5631	0,23	1,5422	0,09	1,5343
0,05	1,70	1,5667	0,94	1,5487	0,48	1,5455
0,1	2,17	1,5691	1,83	1,5537	1,4	1,5538

TABELA 5-1 - Variação do custo esperado de produção de energia (CEPE) e da duração esperada da demanda não atendida (DEDNA), com as variações de demanda através do índice b_d , nas três condições de operação do sistema, para out/1980.

* Custo esperado de geração própria do sistema.

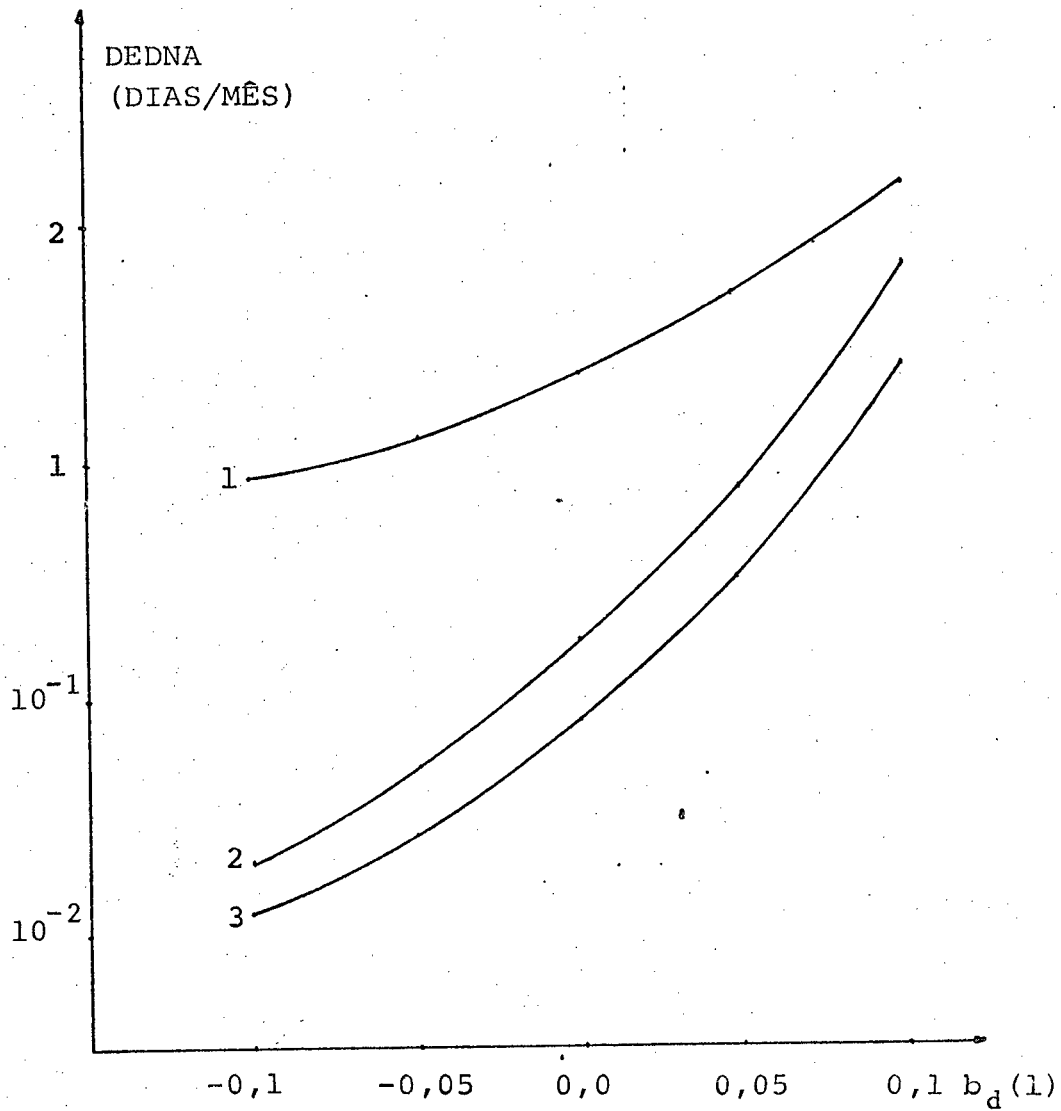


FIGURA 5-1- Duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) versus variações de demanda nas três condições de operação do sistema, para out./1980.

Curva (1) - Sist.Oper.s/Unid.Reversível, s/Intercâmbio.

Curva (2) - Sist.Oper.c/Unid.Reversível, s/Intercâmbio.

Curva (3) - Sist.Oper.s/Unid.Reversível, c/Intercâmbio.

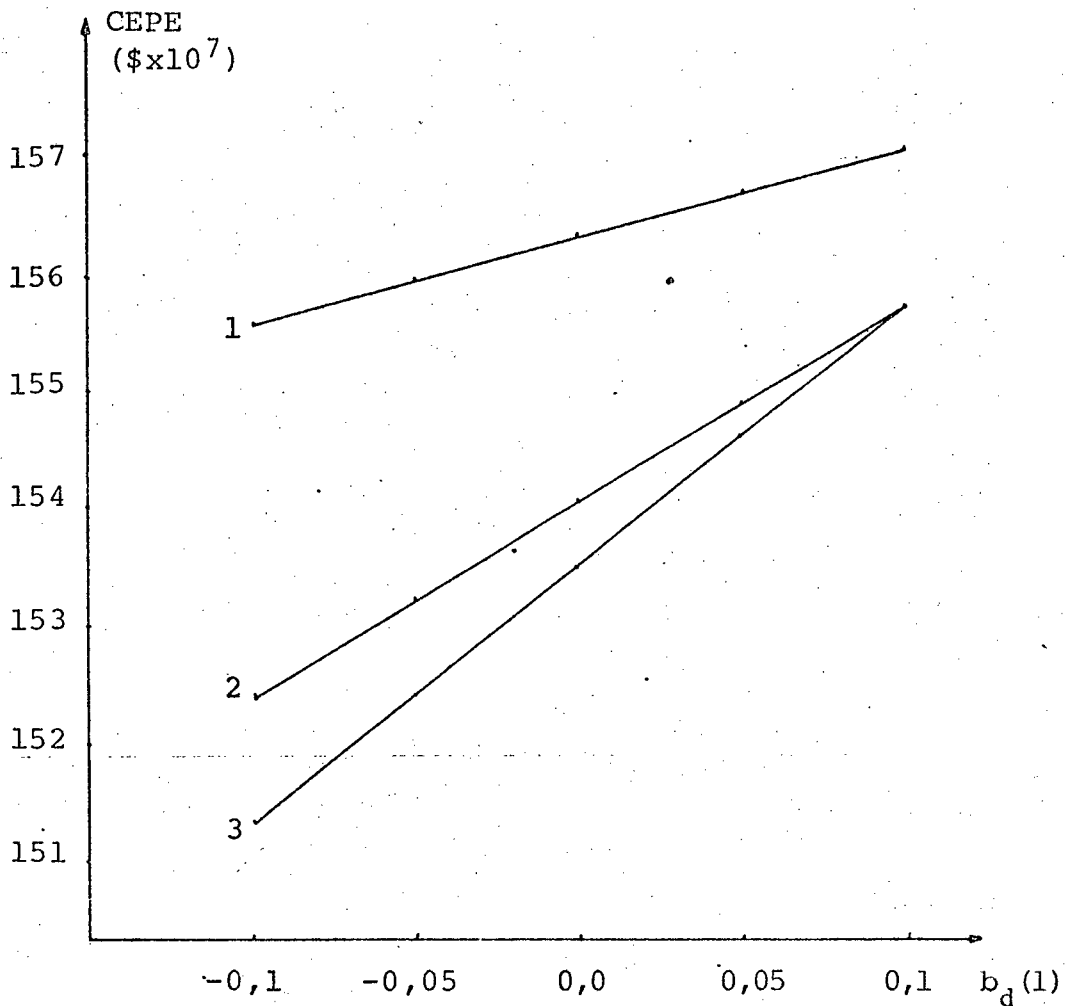


FIGURA 5-2- Custo esperado de produção de energia (CEPE) versus variações da demanda nas três condições de operação do sistema, para out/1980.

Curva (1) - Sist. Oper. s/Unid. Reversível, s/Intercâmbio.

Curva (2) - Sist. Oper. c/Unid. Reversível, s/Intercâmbio.

Curva (3) - Sist. Oper. s/Unid. Reversível, c/Intercâmbio.

$b_d(1)$	SIST.OPER.S/UNID. REVERSÍVEL S/INTERCÂMBIO 1		SIST.OPER.C/UNID. REVERSÍVEL S/INTERCÂMBIO 2		SIST.OPER.S/UNID. REVERSÍVEL C/INTERCÂMBIO 3	
	DEDNA DIAS/MÊS	CEPE ⁹ \$ x 10 ⁹	DEDNA DIAS/MÊS	CEPE ⁹ \$ x 10 ⁹	DEDNA DIAS/MÊS	*CEPE ⁹ \$ x 10 ⁹
-0,1	0,02	1,5476	0,01	1,5242	0,009	1,4789
-0,05	0,06	1,5598	0,04	1,5369	0,02	1,4982
0,0	0,18	1,5713	0,09	1,5497	0,06	1,5183
0,1	0,68	1,5845	0,47	1,5636	0,16	1,5394
0,05	1,48	1,5976	1,24	1,5778	0,8	1,5605

TABELA 5-2 - Variação do custo esperado de produção de energia (CEPE) e da duração esperada da demanda não atendida (DEDNA), com as variações de demanda através do índice b_d , nas três condições de operação do sistema, para dez/1980.

* Custo esperado de geração própria do sistema.

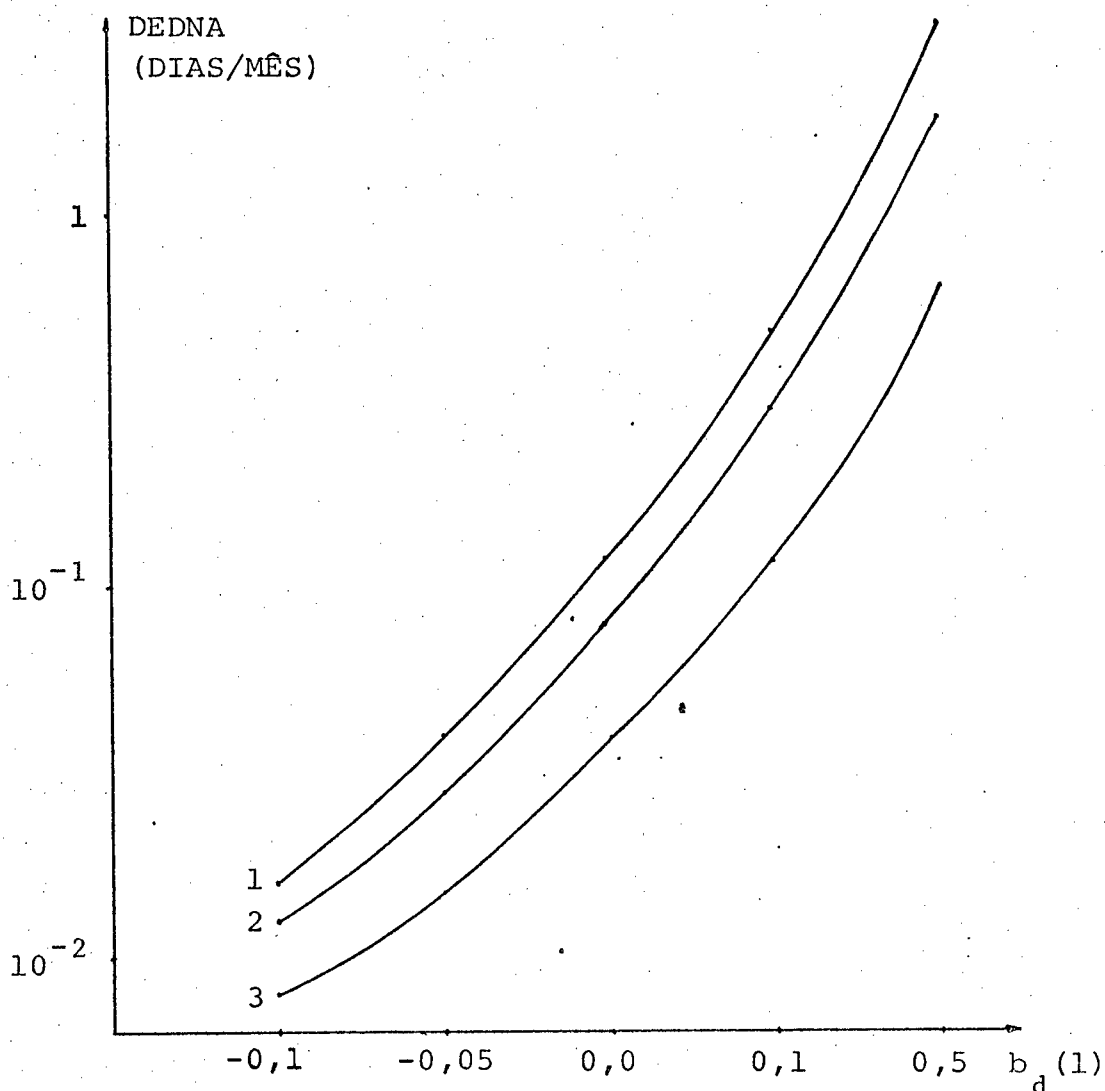


FIGURA 5-3- Duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) versus variações de demanda nas três condições de operação do sistema, para dez/1980..

Curva (1) - Sist.Oper.s/Unid.Reversível, s/Intercâmbio.

Curva (2) - Sist.Oper.c/Unid.Reversível, s/Intercâmbio.

Curva (3) - Sist.Oper.s/Unid.Reversível, c/Intercâmbio.

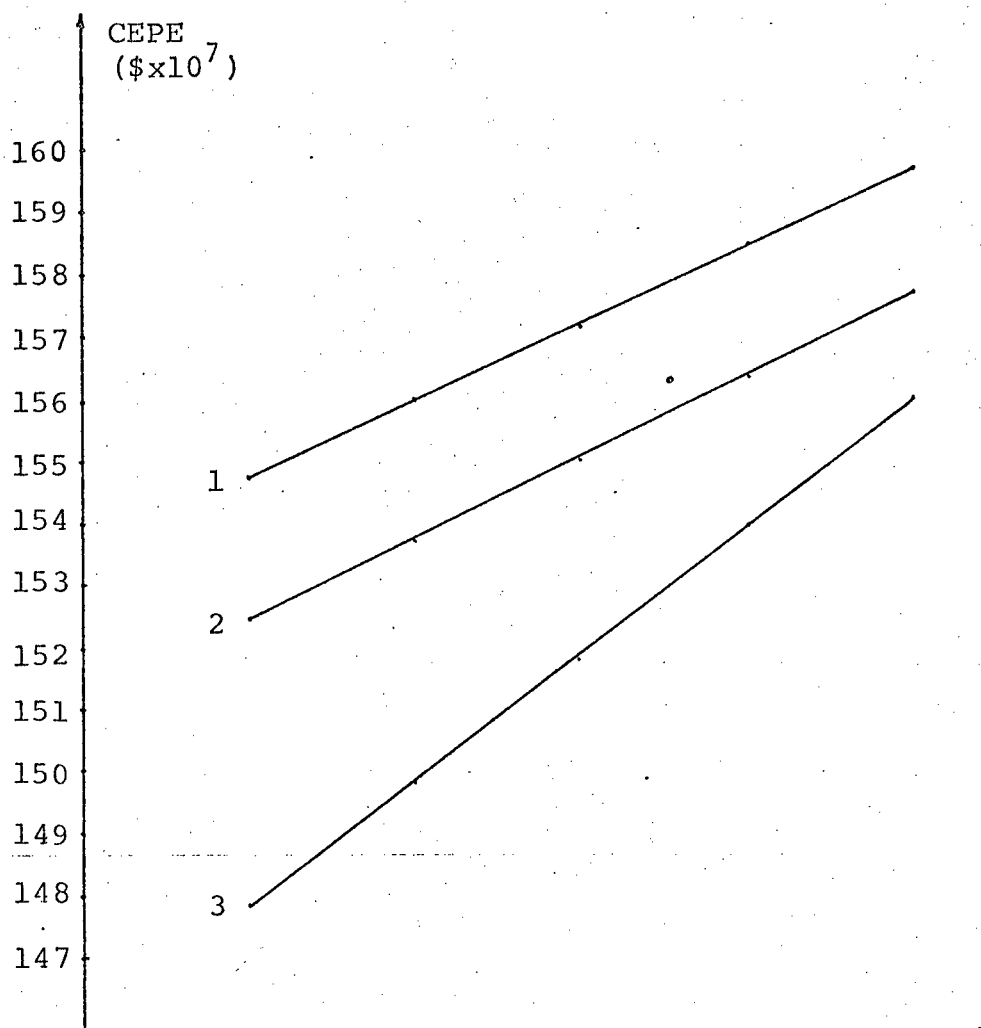


FIGURA 5-4 - Custo esperado de produção de energia (CEPE) versus variações da demanda nas três condições de operação do sistema, para dez/1980.

Curva (1) - Sist. Oper. s/Unid. Reversível, s/Intercâmbio.

Curva (2) - Sist. Oper. c/Unid. Reversível, s/Intercâmbio.

Curva (3) - Sist. Oper. s/Unid. Reversível, c/Intercâmbio.

CEPE \$ x 10 ⁹	DEDNA DIAS/MÊS	b _d (1)
1,5135	0,0016	-0,1
1,5228	0,011	-0,05
1,5330	0,076	0,0
1,5431	0,23	0,05
1,5535	1,3	0,1

TABELA 5-3 - Variação do custo esperado de produção de energia (CEPE) e da duração esperada da demanda não atendida (DEDNA), com as variações da demanda através do índice b_d, para o sistema operando com unidade reversível e com intercâmbio mês out./1980.

CEPE \$ x 10 ⁹	DEDNA DIAS/MÊS	b _d (1)
1,4787	0,0012	-0,1
1,5173	0,002	-0,05
1,5389	0,027	0,0
1,5548	0,068	0,05
1,5666	0,35	0,1

TABELA 5-4 - Variação do custo esperado de produção de energia (CEPE) e da duração esperada da demanda não atendida (DEDNA), com as variações de demanda através do índice b_b , para sistema operando com unidade reversível e com intercâmbio mês dez/1980.

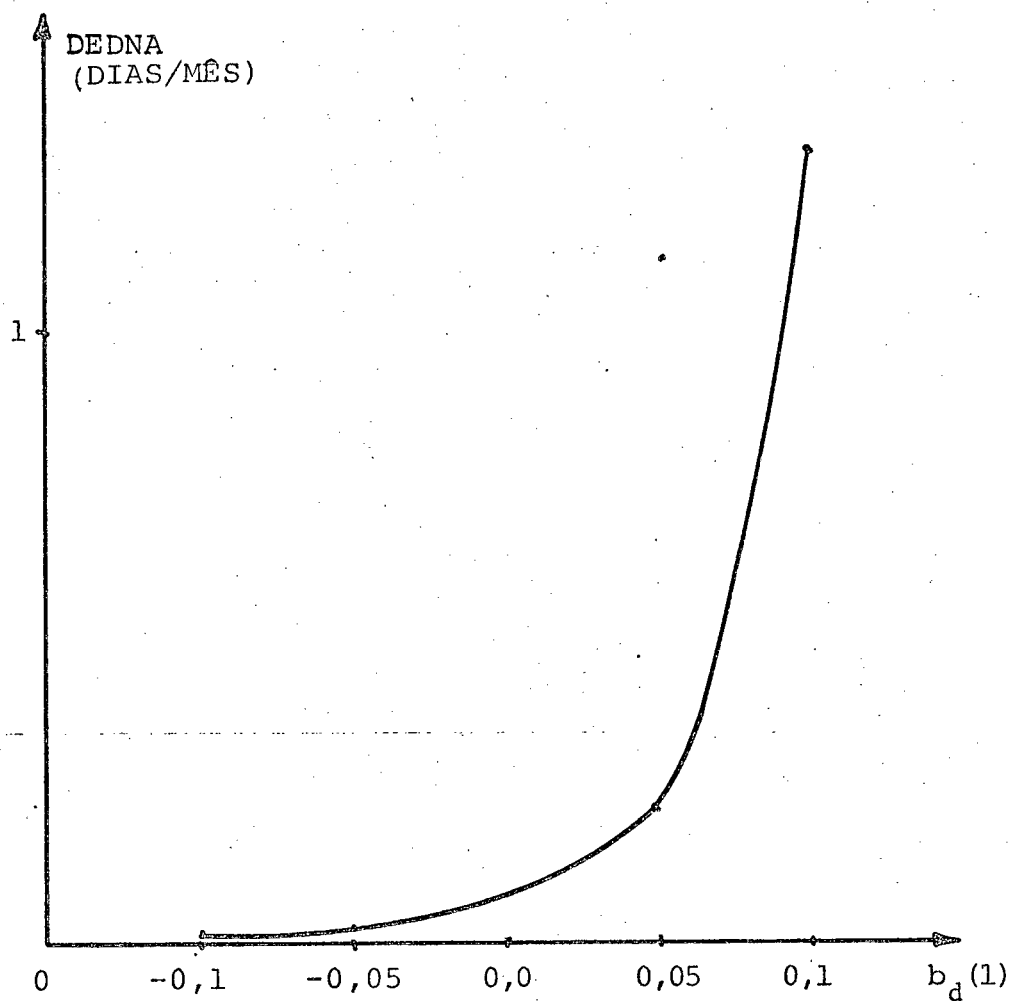


FIGURA 5-5 - Duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) versus variações de demanda para sistema operando com unidade reversível e com intercâmbio, mês out/1980.

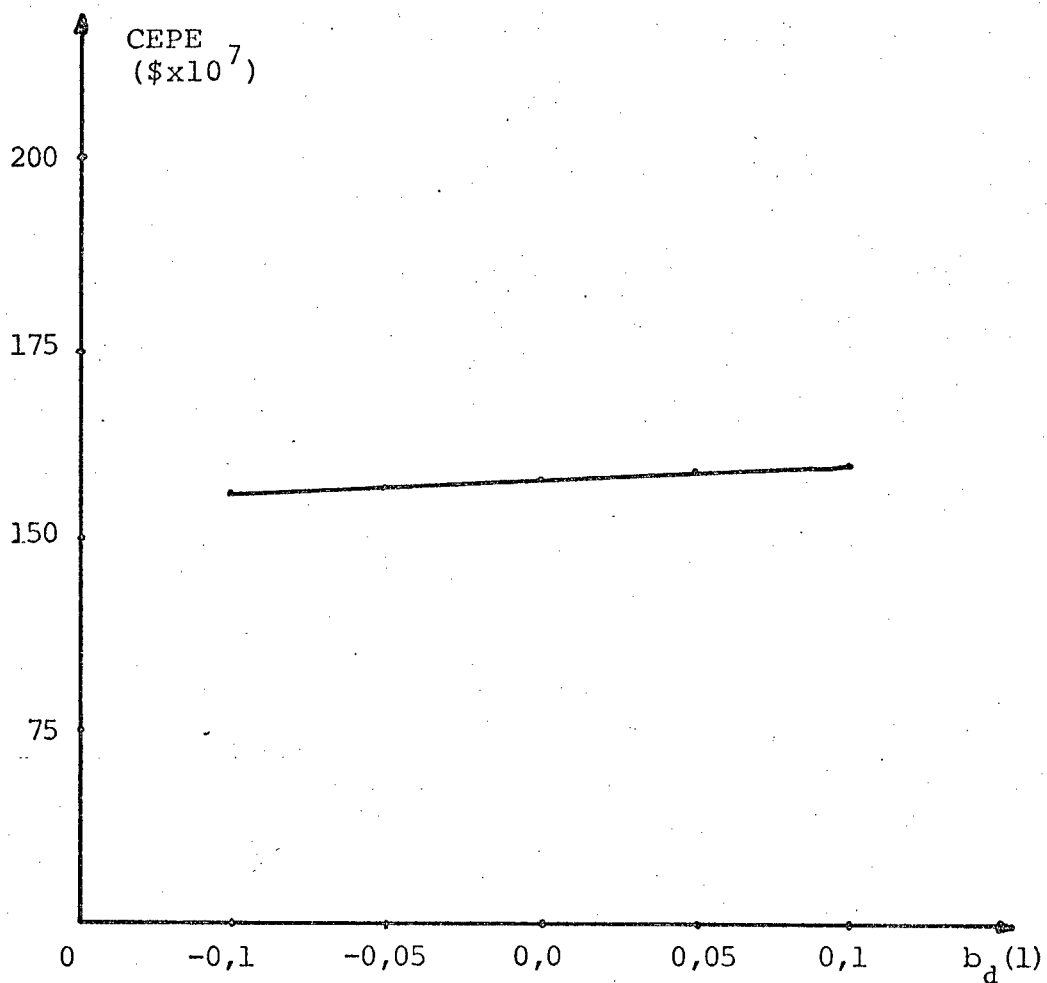


FIGURA 5-6 - Custo esperado de produção de energia (CEPE) versus variações da demanda para sistema operando com unidade reversível e com intercâmbio, mês out/1980.

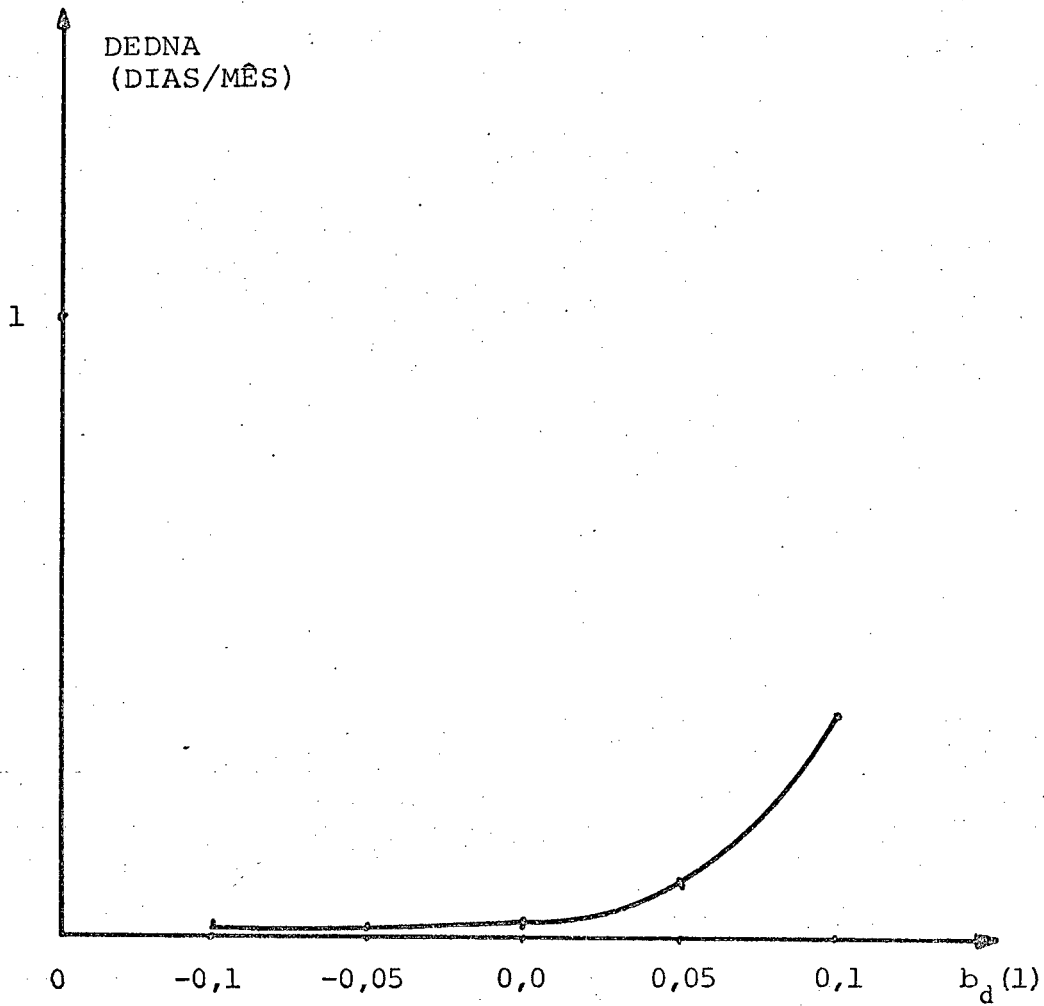


FIGURA 5-7 - Duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) versus variações de demanda para sistema operando com unidade reversível e com intercâmbio, mês dez/1980.

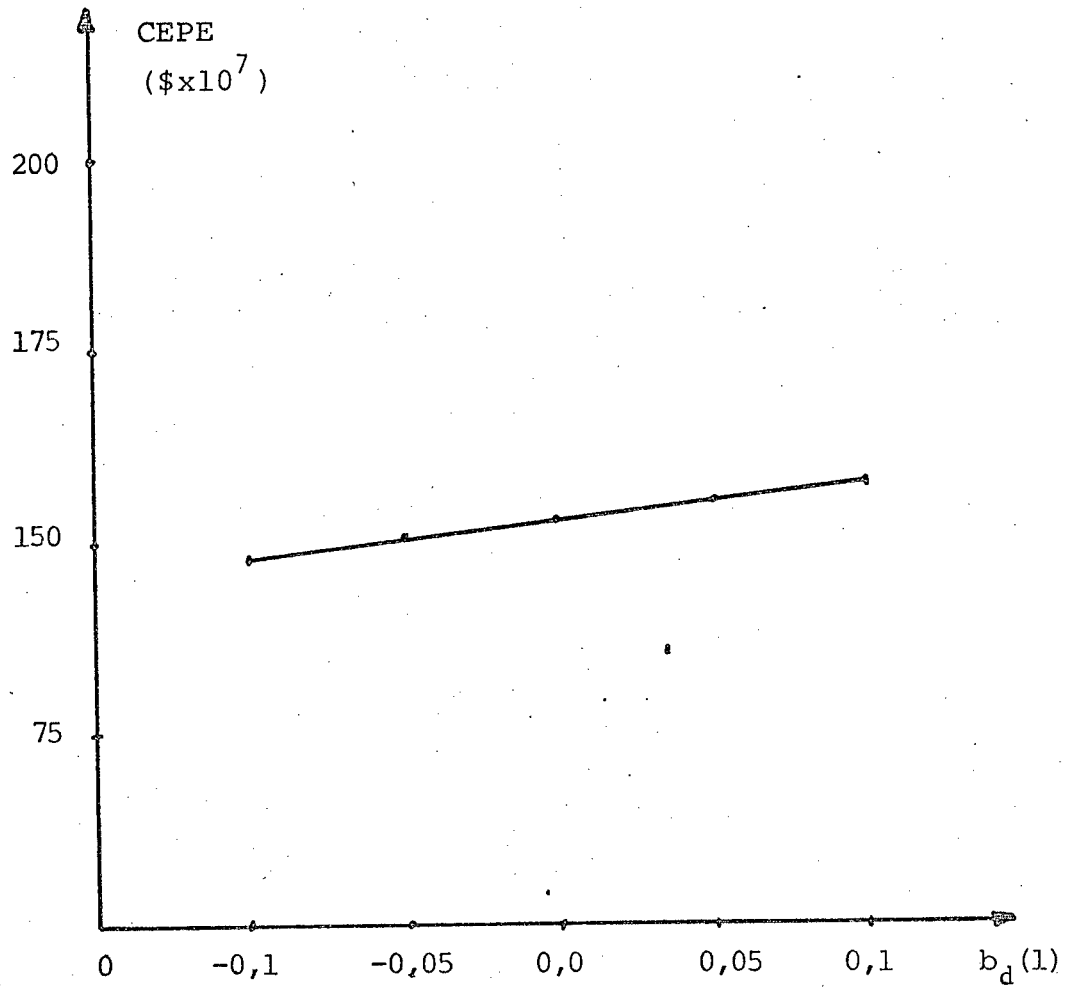


FIGURA 5-8 - Custo esperado de produção de energia (CEPE) versus variações da demanda para sistema operando com unidade reversível e com intercâmbio, mês dez/1980.

5.3.2. Sensibilidade a variações de disponibilidade das unidades geradoras térmicas e intercâmbio

Com o objetivo de investigar a sensibilidade de parâmetros do sistema com as variações na disponibilidade das unidades geradoras térmicas e intercâmbio, variou-se o coeficiente b_A da seguinte equação¹:

$$G'_{u_i} = G_{u_i} - b_A (1 - G_{u_i}), \quad (5-2)$$

onde G'_{u_i} e G_{u_i} são respectivamente a nova e a antiga funções distribuição de disponibilidade referentes a unidade e intercâmbio i . Este coeficiente b_A altera simultaneamente a disponibilidade de todas as unidades e intercâmbio. A faixa estudada foi entre $-0,5$ e $+0,5$, correspondendo a uma redução na indisponibilidade de metade ou duplicando-a. Tabelas similares à apresentadas para variação de demanda podem ser montadas para variações na disponibilidade das unidades geradoras termoelétricas e intercâmbio, tabelas (5-5) e (5-6). As figuras (5-9) e (5-11) ilustram a variação da duração esperada da demanda não atendida para os meses outubro e dezembro respectivamente, e as figuras (5-10) e (5-12) ilustram a variação do custo esperado de produção de energia para os respectivos meses. As figuras mostram relação exponencial para a duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) e relação linear para o custo esperado de produção de energia (CEPE).

CEPE \$ x 10 ⁹	DEDNA DIAS/MÊS	b _A
1,4875	0,0094	-0,5
1,4966	0,016	-0,4
1,5057	0,026	-0,3
1,5148	0,039	-0,2
1,5240	0,056	-0,1
1,5330	0,076	0,0
1,5420	0,10	0,1
1,5512	0,13	0,2
1,5602	0,16	0,3
1,5692	0,20	0,4
1,5782	0,25	0,5

TABELA 5-5 - Sensibilidade do custo esperado de produção de energia (CEPE) e da duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) com as variações da disponibilidade de todas as unidades térmicas e intercâmbio através do índice constante b_A para out/1980.

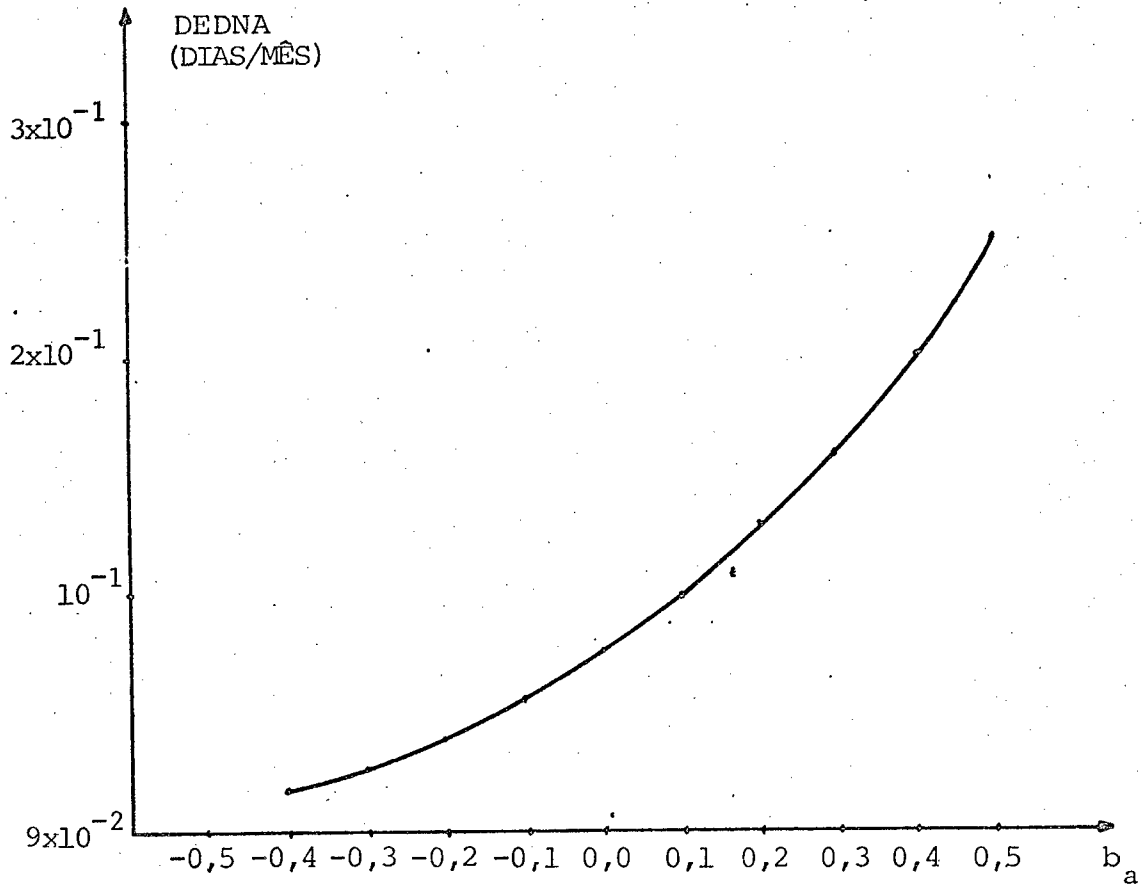


FIGURA 5-9 - Variações da demanda esperada não atendida (DEDNA) versus variações na disponibilidade de todas as unidades termoelétricas e intercâmbio, para out/1980.

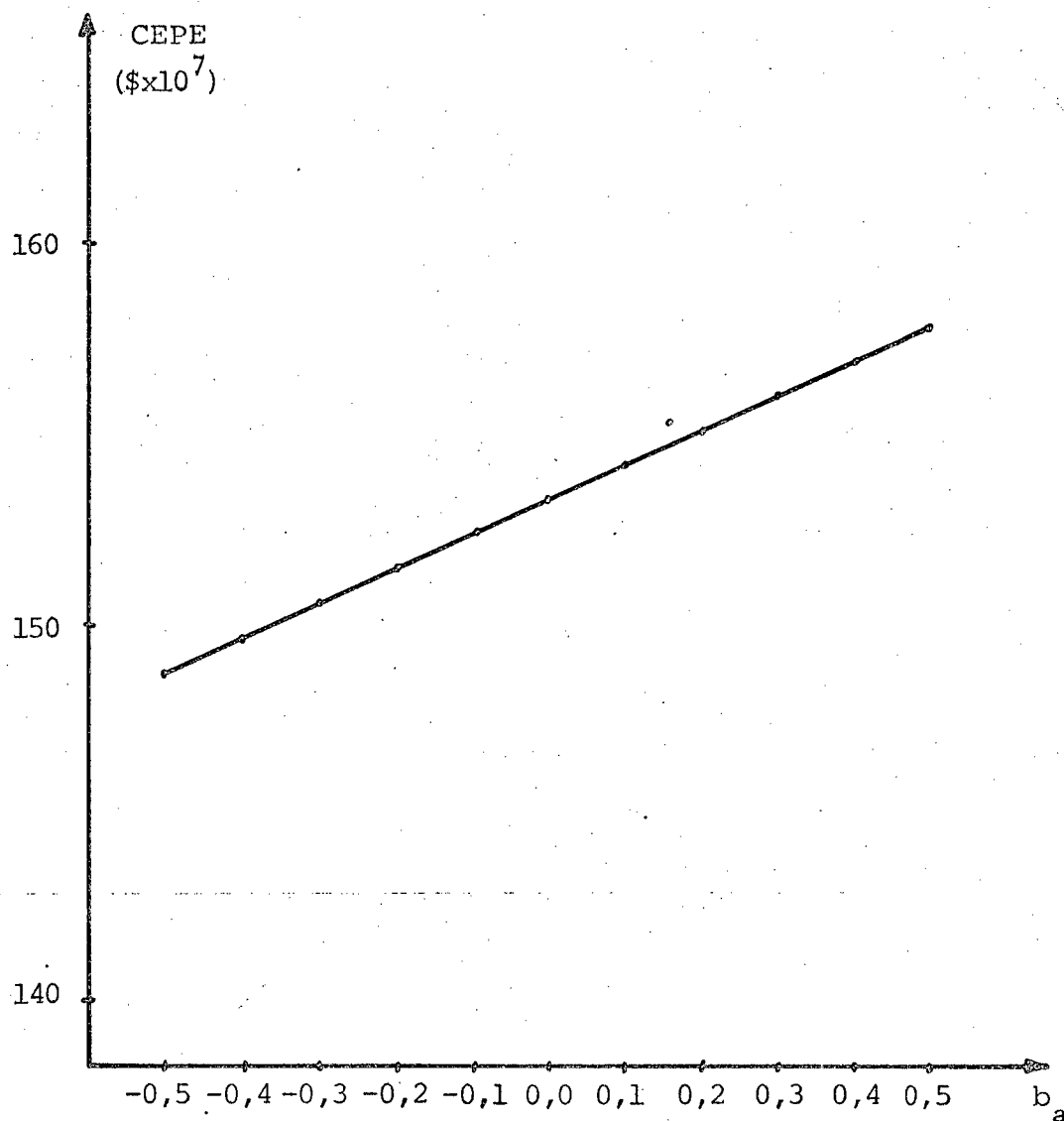


FIGURA 5-10 - Custo esperado de produção de energia (CEPE) versus variações da disponibilidade de todas as unidades termoeletricas e intercâmbio, para out/1980.

CEPE \$ x 10 ⁹	DEDNA DIAS/MÊS	b _A
1,4995	0,0031	-0,5
1,5050	0,0051	-0,4
1,5135	0,009	-0,3
1,5220	0,014	-0,2
1,5305	0,020	-0,1
1,5389	0,027	0,0
1,5474	0,037	0,1
1,5558	0,049	0,2
1,5642	0,063	0,3
1,5725	0,08	0,4
1,5808	0,1	0,5

TABELA 5-6 - Sensibilidade do custo esperado de produção de energia (CEPE) e da duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) com as variações da disponibilidade de todas as unidades térmicas e intercâmbio através do índice constante b_A para dez/1980.

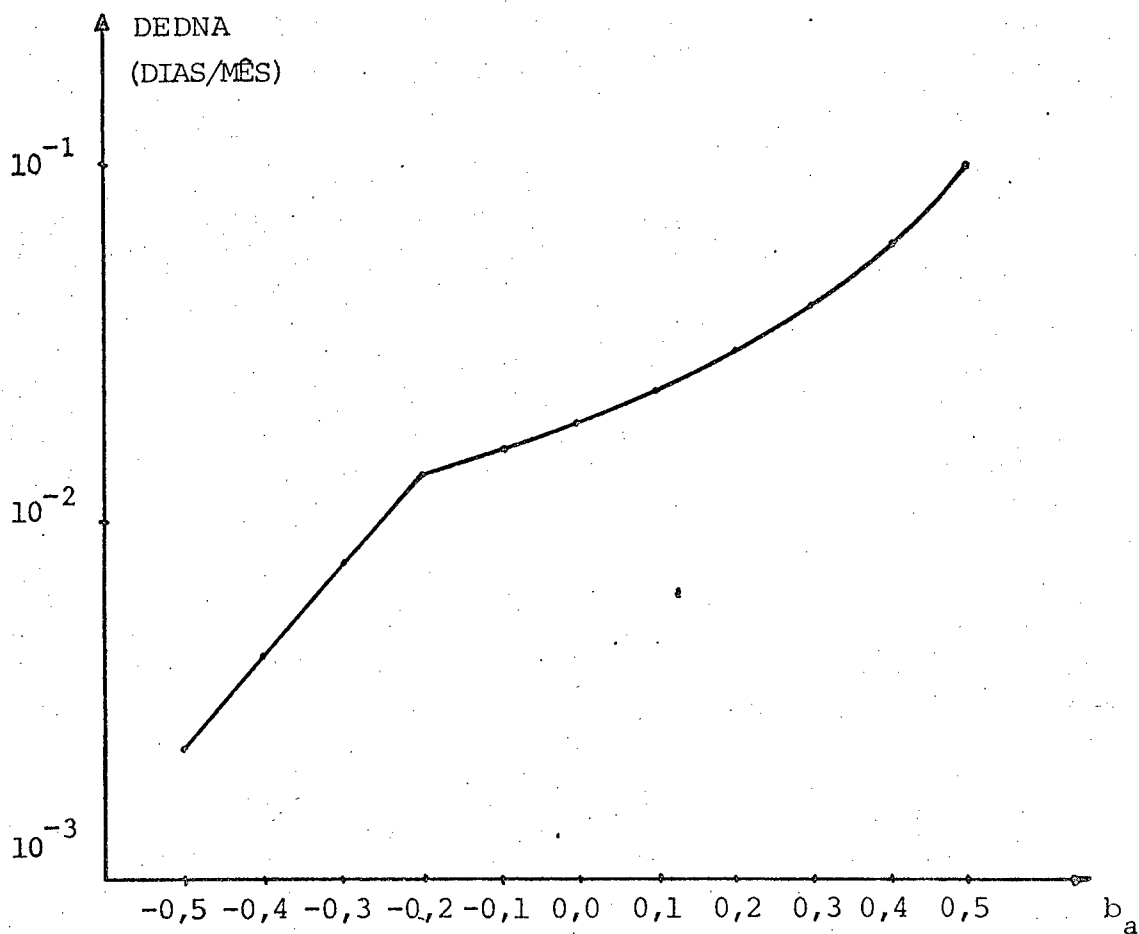


FIGURA 5-11 - Variação da demanda esperada não atendida (DEDNA) versus variações na disponibilidade de todas as unidades termoelétricas e intercâmbio, para dez/1980.

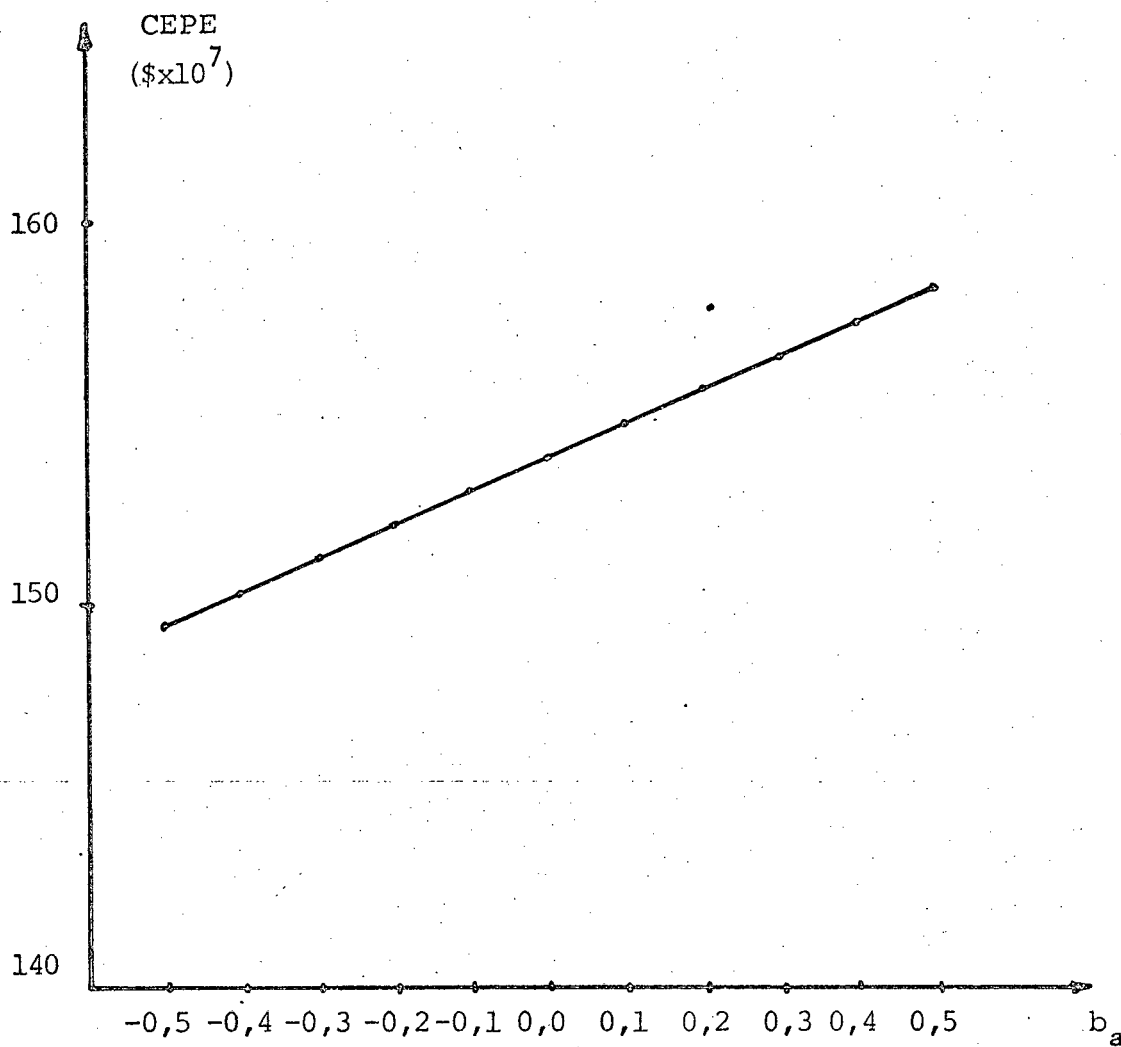


FIGURA 5-12 - Custo esperado de produção de energia (CEPE) versus variações da disponibilidade de todas as unidades termoelétricas e intercâmbio, para dez/1980.

5.3.3. Sensibilidade a variações de disponibilidade das unidades geradoras hidráulicas convencionais e unidade reversível.

Para as unidades geradoras hidrelétricas do sistema em estudo juntamente com uma usina reversível, além do caso base em que usinas apresentam razão de saída forçada (FOR) entre 0,01 e 0,05, foram simuladas condições em que a disponibilidade de determinadas unidades geradoras foi alterada. Primeiramente simulou-se a condição de que todas as unidades geradoras hidrelétricas convencionais e a unidade reversível tivessem disponibilidade aproximadamente igual a 1, ou seja, sua respectiva razão de saída forçada (FOR), igual a zero. Logo a seguir estudou-se a condição de que apenas as usinas a fio d'água tivessem uma taxa de falha igual a 0,1, mantendo-se as demais unidades hidrelétricas do sistema e usina reversível com disponibilidade igual a 1. Os resultados destes testes são mostrados pelas tabelas (5-7) e (5-8), onde se observa que tanto a duração esperada da demanda não atendida (DEDNA), como o custo esperado de produção de energia (CEPE), são sensíveis a variações da disponibilidade das unidades geradoras hidrelétricas convencionais e unidade reversível.

5.3.4. Estudo de sensibilidade dos parâmetros do sistema a variações das restrições de energia das usinas hidrelétricas convencionais e unidade reversível.

As variações das restrições de energia têm como

VARIAÇÕES DA DISPONIBILIDADE DAS UNIDADES	DEDNA DIAS/MÊS	CEPE \$ x 10 ⁹
Sistema cujas unidades geradoras hidrelétricas convencionais e unidade reversível apresentam taxa de falhas (FOR) no intervalo 0,01 a 0,05	0,076	1,5330
Sistema com todas unidades geradoras hidrelétricas convencionais e unidade reversível com taxa de falha (FOR) \cong 0.0	0,070	1,5240
Sistema com unidades a fio D'água com FOR = 0,1 e as demais unidades hidros convencionais e unidade reversível com taxa de falha (FOR) \cong 0,0	0,079	1,5420

TABELA 5-7 - Duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) e custo esperado de produção de energia (CEPE) versus variações da disponibilidade hidrelétricas convencionais e unidade reversível para out/1980.

VARIAÇÕES DA DISPONIBILIDADE DAS UNIDADES	DEDNA DIAS/MÊS	CEPE \$ x 10 ⁹
Sistema cujas unidades geradoras hidrelétricas convencionais e unidade reversível apresentam taxas de falhas (FOR) no intervalo 0,01 a 0,05.	0,027	1,5389
Sistema com todas unidades geradoras hidrelétricas convencionais e unidade reversível com taxa de falha (FOR) \approx 0,0	0,022	1,5225
Sistema com unidades a fio D'água com FOR = 0,1 e as demais unidades hidrelétricas convencionais e unidade reversível com taxa de falha (FOR) \approx 0,0.	0,030	1,5475

TABELA 5-8 - Duração esperada da demanda não atendida (DEDNA) e custo esperado de produção de energia (CEPE) versus variações da disponibilidade das unidades geradoras hidrelétricas convencionais e unidade reversível para dez/1980.

objetivo avaliar a sensibilidade do custo esperado de produção de energia em relação a limitações de energia das usinas hidrelétricas convencionais e unidade reversível.

A tabela (5-9) mostra as restrições de energia impostas aos períodos analisados. A tabela supra mencionada também apresenta o modo de operação das unidades geradoras hidrelétricas convencionais e unidade reversível para dia da semana e fim da semana nos períodos analisados. Os índices b , p e i indicam que a usina opera em base, ponta ou ainda se está com energia indisponível respectivamente, para os dois dias típicos (dia da semana e fim de semana) dos períodos analisados.

Os valores de energia disponível associada ao reservatório que são obtidos a partir do caso base, com variação do coeficiente b_x , são apresentadas através das colunas da tabela (5-9).

As figuras (5-13) e (5-14) mostram a sensibilidade do custo esperado de produção de energia do sistema de potência em relação a variações da disponibilidade de energia associada ao reservatório correspondente a cada usina para os meses em estudo, conforme a tabela (5-9).

Analisando as figuras (5-13) e (5-14), observa-se que o custo esperado de produção de energia apresenta uma relação aproximadamente linear com a variação de energia para o índice b_x nas variações estudadas. À medida que se fixe o índice b_x próximo de 1, o custo esperado de produção de energia torna-se quase insensível à variação da energia associada aos reservatórios. A razão é que nesta faixa a disponibilidade da quantidade de água é considerável, mas pela limitação de potên

cia disponível, esta quantidade de água não é utilizada total_{mente}.

USINAS	TIPO DA USINA	VALOR ESP. DA ENERGIA DISP. NO RESERVATÓRIO (CASO BASE). MWh	VALOR ESP. DA ENERGIA DISP. NO RESERVATÓRIO bx = 0,75 MWh	VALOR ESP. DA ENERGIA DISP. NO RESERVATÓRIO bx = 0,50 MWh	VALOR ESP. DA ENERGIA DISP. NO RESERVATÓRIO bx = 0,25 MWh
1	C/ARMAZ.	10.500 * i p i i	7.875 * i p i i	5.250 * i p i i	2.625 * i p i i
2	C/ARMAZ.	4.620 p p i i	3.465 p p i i	2.310 p p i i	1.155 p p i i
3	C/ARMAZ.	1.200 p p i i	900 p p i i	600 p p i i	300 p p i i
4	C/ARMAZ.	3.900 p p i i	2.925 p p i i	1.950 p p i i	975 p p i i
5	S/ARMAZ.	— b b b b	— b b b b	— b b b b	— b b b b
6	S/ARMAZ.	— b b b b	— b b b b	— b b b b	— b b b b
7	S/ARMAZ.	— b b b-b	— b b b b	— b b b b	— b b b b
8	C/ARMAZ.	2.940 p p i i	2.205 p p i i	1.470 p p i i	985 p p i i
9	C/ARMAZ. REVERSÍVEL	1.000 p p i i	750 p p i i	500 p p i i	250 p p i i
CEPE \$ x 10 ⁹ OUTUBRO/1980 DEM. DE PONTA = 2.908 MW CAP. HID. DISP. = 2.584 MW CAP. TÉRM. E INT. DISP. = 1.115 MW		1,5330	1,5346	1,5365	1,5385
CEPE \$ x 10 ⁹ DEZEMBRO/1980 DEM. DE PONTA = 2.860 MW CAP. HID. DISP. = 3.002 MW CAP. TÉRM. E INT. DISP. = 1.451 MW		1,5389	1,5497	1,5424	1,5443

TABELA (5-9) - Sensibilidade do custo esperado de produção de energia (CEPE) com variações da disponibilidade de energia, associada ao reservatório através do índice bx para Out. e Dez. de 1980.

DIAS TÍPICOS	OUT.	DEZ.
DIA DA SEMANA	p	b
FIM DE SEMANA	i	b

b - usinas operando em base.
p - usinas operando em ponta.
i - usinas com energia indisponível.

*Dias típicos da semana para os meses de Out. e Dez/1980.

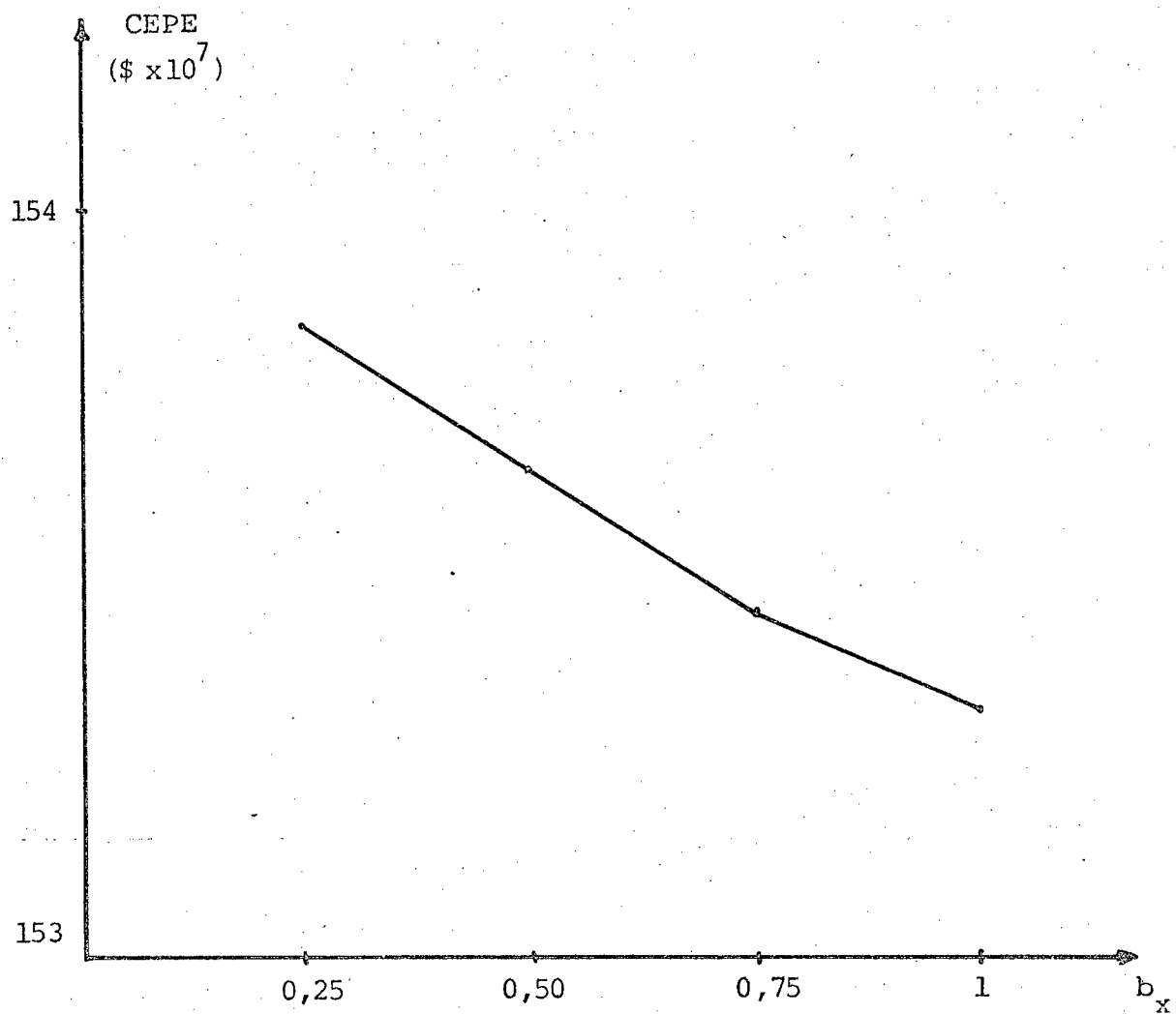


FIGURA 5-13 - Custo esperado de produção de energia (CEPE) versus variações da disponibilidade da energia associada aos reservatórios através do índice b_x para out./1980.

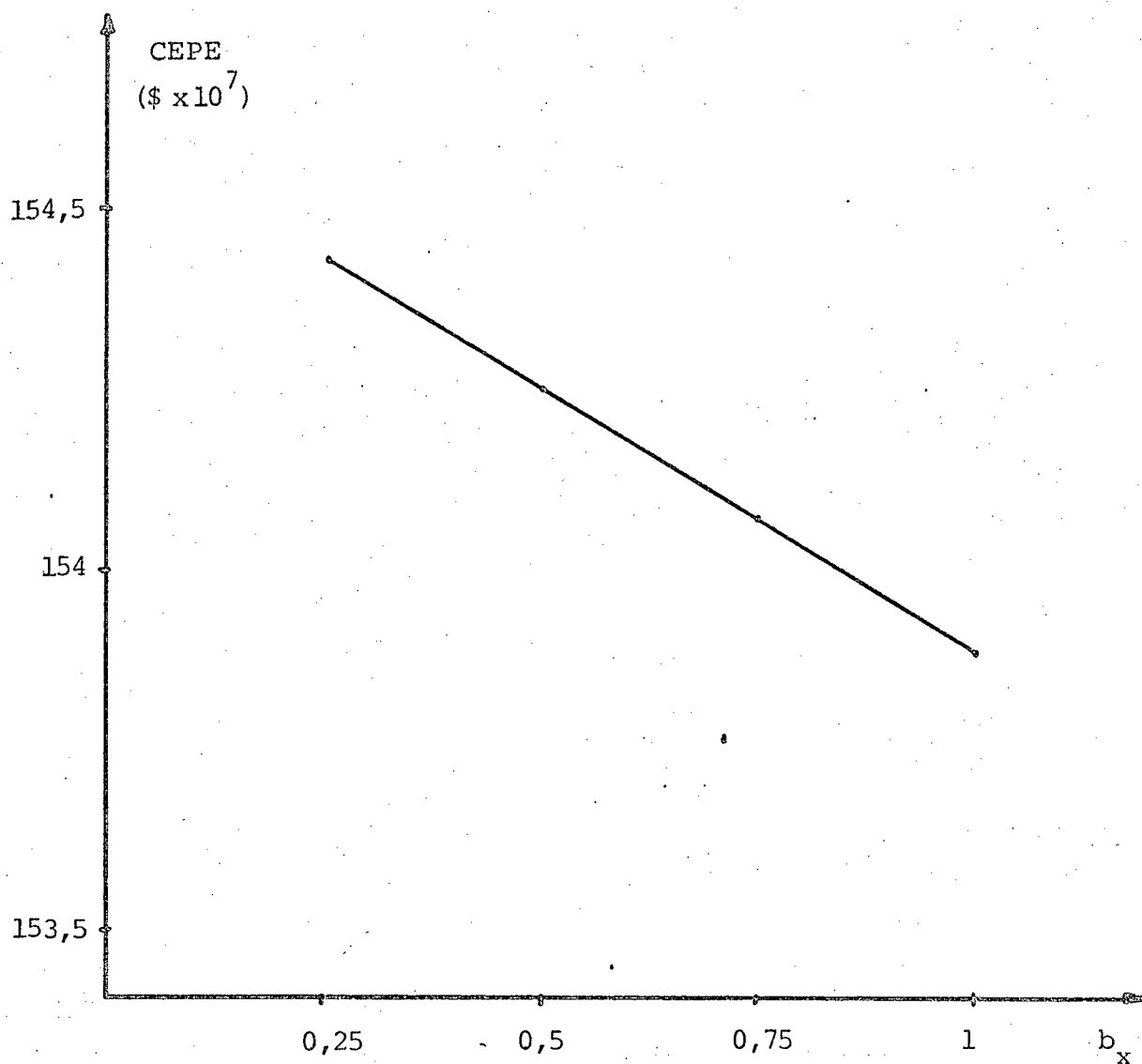


FIGURA 5-14 - Custo esperado de produção de energia (CEPE) versus variações da disponibilidade da energia associada aos reservatórios através do índice b_x para dez./1980.

C A P Í T U L O VI

CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo estender o método de avaliação da confiabilidade e custo de geração de um sistema de potência com imposição de restrições de potência e energia, visando incluir operação de usinas reversíveis e utilização de intercâmbios probabilísticos nas interligações de sistemas, visando transferência de energia para melhor utilizar o parque de geração hidrotérmico existente.

Apresentou-se no capítulo II o modelo estocástico de produção de energia com restrições de disponibilidade de energia e de potência primária.

No capítulo III, apresentou-se a modelagem da operação de usinas reversíveis, e no capítulo IV a modelagem dos intercâmbios probabilísticos de potência para as situações de compras de energia de ponta, compras de base, vendas de ponta e vendas de base.

No capítulo V, foram realizadas análises de sensibilidade visando demonstrar o desempenho da operação de usinas reversíveis e intercâmbios probabilísticos de potência em um modelo estocástico de produção de energia com variações de parâmetros do sistema, tais como, variações de demanda, variações da disponibilidade das unidades geradoras hidrotérmicas e

a variações nas restrições de energia das unidades hidrelétricas. Conforme ficou evidenciado neste capítulo através do sistema exemplo, a duração esperada de demanda não atendida diminui sensivelmente com adição de usina reversível e intercâmbio de aquisição ao sistema, comportando-se exponencialmente para todas as análises realizadas nas variações estudadas. O custo esperado de produção de energia resultou numa relação quase linear para as mesmas variações.

O modelo analítico de avaliação da confiabilidade de caracteriza-se por não adotar um esquema de simulação de eventos aleatórios, e sim por valer-se apenas de funções de distribuição ou de densidade de probabilidade, com o seu tempo computacional menor que simulação via técnica de Monte Carlo. O presente modelo visa, a partir de estudos preliminares de alocação mensal ou semanal de recursos primários, sob forma de energia hidráulica em reservatórios, energia fóssil estocada e potência hidráulica de usinas a fio d'água, detalhar a utilização provável de cada unidade geradora, calculando não só sua energia esperada, como também sua duração esperada de funcionamento em cada período de estudo. Além disso fornece a duração esperada de demanda não atendida (DEDNA) do sistema e custo esperado de produção de energia (CEPE) para cada período de estudo, permitindo detectar possíveis deficiências no estudo energético do horizonte de planejamento em questão. A energia não suprida para cada período bem como a energia esperada e o custo esperado de produção de cada unidade geradora são fornecidos pelo modelo, o qual mostrou-se como uma ferramenta útil para simular condições de operação em estudo de planeja

mento de operação, e para estudo de expansão de sistemas de potência.

Como sugestões a continuidade deste trabalho destacam-se:

- a) Otimização da determinação da produção e custo de energia na operação de usinas reversíveis em um sistema hidrotérmico ao longo de um intervalo de planejamento.
- b) Planejamento da operação integrada de sistemas interligados com intercâmbios probabilísticos de Potência.
- c) Conciliação da programação da operação de um sistema hidro-térmico com a programação da manutenção.
- d) Individualização de usinas ou conjuntos de usinas de uma mesma bacia, observando suas interdependências.

A P Ê N D I C E

DADOS DO SISTEMA DE POTÊNCIA

Os dados do sistema de potência utilizados neste trabalho são baseados nos da Região Sul do Brasil, com 1980 como ano de referência.

A tabela A-1 mostra as especificações das unidades geradoras hidrelétricas em operação durante o referido ano.

A tabela A-2 mostra as especificações das unidades geradoras termelétricas em operação durante o referido ano.

A tabela A-3 mostra a curva de carga típica da região sul para o mês de dezembro/80.

A tabela A-4 mostra a demanda média e a demanda de ponta para o ano de 1980.

A tabela A-5 mostra a disponibilidade das unidades geradoras térmicas e hidráulicas durante o ano de 1980.

USINA	POT. UNIT. x Nº DE UNIDADE (MW)	POT. MÍNIMA UNITÁRIA (MW)
1	418 x 1	250
2	333 x 1	245
3	62,5 x 2	60
4	70 x 2	40
5	28 x 6	15
6	125 x 4	60
7	175 x 5	150
8	110 x 2	40

Tabela A-1 - Especificações das unidades geradoras hidrelétricas da região sul do Brasil (em operação durante o ano de 1980, com capacidade total instalada de 2904 MW.

USINA	POTÊNCIA LÍQUIDA UNIT. x Nº DE UNID. (MW)	CARGA MÍNIMA OPERACIONAL UNIT. (MW)	CUSTO DE GERAÇÃO (US\$/MWh)
1	150 x 2	60	8.50 ⁽²⁾
2	150 x 2	60	8.50 ⁽²⁾
3	60 x 2	30	9.37
4	115 x 2	50	12.00 ⁽²⁾
5	61 x 2	20	12.79
6	46 x 2	20	12.79
7	⁽¹⁾ 18 x 4 (60) 5x2/10x1	4	16.75
8	9 x 3	4	18.00 ⁽²⁾
9	11x1/5x2	4	19.00 ⁽²⁾
10	32 x 3	16	28.63
11	7 x 3	3	31.00 ⁽²⁾

Tabela A-2 - Especificações das unidades geradoras termelétricas da região sul do Brasil em operação durante o ano de 1980, com capacidade total instalada de 1421 MW.

(1) Conversor de 60 MW.

(2) Valores estimados.

HORA	DIA ÚTIL	FIM DE SEMANA
01	0,5496	0,5579
02	0,5116	0,5102
03	0,4930	0,4897
04	0,4865	0,4722
05	0,5006	0,4640
06	0,4807	0,4374
07	0,5322	0,4230
08	0,6874	0,4805
09	0,7656	0,5206
10	0,7968	0,5409
11	0,8151	0,5514
12	0,7411	0,5282
13	0,6696	0,5006
14	0,7799	0,5148
15	0,8355	0,5247
16	0,8526	0,5331
17	0,8618	0,5369
18	0,8442	0,5471
19	0,8244	0,5878
20	0,9544	0,7309
21	1,0000	0,8100
22	0,9155	0,7589
23	0,7885	0,6681
24	0,6527	0,5712

Tabela A-3 - Curva de carga típica da região
Sul do Brasil para o mês de de
zembro/1980.

MÊS	DEMANDA MÉDIA (MW)	DEMANDA DE PONTA (MW)
Janeiro	1680	2550
Fevereiro	1566	2611
Março	1780	2758
Abril	1717	2850
Maio	1796	2899
Junho	1752	2870
Julho	1812	2858
Agosto	1828	2845
Setembro	1766	2906
Outubro	1859	2908
Novembro	1787	2886
Dezembro	1862	2860

Tabela A-4 - Demanda Média e demanda de Ponta para o ano de 1980.

MÊS	DISPONIBILIDADE HIDRELÉTRICA		DISPONIBILIDADE TERMELETRICA POTÊNCIA (MW)
	POTÊNCIA (MW)	ENERGIA (MWh)	
Janeiro	1906	47.241	1061
Fevereiro	1598	32.712	1061
Março	1626	38.217	1061
Abril	1948	33.570	1000
Maió	1976	28.618	1006
Junho	1976	35.130	1015
Julho	1976	37.470	1061
Agosto	1976	38.487	669
Setembro	2151	36.120	1045
Outubro	2484	42.101	1015
Novembro	2792	38.760	1219
Dezembro	2904	42.132	1351

Tabela A-5 - Disponibilidade das unidades geradoras hidráulicas e térmicas durante o ano de 1980.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] COELHO, H.F.N; "Avaliação da Confiabilidade e Custo de Geração de um Sistema de Potência com Imposição de Restrições de potência e Energia". Dissertação M.E.-UFSC, Santa Catarina, Dezembro, 1979.
- [2] COELHO, J; "Otimização Econômica da Operação de Sistemas Hidrelétricos mediante utilização de um Modelo Estocástico de Produção de Energia". Dissertação M.E. - UFSC, Santa Catarina, Dezembro, 1980.
- [3] SLATER, K.J; "Stochastic System Model". Ontario Hydro Report, 1972.
- [4] BILLINTON, R.; HARRINGTON, P.G.; "Reliability Evaluation in Energy Limited Generating Capacity Studies"; IEEE Trans. Power App. and Syst., vol. PAS-97, nº 6, Nov/Dec., 1978.
- [5] ZURN, H.H. & COELHO, H.F.N.; "Obtenção de Índice de Confiabilidade e Custo de Geração para Otimização da Operação sob restrições de Energia". Anais do 3º Congresso Brasileiro de Automática, Rio de Janeiro, 275-81, 1980.

- [6] SLATER, K.J.; "A Large Hydro-Thermal Pumped-Storage Scheduling Model", TIMS/ORSA, November, 1976.
- [7] BAINBRIDGE, E.S.; MCNAMEE, J.M.; ROBINSON, D.J.; NEVISON, R.D.; "Hydrothermal Dispatch with Pumped Storage", Conference Paper, IEEE Winter Power Meeting, New York, N.Y., January 31 - February 5, 1965.
- [8] MELIOPOULOS, A.P.; VILHJALMSSON, J.; "Optimal Coordinating Policies of Pumped Hydrostorage Plants in the presence of Uncertainty", IEEE Trans. Power App. and Syst., vol. PAS-101, n° 6, June, 1982.
- [9] BALERIAUX, H.; JAMOULLE, E.; GUERTECHIN, FR.L.; "Simulation de L'Exploitation d'un Parc de Machines Thermiques de Production D'Électricité Couplé à des Stations de Pompage", extrait de la Revue E (Édition S.R.R.E.), 1967, vol. 5, n° 7, pp. 1-24.
- [10] KENNEDY, T.; MABUCE, E.M.; "Dispatch of Pumped Hydro Storage on an Interconnected Hydrothermal System", IEEE Trans. Power App. and Syst., June, 1965.
- [11] RAU, R.S.; NECSULESCU, C.; SCHENK, K.F.; MISRA, R.B.; "Reliability of Interconnected Power Systems with Correlated Demands", IEEE Trans. Power and Syst., vol. PAS-101, n° 9, September, 1982.

- [12] IEEE COMMITTEE REPORT; "Bulk Power Systems Reliability Assessment - why and how? Part I: Why?", IEEE Trans. Power App. and Syst., vol. PAS-101, n^o 9, September, 1982.
- [13] IEEE COMMITTEE REPORT; "Bulk Power System Reliability Assessment - why and how? Part II: How?", IEEE Trans. Power App. and Syst., vol. PAS-101, n^o 9, September, 1982.
- [14] IEEE COMMITTEE REPORT; "Bulk Power Area Reliability Evaluation Considering Probabilistic Transfer Capability", IEEE Trans. Power App. and Syst., vol. PAS-101, n^o 9, September, 1982.
- [15] BENGIAMIN, N.N.; ERICKSON, L.T.; "Optimum Power Generation and Purchase Balance under Demand Variations", IEEE Trans. Power App. and Syst., vol. PAS-101, n^o 12, December, 1982.
- [16] CUNHA, S.H.F.; GOMES, F.B.M.; OLIVEIRA, G.C.; PEREIRA, M.V.F.; "Reliability Evaluation in Hydrothermal Generating Systems", IEEE Trans. Power App. and Syst., vol. PAS-101, n^o 12, December, 1982.
- [17] HAMOUD, G.; BILLINTON, R.; "Uncertainty Aspects in LOLE Calculations for two Interconnected Systems", IEEE Trans. Power App. and Syst., vol. PAS-100, n^o 5, May, 1981.

- [18] BOOTH, R.R.; "Power System Simulation Model Based on Probability Analysis", IEEE Trans. Power App. and Syst., vol. PAS-91, Jan-Feb., 1972.