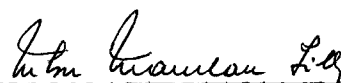


UM MODELO DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS
PARA O SETOR ELÉTRICO

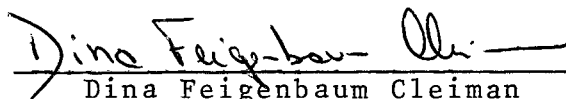
Carlos Navas Ramos

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE
PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JA
NEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO
GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS (M.Sc.)

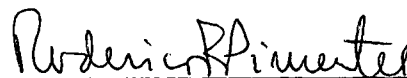
Aprovada por:



Nelson Maculan Filho
Presidente



Dina Feigenbaum Cleiman



Ruderico Ferraz Pimentel

NAVAS, CARLOS RAMOS

Um Modelo de Seleção de Investimentos
para o Setor Elétrico [Rio de Janeiro]
1980

VIII, 90 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,
Engenharia de Sistemas e Computação, 1980)

Tese - Universidade Federal do Rio de
Janeiro. Escola de Engenharia

1. Modelo Matemático de Seleção de In
vestimentos para o Sistema Elétrico Equa
toriano I. COPPE/UFRJ II. Título (Sé
rie).

a Katya

a Carlos Luis

sempre minhas fontes de estímulo

AGRADECIMENTO

Ao Professor Nelson Maculan Filho por sua inestimável cooperação, apoio e dedicação no decorrer deste trabalho e durante a vida acadêmica na UFRJ.

À Professora Dina Feigenbaum Cleiman pela compreensão que criou condições necessárias à conclusão desta tese.

Ao Engenheiro Hernán Campero, quem promoveu em mim o estímulo indispensável à realização dos meus estudos de pós-graduação.

Ao Dr. Félix E. Vaca Obando, por cujo empenho, foi possível minha vinda à COPPE.

Ao grupo de computação que trabalhou comigo no desenvolvimento do modelo gerador.

À COPPE que me ofereceu a oportunidade de especializar-me em um ramo muito importante como a de Engenharia de Sistemas.

Ao "Instituto Ecuatoriano de Eletrificacion"-INECEL pela ajuda financeira e pela confiança em mim depositada.

E a todos aqueles amigos que de uma ou de outra forma colaboraram para a conclusão desta tese.

RESUMO

Antigamente a definição da magnitude e características de um projeto nacional de geração de energia elétrica, efetuava-se analisando a melhor alternativa de aproveitamento de uma bacia hidrográfica tomada isoladamente, ou a alternativa térmica mais conveniente frente a outras consideradas como bases de comparação. Embora este método determinasse a utilização ótima dos recursos energéticos de uma zona, não era precisamente o melhor do ponto de vista nacional.

Atualmente, junto com o avanço tecnológico, se vem desenvolvendo novas metodologias para decidir os planos de obras futuros de geração e transmissão, que analisam globalmente o problema do abastecimento do mercado elétrico do país.

O propósito do presente trabalho é procurar determinar as instalações e suas características gerais, que, entre todas as alternativas disponíveis, permitem abastecer os consumos elétricos previstos para um certo período futuro, a custo total atualizado mínimo e, para qualquer sistema de preços que seja especificado.

RESUMEN

Antiguamente la definición de la magnitud y características de un proyecto nacional de generación de energía eléctrica, se efectuaba considerando la mejor alternativa de aprovechamiento de una cuenca hidrográfica considerada aisladamente, o la alternativa térmica más conveniente frente a otras consideradas como bases de comparación. Si bien este planteamiento determinaba la utilización óptima de los recursos energéticos de una zona, no necesariamente era el mejor desde el punto de vista nacional.

Actualmente, junto con el avance tecnológico, se vienen desarrollando nuevas metodologías para decidir los planes de obras futuros de generación y transmisión, que afrontan en forma total el problema del abastecimiento del mercado eléctrico del país.

El propósito del presente trabajo es determinar las instalaciones y sus características generales que, entre todas las alternativas disponibles, permiten abastecer los consumos eléctricos previstos para un cierto período futuro a costo total actualizado mínimo y para cualquier sistema de precios que se especifique.

ABSTRACT

An early definition of the magnitude and characteristics of a national project of electricity generation was based on analysis of the best alternative of use of a hydrographic basin alone, or based on the most convenient thermal choice. Although this method would find the optimal regional energetic choice it would not necessarily be the best one under the national point of view.

New methodologies have been developed nowadays which take into consideration the global implications of the country needs in terms electricity generation, transmission and distribution.

It is the purpose of the present work to find the installations and their general characteristics in a way that, from all the possible alternatives, the predicted demand can be fulfilled for a given period of time at a total minimum up to dated costs. This for any specified system of prices.

ÍNDICE

I	- INTRODUÇÃO	1
II	- SOBRE MODELOS MATEMÁTICOS DE DECISÃO	3
	2.1 - Introdução	3
	2.2 - Formulação do Modelo	5
	2.3 - Construção do Modelo Matemático	6
	2.4 - Obtenção de uma Solução para o Modelo	7
	2.5 - Análise do Modelo e da Solução Obtida	8
	2.6 - Estabelecimento de Controles sobre a Solução.	10
	2.7 - Implementação	11
III	- PLANEJAMENTO ELÉTRICO	13
	3.1 - Introdução	13
	3.2 - Características do Problema de Equipamento Elétrico	13
	3.3 - Previsão da Demanda Elétrica	15
	3.4 - Programa Ótimo de Equipamento	15
IV	- DESCRIÇÃO DO MODELO DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS ...	18
	4.1 - Introdução	18
	4.2 - Demanda e Produção	20
	4.3 - Variáveis do Modelo	21
	4.3.1 - Usinas Hidrelétricas	21
	4.3.2 - Usinas Termelétricas	24
	4.3.3 - Sistema de Transmissão	26
	4.3.4 - Instalações Existentes	27
	4.4 - Restrições do Modelo	28
	4.4.1 - Restrições de Abastecimento do Consumo Elétrico	28
	4.4.2 - Restrições das Usinas Hidrelétricas .	30

4.4.3 - Restrições de Operação das Usinas Termelétricas	31
4.4.4 - Restrições Operativas do Sistema de Transmissão	32
4.5 - Limites das Variáveis	33
4.6 - Função Objetivo	33
4.6.1 - Critérios Gerais	33
4.6.2 - Coeficientes de Custo das Usinas Hidrelétricas	35
4.6.3 - Coeficientes de Custo das Usinas Termelétricas	36
4.6.4 - Coeficientes de Custo para a Transmissão	37
4.6.5 - Ponderação Hidrológica	37
V - ANÁLISE DO MODELO	39
5.1 - Introdução	39
5.2 - Vantagens do Modelo	39
5.2.1 - A Representação Individual das Usinas Hidrelétricas	39
5.2.2 - A Representação do Sistema Interligado	40
5.2.3 - A Análise por Etapas do Período de Estudo	40
5.2.4 - O Programa Gerador dos Dados	40
5.3 - Limitações do Modelo	41
5.3.1 - A Continuidade da Variável Base	41
5.3.2 - A Representação da Operação das Usinas	41
5.3.3 - A produção das Usinas Hidrelétricas ...	41
5.4 - Refinamento do Modelo	41
VI - CONCLUSÕES	44
6.1 - Introdução	44
6.2 - Conclusões	44
BIBLIOGRAFIA	46
APÊNDICES	48

I - INTRODUÇÃO

A energia elétrica representa um serviço de utilidade pública que influencia significativamente o desenvolvimento do país: por sua própria natureza é prestado em cada área em regime de monopólio. Exige grandes montantes de investimentos, que em geral, não poderiam ser realizados por empresas particulares.

Estes aspectos levaram os governos a realizarem aplicações maciças para a normalização e ampliação dos sistemas, criando empresas de geração e de distribuição. Constituíram-se empresas de economia mista, onde a participação do Estado no capital social é absoluta.

No conjunto de atividades das empresas de energia elétrica, existe um sem número de problemas que estão sendo resolvidos com a ajuda de Pesquisa Operacional (P.O.). Por exemplo, projeto de redes de distribuição, projeto de linhas de transmissão, dimensionamento de equipamentos, controle da operação, planejamento da expansão, etc.

Na área do planejamento da expansão, sobretudo da geração, é que se pretende desenvolver um modelo que ajude na tomada de decisões das usinas que deverão ser instaladas, da ampliação do sistema troncal de transmissão e as datas em que isto acontecerá, para atendimento às necessidades do mercado consumidor.

Esse planejamento caracteriza-se pelo horizonte de longo prazo, no mínimo de 10 anos, devido ao período de construção inerente às usinas.

Por isso, o grau de incerteza das previsões da demanda torna-se grande, e com ele os riscos de ficarem ociosos in

vestimentos pesados ou de faltar energia. Esse é o problema básico a ser resolvido: como cada usina geradora envolve investimentos da ordem de centenas de milhões de dólares, em algumas poucas decisões sobre o programa de geração concentra-se volume de recursos tão grande que um desacerto aí torna-se mais grave que qualquer outro.

Existem numerosas alternativas hidrelétricas e termelétricas que permitem abastecer a demanda. Apresenta-se então, o problema de decidir que obras realizar, em que data, de que tamanho, ou seja, determinar o programa mais econômico de obras de geração e transmissão para abastecer a demanda futura.

A variedade de alternativas de diferentes características técnicas e econômicas, a longa vida útil dos equipamentos, a complementação na operação dos diversos tipos de usinas, exigem o uso de métodos de programação matemática.

O presente trabalho mostra um modelo de programação linear que tem por objetivo determinar a estrutura ótima do conjunto de instalações de geração elétrica. Com este fim, estuda-se o abastecimento da demanda do Equador para um período de 11 anos (1985-1995). As distintas alternativas de equipamentos futuros e as usinas existentes se representam por um conjunto de 595 variáveis. O abastecimento do consumo e as limitações técnicas de capacidade e operação das usinas se planteiam através de inequações lineares que chegam a um total de 782.

II - SOBRE MODELOS MATEMÁTICOS DE DECISÃO

2.1 - INTRODUÇÃO

Uma das características principais da Pesquisa Operacional é a ampla utilização de modelos matemáticos para representar um determinado modelo a ser analisado.

A construção de modelos ajuda a elaborar um problema da vida real dentro de uma armação lógica contando com a complexidade e incertezas possíveis.

Tais modelos esclarecem as alternativas de decisão e seus efeitos antecipados. Indicam os dados que são relevantes para a análise e guiam até as conclusões. Em resumo, o modelo é um veículo para chegar a uma boa e estruturada visão da realidade.

Estes modelos são construídos utilizando expressões matemáticas que relacionam e combinam as variáveis de decisão do problema com os objetivos de uma empresa ou organização, suas disponibilidades e suas limitações.

Quando um modelo cresce de dimensão, a facilidade para resolvê-lo e obter conclusões da sua solução diminui paralelamente.

Os modelos matemáticos podem ser modelos simples, tanto no seu propósito como estrutura (ex.: modelos de inventário para abastecer um estoque), ou modelos mais complexos no seu desenho e uso (ex.: modelo de avaliação econômica e social da instalação de uma usina nuclear).

Existem diferentes escolas para definir a complexidade de um problema. Para alguns investigadores os modelos

simples são aqueles onde as bases (suposições), relações, estrutura e soluções podem ser facilmente entendidas e explicadas, e os dados e requerimentos computacionais são prontamente satisfeitos. Os modelos complexos são aqueles mais sofisticados em termos de número de variáveis de decisão, alcance e domínio do problema real; os dados requeridos e as suposições feitas, a necessidade de expressar o modelo como um problema computacional e a interpretação das suas variáveis são mais profundas.

Estes últimos modelos podem ser utilizados na tomada de decisões a todos os níveis do governo e indústrias, o seu uso está aumentando devido ao melhor treinamento dos analistas (pessoal técnico) e ao desenvolvimento e refinamento de métodos analíticos e computacionais nesse campo.

A avaliação de um modelo é um processo pelo qual as partes interessadas, embora não estejam diretamente interligadas com o desenvolvimento e implementação do modelo original, podem testar os resultados do modelo em termos da sua estrutura e dados de entrada, assim como determinar, com certo nível de segurança, se os resultados obtidos podem ou não ser usados na tomada de decisões.

A avaliação é uma análise das suposições do modelo e das circunstâncias em que estas se conservam, da consistência das mesmas e perfeição do modelo, da sua construção lógica e matemática, dos resultados obtidos, etc.

A avaliação, não necessariamente deve incluir uma revisão exaustiva dos programas computacionais associados ao modelo e sua habilidade desenvolvida, embora suposições pequenas com as especificações do programa e suas relações possam ser testadas.

A seguir, apresenta-se um roteiro para a avaliação de um modelo. Este roteiro também serve para a construção do mesmo.

- Formulação do modelo
- Construção do modelo matemático
- Obtenção de uma solução para o modelo
- Análise do modelo e da solução obtida
- Estabelecimento de controles sobre a solução
- Implementação

2.2 - FORMULAÇÃO DO MODELO

Os problemas da vida real apresentam-se inicialmente numa forma vaga, imprecisa. Então, o primeiro passo é um estudo relevante do sistema e desenvolver um relatório bem definido do problema a ser considerado. Isto inclui: determinar coisas tais como os objetivos apropriados, as variáveis de decisão, as restrições que podem ser impostas, as relações entre a área de estudo e outras áreas da organização (empresa), as possíveis alternativas de cursos de ação, o tempo máximo (limite) para a tomada de decisões, etc. Este processo de formulação do modelo é importantíssimo pois sua influência nas conclusões a que o estudo pode chegar é muito grande.

É muito difícil obter uma resposta certa de um problema, se este é mal formulado. Por tal motivo, esta fase deve ser executada com muito cuidado e a formulação inicial pode ser continuamente reexaminada à luz de novas perspectivas obtidas durante fases posteriores.

A determinação dos objetivos apropriados é um aspecto muito importante da formulação do modelo. Para realizar

isto, é necessário manter conversações com pessoas adequadas que conheçam a fundo o problema, e que possam tomar decisões. Estas pessoas podem orientar na seleção dos objetivos, sem eliminar aqueles que valem a pena para chegar ao fim proposto, ao mesmo tempo que delimitam o campo de ação para o estudo em menção.

2.3 - CONSTRUÇÃO DO MODELO MATEMÁTICO

Uma vez que o modelo foi formulado como um de tomada de decisões, a seguinte fase é reformulá-lo de uma maneira conveniente para ser analisado.

A palavra MODELO tem diferentes significados, todos eles relevantes em Pesquisa Operacional. Primeiro, um modelo pode ser uma representação substitutiva da realidade, tal como um modelo em pequena escala, de um aeroplano, navio, etc. Segundo, um modelo pode implicar algo pequeno de idealizar com frequência, concretizando uma simplificação de detalhes tal como um plano-modelo de desenvolvimento urbano. Finalmente, modelo pode ser usado como verbo, significando mostrar as características de uma representação idealizada.

Em Pesquisa Operacional, um modelo é quase sempre uma representação matemática, necessariamente aproximada da realidade em forma de símbolos e expressões matemáticas.

Se se tem "n" decisões quantificáveis a ser tomadas, elas representam as variáveis de decisão (sejam X_1, X_2, \dots, X_n) cujos respectivos valores devem ser determinados. A composição mensurável de eficiência (benefício) é então expressa como uma função matemática destas variáveis de decisão (ex.: $Z = 2 X_1 + 3 X_2^2 + \dots + 5 X_n$). Esta função "Z" é denominada "função Objetivo". Quaisquer limitações nos valores que possam ser atribuí-

das a estas variáveis de decisão são também expressas matematicamente em forma de inequações ou equações (ex.: $X_1 + 3 X_2 + 7 X_1 X_2 \leq 10$). Tais expressões matemáticas para as limitações são denominadas "restrições".

O modelo matemático define os valores das variáveis de decisão tais que otimizem (maximizem ou minimizem) a função objetivo sujeita às restrições especificadas

O modelo matemático tem muitas vantagens sobre a descrição verbal do problema. Uma vantagem óbvia é que o modelo matemático descreve o problema muito mais concretamente. Tenta colocar a estrutura total do problema mais compreensível e ajuda a observar importantes relações de causa e efeito. Indica também dados relevantes para a análise. Finalmente o modelo matemático forma uma ponte que utiliza o alto poder das técnicas matemáticas e computacionais para analisar o problema.

Por outro lado, também existem certas desvantagens. Os modelos matemáticos são necessariamente idealizações abstratas do problema: as suposições e considerações simplificadas geralmente são requeridas no modelo para que seja tratável. Então se deve tomar muito cuidado para assegurar-se de que o modelo seja uma representação verdadeira do problema. Tudo o que se precisa é que exista uma alta correlação entre as predições do modelo e o que se espera acontecer no mundo real.

2.4 - OBTENÇÃO DE UMA SOLUÇÃO PARA O MODELO

Um dos objetivos da Pesquisa Operacional é a procura do ótimo ou melhor solução para um problema dado. Muitos procedimentos tem sido desenvolvidos para lograr isto. Embora, seja necessário indicar que estas soluções são ótimas sô em rela

ção ao modelo utilizado. Tendo em consideração que um modelo é só uma representação aproximada da realidade, não pode existir uma certeza absoluta que a solução encontrada para o modelo seja a melhor para o problema real. Não obstante, se o modelo é cuidadosamente formulado e checado, a solução encontrada pode tender a ser a mais indicada para o problema analisado.

A comprovação prática num estudo de Pesquisa Operacional, seria analisar se é possível ou não proporcionar um melhor roteiro de ação que possa ser obtido por outro processo.

Os benefícios que se obtêm de aperfeiçoar o modelo devem ser comparados com os custos que o envolvem. Se o balanço é positivo, deve ser feito.

Como já foi dito, a solução ótima para o modelo matemático pode estar longe de ser a solução ideal para o problema formulado. É conveniente então obter uma sequência de soluções que incluam uma série de aproximações cada vez melhores. Assim pois, esta aparente fraqueza da solução inicial é usada para sugerir melhorias no modelo, nos seus dados de entrada (a análise de sensibilidade pode conduzir a determinar que parâmetros de entrada são críticos na determinação da solução e que requerem maior cuidado). Uma nova solução é então encontrada e o ciclo se repete até que a solução obtida pelo modelo seja aceitável.

As formas em que o modelo e sua solução são avaliadas e melhoradas serão discutidas na seção seguinte.

2.5 - ANÁLISE DO MODELO E DA SOLUÇÃO OBTIDA

Uma das primeiras lições na Pesquisa Operacional é que geralmente não é suficiente confiar só na intuição. Isto

é aplicável não só a obtenção de uma solução ao problema, como também à avaliação do modelo que tem sido formulado para representá-lo.

Anteriormente foi dito que o critério para julgar a validade do modelo é saber se este prediz ou não, com certo grau de confiabilidade, os efeitos relativos das alternativas (ou decisões a tomar) a fim de permitir uma decisão acertada.

Dadas as dificuldades de comunicação e entendimento de todos os aspectos e sutilezas de um complexo problema de Pesquisa Operacional, existe a possibilidade de que o pessoal técnico (equipe de Pesquisa Operacional) que está elaborando o modelo não tenha captado com toda a sua amplitude ou não tenha interpretado corretamente tais dificuldades. Por exemplo, determinados parâmetros de entrada não foram estimados corretamente, ou um importante fator de relacionamento que não possa ter sido incorporado ao modelo.

Antes de empreender avaliações mais elaboradas, é conveniente começar testando erros óbvios ou omissões cometidos no modelo. Reexaminar a formulação do problema e compará-lo com o modelo formulado pode ajudar a revelar qualquer divergência. Outro cheque que deve ser realizado é ver que todas as expressões matemáticas são dimensionalmente consistentes nas unidades utilizadas. Adicionalmente, a validade do modelo pode ser avaliada alterando alguns parâmetros de entrada e/ou variáveis de decisão e observando o comportamento dos resultados obtidos. Isto é especialmente relevante quando os parâmetros ou variáveis tomam valores extremos, próximos do seu máximo ou mínimo.

Uma forma aproximada de avaliar o modelo é o uso de um teste retrospectivo, quando este é aplicável, envolve o uso

de dados históricos para reconstruir o passado, e então, determinar quão bom é o modelo comparando a sua solução com os fatos acontecidos no passado e conhecidos antecipadamente. Isto ajuda a definir a validade do modelo e encontrar os seus defeitos e onde requera modificações. A desvantagem deste teste retrospectivo é que o modelo usa os mesmos dados e circunstâncias que guiarão à sua formulação. O assunto crucial é analisar se os dados passados são representativos do futuro. Se não são, o modelo pode atuar de uma forma diferente no futuro daquela que faria no passado.

2.6 - ESTABELECEMENTO DE CONTROLES SOBRE A SOLUÇÃO

Suponha que depois de uma série de testes e consequentes melhorias, um modelo é aceitável e a sua solução é desenvolvida. Suponha ainda que esta solução é encontrada repetitivamente. É evidente então, que a solução seja verdadeira para o problema real, desde que o modelo específico permaneça válido; embora as condições estejam mudando na realidade e estas mudanças possam ser tais que invalidem o modelo, ex.: os valores de determinados parâmetros de entrada alteram-se significativamente. Se isto acontece, é importante que a mudança seja detectada o mais rápido possível, pois o modelo, os seus dados de entrada e a sua solução, podem ser modificados conseqüentemente.

Então, sempre que a solução e a estratégia resultante para uma futura ação são aplicadas repetitivamente, esta solução pode ser controlada da maneira descrita a seguir.

Com frequência convém estabelecer um procedimento sistemático para controlar a solução, identificando o critério de entrada dos parâmetros do modelo, i.é., parâmetros que sujei-

tos a mudança, podem alterar significativamente a solução. Isto pode ser feito por análise de sensibilidade onde, determinados parâmetros são alterados no seu valor a fim de determinar o grau de variação da solução resultante.

A seguir, um procedimento é estabelecido para determinar estatisticamente o significado da mudança em cada um dos parâmetros críticos. Isto pode ser feito algumas vezes por um processo de "folha de ruta" usado no controle estatístico da qualidade. Finalmente, é preciso tomar uma previsão para ajustar a solução e as consequências respectivas que a mudança produz quando é detectado.

2.7 - IMPLEMENTAÇÃO

A última fase de um estudo de Pesquisa Operacional é a implementação da solução final uma vez que é aprovada. Esta fase é crítica, uma vez que aqui e só aqui os benefícios do estudo são recolhidos.

É importante que o pessoal técnico (equipe de Pesquisa Operacional) participe no lançamento desta fase, tanto para estar seguros de que a solução é precisamente implementada, quanto para retificar qualquer falha na solução.

O êxito da implementação desta fase depende em grande parte da solvência do suporte tanto gerencial como técnico. Então o pessoal técnico poderia incentivar a participação ativa do nível gerencial (executivo) na formulação do problema e na avaliação da solução.

A fase de implementação envolve várias etapas: o pessoal técnico deve dar ao pessoal executivo uma cuidadosa ex-

plicação da solução a ser adotada e como torná-la realidade. Estas duas fases dividem a responsabilidade para desenvolver o processo requerido para colocar a solução em operação. O nível executivo toma então as medidas apropriadas para levar a prática à solução. Finalmente, se a natureza do problema permite, o pessoal técnico poderia ter uma experiência inicial e detectar mudanças que poderão ser feitas posteriormente.

III - PLANEJAMENTO ELÉTRICO

3.1 - INTRODUÇÃO

O objetivo do planejamento elétrico é: abastecer a demanda elétrica de um país ao menor custo possível e com um grau razoável de segurança.

As taxas de crescimento do consumo de energia prevista no Equador para os próximos anos, indicam que a demanda se duplica a cada 6 anos aproximadamente*. Para abastecer esta demanda, os recursos que o país deve investir no setor elétrico são elevados, pelo qual é essencial efetuar um planejamento cuidadoso de tal forma que o emprego de ditos recursos seja ótimo do ponto de vista nacional.

O que anteriormente foi dito junto com a complexidade das numerosas variáveis que intervêm no planejamento elétrico, fazem necessário dispor de uma metodologia que permite obter os antecedentes básicos, para a tomada de decisões no que se refere à formação futura do Sistema Nacional Interligado.

3.2 - CARACTERÍSTICAS DO PROBLEMA DE EQUIPAMENTO ELÉTRICO

As seguintes características do setor elétrico permitem mostrar o grau de complexidade do problema, da determinação do programa ótimo de investimento para realizar o abastecimento futuro:

- a) O grande crescimento da demanda de energia elétrica (12% anual)* determina um aumento contínuo de capacidade de produção que se traduz em intensivos e contínuos investimentos.

* Fonte: Plan Maestro de Electrificación, INECEL-Ecuador; Dezembro, 1979

- b) É fundamental abastecer aquela demanda com segurança e qualidade de serviço pois restrições no abastecimento elétrico provocam perdas econômicas ao país.
- c) O período de projeto e construção que é de 2 a 4 anos para uma usina térmica e de 5 a 8 anos para uma usina hidráulica, faz com que as decisões sobre os programas detalhados de instalação devam ser tomadas com muita antecedência.
- d) A forma de variação da demanda no dia e a sua modulação durante o ano, exige ter instalações necessárias para abastecer uma demanda distinta em cada instante, e em especial uma demanda máxima que se produz durante poucas horas. Por tanto, a energia produzida tem um valor econômico distinto segundo o momento em que é gerada com respeito à magnitude da demanda e não é possível compará-la sem considerar a oportunidade e segurança com que é possível guardá-la.
- e) Para abastecer a demanda, existem numerosas alternativas de equipamento, as principais fontes de energia são: usinas hidráulicas a fio d'água (passada), com regulação diária ou baixa de regulação interestacional, reversíveis; usinas térmicas convencionais, que utilizam petróleo, carvão ou gás como combustível; térmica nuclear e turbinas a gás. Estas usinas podem ter localização, tamanho e data de instalação variáveis. Usinas de diferentes tipos têm distintas características técnicas de operação e econômicas, que fazem que exista uma forte dependência entre os projetos num certo instante e no tempo. A proporção ótima dos distintos tipos de usinas no sistema em cada instante dependerá das relações de custos existentes.
- f) Em consequência, a busca do programa ótimo exige a determinação do ótimo de operação das usinas ligada à operação do resto do sistema. Por tanto, o custo de um programa varia com a forma em que se operem as usinas do sistema. Pelas mesmas razões, o equipamento futuro dependerá da situação inicial do abastecimento.
- g) A vida útil média das instalações é de 15 anos para as turbinas a gás, 25 anos para as usinas a vapor, 50 anos para as usinas hidrelétricas e 30 anos para as usinas nucleares. Em con

sequência, as decisões de investimento tomadas agora, tem um efeito sobre a operação do sistema a longo prazo, pelo qual se deve considerar a operação do sistema durante um tempo relativamente longo.

- h) Ao se fazer necessária a comparação de programas de investimentos futuros, tanto do ponto de vista dos gastos como da operação do sistema para efetuar o abastecimento, apresenta-se o problema de incerteza com respeito ao comportamento de certas variáveis como: a demanda futura, as disponibilidades hidrológicas das usinas hidráulicas, e, os preços dos fatores utilizados.

3.3 - PREVISÃO DA DEMANDA ELÉTRICA

A previsão da demanda elétrica para fins de estudo das ampliações futuras do sistema de geração deve ser realizada a longo prazo devido ao longo tempo que requerem os estudos e execução dos projetos de geração. Num sistema fundamentalmente hidrelétrico interessa definir os investimentos a realizar daqui a 10, 15 ou 20 anos e, este prazo é várias vezes mais longo do que requer todo projeto industrial consumidor de energia, de modo que, no melhor dos casos, só se terá idéias aproximadas sobre os consumos que poderão aparecer no período que se está planejando.

Frente a esta incerteza nos meios de precisão, existe uma urgente necessidade de estimar com precisão as demandas. O alto custo dos projetos elétricos faz muito onerosa toda sobreestimação das demandas, e uma sub-estimação das mesmas, é várias vezes superior ao valor dos investimentos necessários para evitá-los.

A dificuldade no cálculo das demandas futuras não é o único problema que enfrenta o planejador.

O elevado custo de uma restrição elétrica faz que "o grau razoável de segurança" com que se deve abastecer o consumo seja bastante alto. É verdade que o problema da segurança de abastecimento pode reduzir-se em último termo a um problema econômico, mas o seu cálculo é sumamente complexo pois nele intervêm todo o conjunto da economia e não só do setor elétrico.

Os estudos da previsão da demanda elétrica baseiam-se em dois tipos de métodos normalmente utilizados no setor elétrico:

a) Métodos Globais

Baseados em correlações que podem-se comprovar estatisticamente entre os consumos elétricos e certas variáveis macroeconômicas.

b) Métodos Setoriais

Baseados na informação histórica e estabelecendo metas a ser alcançadas no futuro. Classificam o mercado consumidor em setores: industrial, residencial, comercial, entidades oficiais, logradouros públicos, etc.

3.4 - PROGRAMA ÓTIMO DE EQUIPAMENTO

Uma vez projetada a demanda elétrica, a seguinte etapa do planejamento é a definição do programa ótimo de instalações que abasteçam esses requerimentos, os quais se determina previamente à seleção preliminar de todos os programas alternativos de instalações que cubra a demanda com um razoável critério de segurança.

Os programas alternativos estão formados por projetos hidrelétricos e termelétricos, pelo qual deve-se dispor da

informação necessária referente aos recursos hidrelétricos, como de combustíveis que dispõe o país.

Na definição dos programas alternativos de instalações devem-se introduzir dois tipos de restrições. O primeiro refere-se à necessidade de que o programa ajuste-se às metas da política energética do país, e o segundo tipo, que é de caráter técnico, refere-se aos critérios de exploração que devem-se seguir na operação do sistema a longo prazo.

De cada um dos projetos hidrelétricos, pode-se obter toda uma variedade de capacidades (potências) possíveis de instalar, o que junto ao grande número de projetos termelétricos, fazem com que aumente notavelmente o número de alternativas a considerar.

Se além disso leva-se em conta que cada uma destas alternativas podem aparecer em diferentes épocas de um período longo, sendo distinto cada programa em que as usinas aparecem alternadas, fica em evidência que no estabelecimento de programas alternativos a sua seleção econômica só poderá proceder por meios mecanizados.

Para tal propósito, se tem desenvolvido em INECEL, uma série de programas computacionais complementares, que permitem enfrentar por etapas sucessivamente mais precisas o problema de equipamento.

Uma destas etapas consiste numa eliminação de todos aqueles programas alternativos menos favoráveis, conservando só aqueles próximos do ótimo. O modelo denominado "modelo de Selección de Inversiones" (Modelo de Seleção de Investimentos) é o responsável por esta eliminação e seu estudo e análise é o tema principal do presente trabalho.

IV - DESCRIÇÃO DO MODELO DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTO

4.1 - INTRODUÇÃO

O grau de simplificação que se faz na representação do problema (período de estudo, características das usinas e da demanda) depende da incidência que tenha cada aspecto na definição do programa ótimo.

Tem-se colocado então ênfase na representação das características que parecem mais relevantes para a definição dos programas de instalação.

O objetivo dos novos investimentos é abastecer com uma segurança determinada uma demanda futura. Interessa conhecer como evolui a estrutura ótima de equipamento, pois a demanda futura cresce no tempo.

As variáveis de decisão ou incôgnitas do problema correspondem à capacidade que deve-se instalar em cada alternativa de produção nas distintas regiões e em cada data do período analisado, e a operação que deve-se dar a estas instalações dentro das suas possibilidades técnicas.

O caráter aleatório das vazões das usinas (probabilidade hidrológica, indisponibilidade mecânica) compromete a segurança do sistema e faz necessário uma especificação adequada das suas características com o objetivo de limitar a probabilidade de falha do abastecimento da demanda.

As restrições representam a necessidade de satisfazer a demanda em condições de hidráulicidade crítica e normal, com o fim de valorizar a energia média e firme dos aproveitamentos hidrelétricos. Outro conjunto de restrições definem-se com

a finalidade de estabelecer condições limites de operação das usinas hidrelétricas, termelétricas e do sistema de transmissão.

Considera-se o país dividido em dois centros de consumo ou nós que representam o Sistema Nacional Interligado.

Neles supõe-se concentrado o consumo total das zonas principais: elas representam aproximadamente 80% do consumo total do país.

Existem dois aspectos contrapostos que influem na definição do período de estudo: por uma parte a vida útil dos equipamentos e a dependência intertemporal das decisões que exigem um período de estudo mais ou menos longo, e por outra parte, o efeito da atualização que faz perder importância no período muito longo.

A parte das características de crescimento, o consumo está sujeito a variações periódicas. Nas previsões para um estudo a longo prazo determina-se o consumo anual de energia e a demanda máxima do ano. A partir deles, analisa-se a repartição desta demanda em períodos mais curtos.

Por outra parte os meios de produção hidráulicos apresentam também um caráter aleatório e sazonal.

Os dois aspectos antes mencionados indicam a forma de representar a demanda dentro do ano.

Devido a pouca diferença existente no Equador entre o ano civil e o ano hidrológico, decidiu-se representar as etapas por anos civis. Se tem assumido também que as instalações entram em operação no início de cada ano.

4.2 - DEMANDA E PRODUÇÃO*

A demanda de cada um dos nós está representada por duas componentes: a demanda máxima anual (expressa em MW) e o consumo de energia total do ano (expressa em \overline{MW}).

A fins de cada etapa do período analisado a demanda máxima anual que deve ser satisfeita pelas novas instalações, calcula-se como a demanda máxima anual da zona correspondente mais a reserva que se defina e menos a oferta que existe no início do dito período analisado. A oferta inicial está formada pela soma da potência firme das usinas hidrelétricas e termelétricas existentes, descontando-se em cada etapa os valores relativos aos retiros das unidades obsoletas.

A demanda de energia anual que deve ser coberta a fins de cada etapa, está definida como o consumo de energia previsto para cada zona menos a vazão energética firme das usinas hidrelétricas existentes e relacionadas a dita região. Os incrementos de energia anual devem ser cobertos pela produção firme mensal das usinas hidrelétricas mais a geração das usinas termelétricas.

Como segundo requerimento energético, estabelece-se abastecer a demanda de energia anual, menos a disponibilidade energética média das usinas hidrelétricas existentes, com a produção média das usinas hidrelétricas futuras mais a geração das usinas termelétricas futuras.

Deste jeito ficam definidos três produtos de consumo: potência firme, energia firme mensal e energia média mensal.

* Para potência se utilizará como unidade o MW e para energia a correspondente potência média (\overline{MW})

Se e é o número da etapa (1, 2, ..., 11), r o nome da região (N, S), e h os tipos de hidrologia analisados (F,M.), os produtos de consumo definidos no modelo são

$$\text{DMA } (e, r)$$

$$\text{DEN } (h, e, r)$$

No total haverão 66 produtos de consumo, (3 produtos, 11 etapas, 2 regiões). Estes produtos darão origem a 66 restrições (Ou inequações) de consumo que garantam o abastecimento elétrico dos incrementos da demanda no período de estudo considerado.

4.3 - VARIÁVEIS DO MODELO

4.3.1 - Usinas Hidrelétricas

As alternativas hidrelétricas apresentam características individuais importantes que diferenciam-se entre elas (tamanho, regime hidrológico, capacidade de regulação).

Uma das incógnitas do modelo é saber até que ponto convém desenvolver um recurso hidrelétrico. Portanto, a capacidade das usinas futuras é uma variável importante de representar.

Num mesmo projeto, para distintas potências, tem-se distintas energias possíveis de serem geradas pela usina.

Com respeito aos custos de investimento, apresentam-se efeitos de economia de escala, isto é, o custo não cresce na forma proporcional à potência. A medida que aumenta a potência instalada diminui o custo unitário de investimento.

Por outro lado, a energia gerável que está determinada pelas vazões afluentes, não aumenta proporcionalmente com a potência instalada (rendimento marginal decrescente).

Em resumo, tanto o custo de investimento como a geração anual tem variações não lineares com a potência instalada. Para ter uma representação destas características através de relações lineares tem-se procedido a decompor a usina total em três etapas ou sub-usinas fictícias, para cada uma das quais pode-se supor uma variação linear de aportes de energia e custos de investimento.

A primeira sub-usina denominada BASE corresponde a potência mínima que é conveniente instalar no aproveitamento; a segunda sub-usina chama-se SEMI-BASE. De acordo com as restrições que se definirão posteriormente, esta sub-usina não pode começar a tomar valores positivos mesmo que não tenha saturado a usina anterior; finalmente a terceira sub-usina se denomina PONTA e está também encadeada à anterior.

No gráfico que se apresenta a continuação, mostram-se as características da usina e a sua decomposição em etapas.

Considerando-se que a usina hidrelétrica j pode entrar em operação em qualquer etapa e , as variáveis que representarão as potências instaladas nas sub-usinas i , são:

$$H(i, j, e)$$

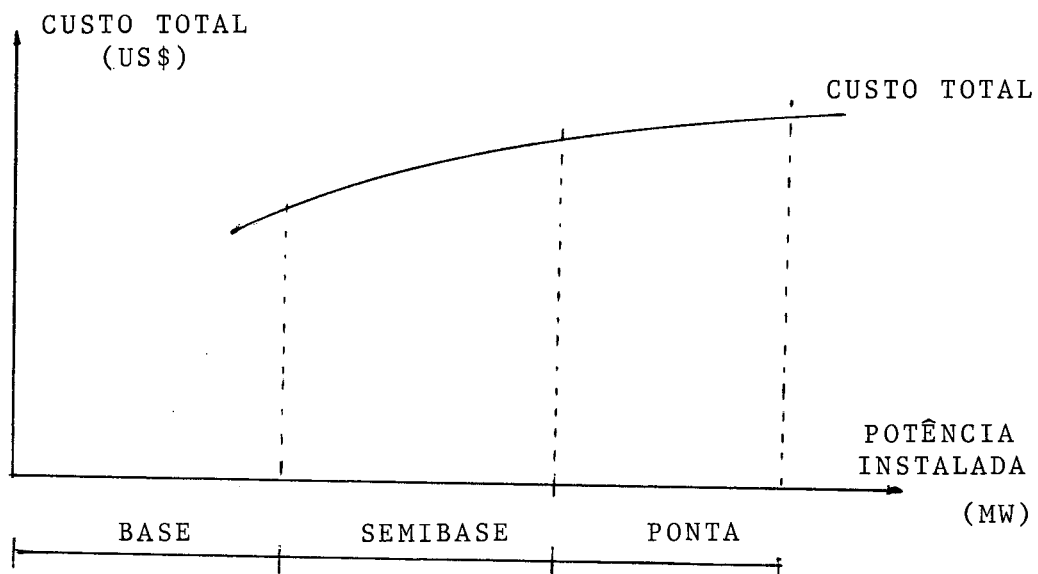
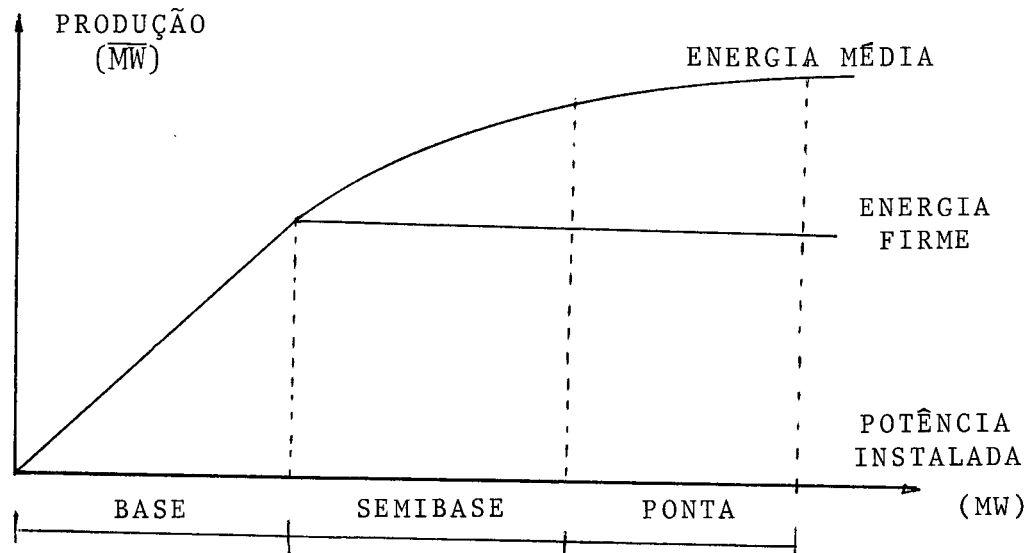
Isto dá origem a 33 variáveis por cada usina hidrelétrica (3 sub-usinas, 11 etapas).

As variáveis hidrelétricas $H(i, j, e)$ deverão

levar os seguintes limites:

SUPERIOR (UB) : valor máximo do intervalo definido como \underline{i} (base, semi-base ou ponta)

INFERIOR (LB) : nulo (implícito)



Convém indicar que a produção das usinas hidrelétricas, firme e média, supõe-se proporcional ao nível de instalação de cada sub-usina, isto é, cada sub-usina tem uma geração unitária fixa, com isto não é necessário incorporar variáveis de geração para as usinas hidrelétricas.

4.3.2 - Usinas Termelétricas

As usinas termelétricas estão representadas por dois tipos de variáveis: de instalação e de geração. Deste modo a geração de cada usina tem possibilidade de se estabelecer em forma ótima de acordo com as necessidades do sistema e as características de custo da usina.

As usinas térmicas apresentam economias de escala nos custos de inversão e exploração, o que levaria a instalar usinas do maior tamanho possível. Mas por outra parte, razões de segurança do sistema aconselham impor um tamanho máximo as unidades.

A representação da variação dos custos com o tamanho não se tem tomado em consideração explicitamente no modelo. Se não que se há adotado uma unidade de tamanho máximo em cada período. O tamanho da usina está refletido no custo correspondente, sendo a potência a instalar uma variável contínua.

Em cada uma das duas regiões definidas, consideram-se possibilidades de plantas a vapor (óleo), turbinas a gás (querosene ou diesel) e nucleares (urânio enriquecido e esfriamento da água a pressão). Estas variáveis são respectivamente

$$T(j, e, r)$$

No total haverão 66 variáveis de potência instalada (3 tipos de usina j , 11 etapas e e 2 regiões r). Os limites destas variáveis são:

SUPERIOR (UB) : aberto ($+\infty$, implícito)

INFERIOR (LB) : nulo (implícito)

Além das variáveis de instalação, tem-se incorporado as variáveis de geração para as duas hidrologias em estudo (firme e média). Estas variáveis são:

$$GF(j, h, e, r)$$

No total 132 variáveis de geração (3 tipos de usinas \underline{j} , 2 hidrologias \underline{h} , 11 etapas \underline{e} , 2 regiões \underline{r}).

Desde o ponto de vista da segurança do abastecimento da demanda, as usinas térmicas complementam às usinas hidráulicas durante os anos hidrológicos secos. Se justifica pois, a separação das variáveis de exploração para as condições de garantia e a operação do sistema. Estas variáveis não tem limites explicitos ou seja:

SUPERIOR (UB) : aberto

INFERIOR (LB) : nulo

4.3.3 - Sistema de Transmissão

O sistema de transmissão troncal, que permite aproveitar os recursos de uma zona para cobrir os déficits da outra, se economicamente justifica-se, está representado por dois tipos de variáveis: de instalação de capacidade adicional e de operação. Estas últimas correspondem à transmissão de energia e potência à hora de máxima demanda, em ambos sentidos. Isto significa que para poder aplicar o coeficiente de perdas de transmissão em cada nó devem-se definir duas variáveis por tipo de produção transmitidas (uma que sai e outra que entra). O coeficiente de perdas garante que não existem na solução ótima as duas variáveis pois seria incrementar artificialmente as perdas e não obter ganho adicional nenhum.

Para cada etapa e existirão as seguintes variáveis :

INSTALAÇÃO $K(e)$

OPERAÇÃO $SD(e, r', r)$

$SE(h, e, r', r)$

onde:

$SD(e, r', r)$ representa a transmissão de potência à hora de máxima demanda da etapa e desde a zona r' à zona r .

$SE(h, e, r', r)$ indica a transmissão de energia, em condições hidrológicas h , na etapa e desde a zona r' à zona r .

Num total 11 variáveis de instalação e 66 variáveis de geração do sistema de transmissão.

4.3.4 - Instalações Existentes

O equipamento existente até a data de início do estudo, representa-se em forma similar à usinas futuras com algumas exceções que levam a simplificar a formulação.

Por serem usinas já instaladas, conta-se com seus aportes garantidos (capacidade instalada) sem um aumento do custo esperado de abastecimento, portanto, se subtrai o aporte constante que significam potência e energia garantida, da demanda por abastecer.

No caso das usinas hidrelétricas, os aportes esperados que têm custo nulo deverão ser subtraídos da demanda por abastecer.

As únicas instalações existentes que entram como variáveis no modelo correspondem à geração das usinas térmicas, de modo a deixar a possibilidade de que sua geração seja substituída por geração de instalações futuras de custos variáveis menores, ou seja, para permitir a substituição térmica.

Aceita-se geração térmica de plantas existentes de base de tipo vapor ou diesel lento, e de ponta de tipo diesel rápido ou gás.

As variáveis de operação, para estas usinas térmicas existentes, são:

$$GE (j, h, e, r)$$

Num total de 88 variáveis (2 tipos de usinas j, 2 hidrologias h, 11 etapas e, e 2 regiões r). O limite superior destas variáveis está determinado pela capacidade inicial

menos o retiro de unidades velhas e com o fator de capacidade que se especifique como máximo.

4.4 - RESTRIÇÕES DO MODELO

4.4.1 - Restrições de Abastecimento do Consumo Elétrico

Estas restrições têm como objetivo garantir que o equipamento existente em cada etapa do período de estudo seja o suficiente como para abastecer o mercado com a segurança que se haja definido, e, determinar a geração que existirá em condições de hidrologia média em cada uma das plantas. Como o modelo não é probabilístico não tem sentido incluir o custo da restrição.

4.4.1.1 - Demanda Máxima

Se aceita que a usina pode instalar a sua capacidade em qualquer etapa e se denomina h, v, n, q aos coeficientes que medem a relação entre a potência líquida e potência instalada para as usinas hidrelétricas, a vapor, nucleares e a gás respectivamente. As restrições de demanda incluídas no modelo, são as seguintes:

$$\sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^3 p(i, j) \sum_{t=1}^e H(i, j, t) + \sum_{j=1}^3 p(j) \sum_{t=1}^e T(j, t, r) +$$

$$+ \lambda_p SD(e, r', r) - SD(e, r, r') \geq DMA(e, r) \quad (1)$$

$$e = 1, \dots, 11$$

$$r = 1, 2$$

$$r' = 3 - r$$

onde:

n = número de usinas hidrelétricas

$p(i, j)$ = coeficiente de potência firme da sub-usina $H(i, j)$

$p(j)$ = coeficiente de potência firme da usina termelétrica j

λ_p = coeficiente de perdas de potência na transmissão troncal

Estas restrições permitirão a instalação de uma usina hidrelétrica através das 11 etapas do período de estudo, o que não é real. Posteriormente será imposta a condição para que possa ser instalada só uma etapa.

Haverá um total de 22 restrições de demanda máxima anual (11 etapas e , 2 regiões r).

4.4.1.2 - Energia Anual

Se aceita-se que a usina possa operar em qualquer etapa e , estas restrições têm características similares à anterior

$$\sum_j^n \sum_i^3 e(i, j, h) \sum_{t=1}^e H(i, j, t) + \sum_j^3 c(j) GF(j, h, e, r) +$$

$$\sum_j^2 k(j) GE(j, h, e, r) + \lambda_e \cdot SE(h, e, r', r) -$$

$$SE(h, e, r', r) \geq DEN(h, e, r) \quad (2)$$

$$e = 1, \dots, 11$$

$$h = 1, 2$$

$$r = 1, 2$$

onde,

$e(i, j, h)$: coeficiente de produção energética de tipo h (firme ou médio) da sub-usina i do aproveitamento j

$c(j), k(j)$: coeficiente de consumos próprios e transmissão das usinas termelétricas futuras e existentes, respectivamente

λ_e : coeficiente de perdas de energia da transmissão troncal

Este balanço expressa-se em \overline{MW} e a restrição é de tipo " \geq " com o objetivo de permitir excedentes de disponibilidades nos primeiros anos de operação de uma usina hidrelétrica.

Haverão 44 restrições deste tipo de consumo de energia anual (2 hidrologias h , 11 etapas e , 2 regiões r).

4.4.2 - Restrições das Usinas Hidrelétricas

Estas restrições determinam que a potência instalada numa determinada sub-usina que existe a uma certa data não ultrapasse seu valor máximo e impeçam a entrada da sub-usina seguinte enquanto não se haja esgotado a possibilidade da variável anterior.

$$H(i, j, e) - \sum_{t=1}^e H(i, j, t) = 0 \quad (3)$$

$$j = 1, \dots, n$$

$$i = 1, \dots, 3$$

$$e = 1, \dots, 11$$

onde:

$H(i, j, e)$ = potência total instalada na subcentral i do aproveitamento j até a etapa e

$$\sum_{t=1}^e H(i, j, t) \leq \lambda(i, j) \sum_{t=1}^e H(i-1, j, t) \quad (4)$$

$$j = 1, \dots, n$$

$$i = 2, 3$$

$$e = 1, \dots, 11$$

onde:

$\lambda (i, j)$ = relação entre as potências máximas da sub-usina i e da sub-usina i-1

Haverá para cada aproveitamento hidrelétrico 33 restrições do tipo (3) (3 sub-usinas, 11 etapas) e 22 restrições do tipo (4) (2 sub-usinas, 11 etapas).

4.4.3 - Restrições de Operação das Usinas Termelétricas

A operação das usinas térmicas exige que se imponha certas restrições às variáveis de capacidade e de operação. Estas restrições correspondem a garantir que não se sobrepassse fatores de planta (utilização) máximos (\bar{f}_p), nem fatores de planta mínimos (\underline{f}_p) que tomem em consideração a disponibilidade dos equipamentos, a possibilidade de colocação da sua energia na curva de consumo e a geração mínima compatível com o seu aporte de potência de ponta.

Para uma produção do tipo h, na etapa e na região r, para as variáveis definidas no ponto 4.3.2, tem-se:

$$GF (j, h, e, r) - \bar{f}_p \sum_{t=1}^e T (j, e, r) \leq 0 \quad (5)$$

$$\underline{f}_p \sum_{t=1}^e T (j, e, r) - GF (j, h, e, r) \leq 0 \quad (6)$$

$$j = 1, 2, 3$$

$$h = 1, 2$$

$$e = 1, \dots, 11$$

$$r = 1, 2$$

Haverá um total de 132 restrições de cada tipo, ou seja, no total 264 restrições das usinas térmicas futuras.

4.4.4 - Restrições Operativas do Sistema de Transmissão

As variáveis de operação e de capacidade de transmissão definidas no ponto 4.3.3 devem se relacionar para que aquelas não sobrepassem o valor destas últimas

$$SD (e, r', r) \leq \bar{f}_f \sum_{t=1}^e K (t) + \bar{f}_e \cdot K (\phi) \quad (7)$$

$$e = 1, \dots, 11$$

$$r = 1, 2$$

$$r' = 3 - r$$

onde:

\bar{f}_f , \bar{f}_e : fatores de disponibilidade dos sistemas futuros e existentes, respectivamente

$K (\phi)$: capacidade de transmissão existente nos inícios do período de estudo

A restrição anterior corresponde à transmissão de potência à hora de máxima demanda, a seguinte restrição indica ao que fica submetida a transmissão de energia:

$$SE (h, e, r', r) \leq \bar{f}_u \sum_{t=1}^e K (t) + \bar{f}_c K (\phi) \quad (8)$$

$$h = 1, 2$$

$$e = 1, \dots, 11$$

$$r = 1, 2$$

$$r' = r-3$$

onde:

\bar{f}_u, \bar{f}_c : fatores máximos de utilização da linha para o sistema futuro e existente, respectivamente.

Devido a que existem 11 etapas e , 2 regiões r , 3 produtos de consumo, haverá 66 restrições para a transmissão.

4.5 - LIMITES DAS VARIÁVEIS

As variáveis hidrelétricas, as variáveis de geração das térmicas existentes e a variável da capacidade de transmissão existente, devem levar cota superior obrigatória.

O resto dos limites são optativos e devem colocar-se em função das instalações que deseja-se impor para a realização das análises específicas.

4.6 - FUNÇÃO OBJETIVO

4.6.1 - Critérios Gerais

A função objetivo a minimizar deve ser uma função linear das variáveis de decisão (incógnitas) do problema, e corresponde a um critério de custo total atualizado nos princípios do primeiro ano de estudo. Estes custos serão de inversão (usinas futuras e ampliação do sistema de transmissão) e operação das instalações (existentes e futuras) através da sua vida útil, e calcular-se-ão para um nível monetário dado.

Excluem-se os custos de capital e os gastos fixos

de operação das instalações existentes, os quais independem das alternativas futuras de produção.

Ao final do período de estudo considera-se o benefício remanescente do valor residual das instalações, expressadas também em valor presente.

A mecânica de atualização coincide com o cálculo do valor presente das anuidades através do período de estudo, pois tem-se:

$$V_R = I_t - \frac{a}{r(q-t)}$$

onde:

- V_R : valor residual ao final dos q anos de estudo, expresso em valor presente
- I_t : inversão total à data de instalação t
- a : anuidade do capital (inversão multiplicada pelo fator de recuperação (correspondente à vida útil, incluídas as reposições intermediárias)
- $r(q-t)$: fator de recuperação do capital para $(q-t)$ anos

Devido a que as anuidades por gastos de operação atualizam-se em forma semelhante, o modelo selecionará os investimentos comparando os custos em valor presente, calculados como o valor atual de todos os custos anuais do período (capital + operação).

Este critério permite que a seleção dos investimentos nos últimos anos do período de estudo, faça-se em função das características da demanda naquela data, sem assumir uma posição a respeito da forma em que as instalações seguirão operan-

do no futuro.

A metodologia empregada é simples e corrige a situação do estado final do equipamento do sistema, assumindo que as usinas instaladas nos últimos anos seguirão operando no futuro em forma similar à dos anos analisados pelo modelo.

O valor presente dos custos variáveis de operação das usinas termelétricas, devem se basear num critério de esperança matemática da geração, a qual é aleatória e função da hidrologia que se apresenta.

4.6.2 - Coeficientes de Custo das Usinas Hidrelétricas

As variáveis de instalação das usinas hidrelétricas incluem a produção para as duas condições hidrológicas especificadas, em forma de coeficientes de produção. Por tanto, os coeficientes de custo das usinas deverão incluir os gastos de instalação, operação e manutenção, expressos em valor presente.

O coeficiente de custo, que deve multiplicar à variável de instalação que se faz no início do ano t , está dado por:

$$C_t = \frac{a}{r_{(q+1-t)}} \cdot S_{(t-1)} \quad (9)$$

onde:

$S_{(t-1)}$: fator de atualização para $(t-1)$ anos

a : anuidade constante (capital + operação + manutenção)

$r_{(q+1-t)}$: fator de recuperação de capital para $(q+1-t)$ anos

Por outro lado a anuidade está dada por:

$$a = (r + s + g) I \quad (10)$$

onde:

r : fator de recuperação do capital para a vida útil da usina (0/1)

s : fator de reposições intermediárias (0/1)

g : gastos de operação e manutenção (em (0/1) da inversão total)

I : inversão total, incluindo interesses intercalares (US\$ /Kw)

Substituindo-se (10) em (9) obtém-se a expressão seguinte:

$$C_t = \frac{(r + s + q) \cdot S_{(t-1)}}{r(q+1-t)} \cdot I \quad (11)$$

4.6.3 - Coeficiente de Custo das Usinas Termelétricas

As usinas termelétricas estão representadas por dois tipos de variáveis: instalação e geração. As variáveis de instalação tem coeficientes determinados pela expressão

$$C_t = [(r + s) I + g] \cdot \frac{S_{(t-1)}}{r(q+1-t)} \quad (12)$$

onde:

g : gastos de operação e manutenção em US\$/Kw/ano

As variáveis de geração têm coeficientes de custo correspondentes ao valor presente do gasto anual de gerar um \overline{MW} (unidade em que se medem as variáveis de geração). Como o custo deve se expressar em termos de esperança matemática, o coeficien

te inclui além um fator de ponderação baseado na probabilidade da ocorrência hidrológica.

A expressão para o cálculo dos coeficientes anuais é a seguinte:

$$C_t = \frac{8.766 \cdot v \cdot p}{(1 + i)^t}$$

onde:

v = custo variável da usina (US\$/10⁻³ Kwh)

p = fator da ponderação hidrológica (0/1)

i = taxa de juros (0/1)

4.6.4 - Coeficientes de Custo para a Transmissão

Para o sistema de transmissão troncal, tem-se considerado ampliações que implicam só custos de inversão e gastos fixos de operação e manutenção.

Por tanto, para o cálculo dos coeficientes de custo aplica-se a expressão (11) do ponto 4.6.2 ou seja:

$$C_t = \frac{(r + s + g) S_{(t-1)}}{r^{(q+1-t)}} \cdot I$$

4.6.5 - Ponderação Hidrológica

Como anteriormente foi dito, as variáveis de geração termelétrica segundo cada tipo de hidrologia, devem-se ponderar segundo sejam as probabilidades de ocorrência dela.

Neste aspecto foram tomadas as expressões seguintes para o valor esperado da geração*.

* Fonte: Modelo de Selección de Inversiones. INECEL - Equador, Janeiro, 1976

$$E (G) = 0.16 GS + 0.74 GM \quad (13)$$

para as usinas nucleares e de vapor: e

$$E (G) = 0.16 GS + 0.64 GM \quad (14)$$

para as usinas a gás. GS e GM representam a geração termelétrica em condições secas (de mínima geração hidráulica) e médias, respectivamente.

V - ANÁLISE DO MODELO

5.1 - INTRODUÇÃO

Anteriormente foi dito que um modelo é uma representação simplificada da realidade e que o grau de simplificação que se faz na representação do problema, depende da incidência que tenha cada aspecto na definição do programa ótimo.

Como todo modelo matemático, este tem suas vantagens e suas limitações. Dentro das vantagens pode-se mencionar:

- A representação individual das usinas hidrelétricas
- A representação do sistema interligado
- A análise por etapas do período de estudo
- O programa gerador dos dados

Dentro das desvantagens, aliás, limitações do modelo, pode-se citar:

- A continuidade da variável 'Base'
- A representação da operação das usinas
- A produção das usinas hidrelétricas

5.2 - VANTAGENS DO MODELO

5.2.1 - A Representação Individual das Usinas Hidrelétricas

Num sistema elétrico pequeno, como o equatoriano, onde a decisão de instalar uma determinada usina é muito importante. Isto não pesa tanto ou não é tão vantajoso num sistema elétrico grande, onde a decisão a tomar será de instalar um certo tipo de usinas.

5.2.2 - A Representação do Sistema Interligado

Devido às condições de demanda elétrica, a regionalização em dois nós é suficiente para caracterizar o Sistema Elétrico Equatoriano, pois representa as duas zonas principais do País: Quito e Guayaquil onde estão concentradas cerca de 80% do consumo.

5.2.3 - A Análise por Etapas do Período de Estudo

O fato do modelo ser dinâmico no tempo, dá uma noção de soluções a curto prazo e proporciona um guia para projetos a médio e longo prazo economicamente convenientes, mediante a informação de custos reduzidos.

5.2.4 - O Programa Gerador dos Dados

O programa computacional gerador dos dados facilita muito o cálculo dos coeficientes da matriz, uma vez que estes dados são repetitivos e as restrições têm uma certa lei de formação. Esta característica dos dados poupa grande trabalho manual de perfuração e verificação dos mesmos. Além disso, facilita qualquer análise de sensibilidade, parametrização ou variação nos dados.

O Modelo de Seleção de Investimentos forma parte de um conjunto de modelos matemáticos encadeados que permitem avaliar o sistema como um todo. O programa gerador dos dados para o Modelo de Seleção de Investimentos, faz com que o programa produzido usado seja mais ágil e dinâmico.

5.3 - LIMITAÇÕES DO MODELO

5.3.1 - A Continuidade da Variável Base

A variável 'Base' das usinas hidrelétricas corresponde a uma variável de existência da usina, ou seja, rigorosamente deveria ser discreta bivalente.

O Modelo de Seleção de Investimentos é um modelo de grande porte, o que faz que a complexidade de resolver um problema de variáveis mistas (discretas e contínuas) não justifique a sua utilização como modelo linear misto.

Além disso, o número de projetos hidrelétricos que intervêm na decisão, faz com que seja mais vantajoso usar o método de impor externamente as condições de existência ou não existência.

5.3.2 - A Representação da Operação das Usinas

A representação da operação das usinas não é detalhada, simplesmente é realizado um balanço de base e de ponta sem patamares horários.

Este ponto será comentado posteriormente.

5.3.3 - A Produção das Usinas Hidrelétricas

A produção das usinas hidrelétricas é realizada com base na informação hidrológica existente, pela qual define-se os valores de energia firme, energia secundária e potência garantida.

5.4 - REFINAMENTO DO MODELO

Analizadas as vantagens e limitações do modelo, é conveniente tentar reduzir ao mínimo as limitações. A seguir, procura-se analisar as limitações e dar uma sugestão de como

eliminá-las.

A continuidade da variável 'Base' pode ser eliminada num processo iterativo. Inicialmente o modelo é resolvido como linear contínuo. Com os resultados obtidos, pode-se gradualmente ir eliminando alguns aproveitamentos hidrelétricos que tenham custos reduzidos muito altos e que não pareçam vantajosos num futuro próximo.

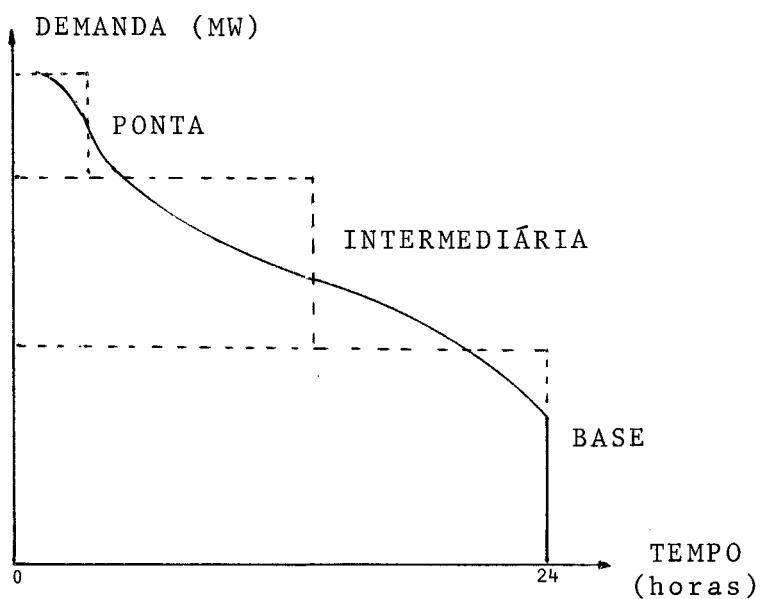
Desta forma o modelo fica menor e pode-se transformar em linear misto depois de algumas iterações.

Este processo aqui descrito tem que ser feito com muito cuidado, pois a precipitação na decisão ou análise pode ter consequências negativas.

A representação da operação das usinas pode e deve ser melhorada transformando a representação do sistema, que agora se faz só de base e ponta, em patamares horários.

Para isto, deve-se trabalhar com a "curva de duração" da zona e com base nas suas características, colocar os patamares adequados a fim de não errar, seja por falta (deixar tal como está agora) ou seja por excesso (colocando muitos patamares). Neste último caso, além de aumentar muito o tamanho do modelo, faz-se uma simulação da operação, sendo melhor, então, fazer um modelo diferente de simulação do sistema, onde seriam tomados outros parâmetros relevantes.

A seguir apresenta-se um exemplo que esclarece o que foi dito anteriormente.



A demanda em cada uma destas regiões deve ser satisfeita por aquelas usinas, que pelas suas condições (técnicas, hidráulicas, econômicas, etc) sejam ótimas para operar dentro delas. Assim, por exemplo, a demanda de base deve estar satisfeita por usinas a vapor entre outras, e não por turbinas a gás, e vice-versa.

VI - CONCLUSÕES

6.1 - INTRODUÇÃO

Os resultados obtidos são totalmente preliminares e poderão sofrer mudanças importantes uma vez que INECEL revise a informação utilizada, realize observações e correções e ache conveniente levá-las à prática.

Foram feitas parametrizações com o custo do petróleo e com os juros utilizados. Os resultados são mostrados em apêndice.

É necessário estabelecer algumas conclusões gerais que derivam dos resultados preliminares obtidos.

6.2 - CONCLUSÕES

Em geral, existe uma tendência à instalação de turbinas a gás, como complemento ao desenvolvimento de alguns aproveitamentos hidrelétricos que são atrativos. Esta característica, tem sua explicação nos seguintes fatos:

- a) Com a incorporação de importantes usinas a vapor, antes da entrada em funcionamento do projeto Paute I (1982) e a instalação deste último aproveitamento, que na sua primeira etapa é uma usina praticamente de base, o Sistema precisa de instalações de ponta em quantidades importantes. De acordo com o critério utilizado verificou-se que a ampliação da maioria dos equipamentos hidrelétricos é menos econômica que a instalação de novas turbinas a gás.
- b) As instalações de usinas a vapor que aparecem ao final do período de estudo, valorizam apreciavelmente as disponibilidades de ponta que foram instaladas anteriormente.

Uma taxa de desconto alta (12,0%) favorece espe-

cialmente às instalações de baixo capital, caso em que se encontram fundamentalmente, as turbinas a gás.

Dos aproveitamentos hidrelétricos quatro aparecem realmente competitivos: Paute I-C (ampliação da usina existente no princípio do período de estudo), Pastaza-Agoyán, Daule-Peripa e Jubones. O aproveitamento Mantúfar é o menos atrativo dos analisados. Dependendo da taxa de desconto, os projetos Toachi-Pilatón e Coca I-Salado aparecem na solução do modelo.

Com a parametrização dos custos do petróleo (20% mais altos), o modelo instala turbinas a gás apesar do alto custo do seu combustível, mas troca as usinas a vapor (de base) por usinas hidrelétricas e nucleares, dependendo da taxa de desconto.

BIBLIOGRAFIA

- 1 GEORGE B. DANTZIG: Linear Programming and Extentions - Princeton University Press, 1963.
- 2 HARVEY M. WAGNER: Principles of Operations Research with Applications to Managerial Decisions. Prentice Hall, 1969.
- 3 SAUL I. GASS: Evaluation of Complex Models. Computations and Operations Research, 1977.
- 4 HIELLIER & LIBERMAN: Introduction to Operations Research. Holden Day Inc. 1974.
- 5 ALBERTO RICARDO VON ELLENRIEDER: Princípios Básicos na Construção de Modelos. XII Simpósio Brasileiro de P.O., 1979.
- 6 SOBRAPO-BRASIL: Monografias do Seminário de Pesquisa Operacional para Dirigentes, Junho 1976.
- 7 ENDESA-CHILE: Modelo de Selección de Inversiones para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, Abril 1974
- 8 INECEL-ECUADOR: Sistema Nacional Interconectado del Ecuador: Modelo de Selección de Inversiones, Noviembre 1977.
- 9 INECEL-ECUADOR: Plan Maestro de Electrificación, Período 1980-1985. Dezembro 1979.
- 10 INECEL-ECUADOR: Estudio de Mercado de Energía Eléctrica del Ecuador, Período 1978-1990, Noviembre 1978.
- 11 HIDROSERVICE-BRASIL: Planificación de Aprovechamientos Hidroeléctricos y Sistemas Eléctricos Interconectados, Junho 1979.

- 12 BURROUGHS: Large Systems 5-Tempo, Mathematical Programming System - User's Manual, 1974.

APÊNDICE A
GLOSSÁRIO DE TERMOS RELACIONADOS COM A
PRODUÇÃO ELÉTRICA

Incluem-se neste glossário os termos relacionados com a produção de energia elétrica utilizados no presente estudo.

Foram selecionados os termos que em geral dão lugar a várias interpretações, levando-se em conta, especialmente, a necessidade de homogeneizar os conceitos utilizados em vários países latino-americanos.

1 - ENERGIA OU POTÊNCIA CONTÍNUA OU PRIMÁRIA

É a energia disponível num aproveitamento hidrelétrico nas mais adversas condições hidrológicas consideradas. Pode-se expressar em Kwh ou MW médios em relação a um certo período de tempo.

2 - ENERGIA SECUNDÁRIA

É a energia hidrelétrica disponível, excedente à energia contínua.

3 - ENERGIA MÉDIA ANUAL GERADA POR UM APROVEITAMENTO HIDRELÉTRICO

É a média aritmética das energias anuais geradas ou geráveis, no período mais extenso possível, limitadas por uma dada capacidade do equipamento de geração.

4 - POTÊNCIA MÍNIMA DISPONÍVEL

É a potência disponível nos barramentos dos gera-

dores de um aproveitamento hidrelétrico, nas mais adversas condições de queda e/ou descarga consideradas.

5 - POTÊNCIA FIRME OU CAPACIDADE DE ATENDIMENTO DE CARGA

É a potência de disponibilidade segura para obter a carga de um consumidor, de acordo com as suas necessidades.

Para que a potência de um aproveitamento hidrelétrico seja firme, este aproveitamento deverá dispor de suficiente energia contínua e de suficiente potência mínima disponível para o atendimento da carga demandada.

6 - POTÊNCIA NOMINAL OU CAPACIDADE NOMINAL OU DE PLACA

É a potência contínua a plena carga de um gerador, turbina ou outros equipamentos elétricos em condições específicas indicadas pelo fabricante. Geralmente encontra-se indicada numa placa de características em cada máquina ou dispositivo.

7 - POTÊNCIA OU CAPACIDADE INSTALADA DE UMA USINA

É a soma das potências nominais dos geradores principais e auxiliares, incluindo as unidades de reserva.

8 - CARGA

É a potência elétrica demandada em qualquer instante por uma instalação elétrica ou por um elemento específico seu.

9 - CARGA MÉDIA

É a média das cargas registradas num período dado.

10 - CARGA MÁXIMA

É a máxima carga registrada num período dado.

11 - CARGA MÍNIMA

É a mínima carga registrada num período dado.

12 - DIAGRAMA OU CURVA INTEGRAL DE ENERGIA

É o diagrama obtido como integração da curva de duração das cargas de um mercado para um período dado e que representa em abcissas as energias demandadas e em ordenadas as cargas correspondentes.

13 - FATOR DE CARGA

É a relação entre a carga média e a carga máxima num determinado período de tempo.

14 - FATOR DE CAPACIDADE OU DE UTILIZAÇÃO

É a relação entre a potência média de uma usina ou de uma máquina durante um determinado período de tempo e a capacidade nominal ou instalada.

15 - PERÍODO DE UTILIZAÇÃO ANUAL DE UMA USINA

É a relação entre a energia anual gerada pela usina e a potência instalada.

16 - RESERVA DE UM SISTEMA ELÉTRICO

É a diferença entre a capacidade instalada num sistema elétrico e a capacidade necessária para atender a carga má-

xima. É expressa em porcentagens de capacidade instalada. Tem por objetivo:

- a) assegurar uma adequada regulação de frequência
- b) Sanar erros de projeção da demanda a curto prazo
- c) Permitir a manutenção programada
- d) Controlar os efeitos de falhas e acidentes

APÊNDICE B

GERAÇÃO DOS DADOS EM FORMATO MPS

1 - INTRODUÇÃO

Uma das limitações dos programas produtos (pacotes) é que os dados devem seguir um dado formato, o que nem sempre é fácil ou lógico.

Assim, por exemplo, os dados no MPS têm que ser introduzidos por ordem de colunas e não por filas como seria de esperar.

Além disto, em programas de grande porte os dados são numerosos e a possibilidade de erro aumenta.

Procurando eliminar estas limitações do MPS foi elaborado um programa gerador de dados, o qual será descrito brevemente a seguir.

2 - DESCRIÇÃO DO PROGRAMA GERADOR

O programa computacional elaborado é muito ágil pois deixa na liberdade do programador, o número de períodos para analisar, o número de projetos hidrelétricos e termelétricos a estudar, o grau de segurança com que se deseja abastecer o mercado elétrico, etc.

O formato com que os dados de um modelo tem que ser introduzidos no computador para rodar o programa MPS, pode ser classificado em dois grupos: um que se refere à geração dos coeficientes da matriz e o outro que reúne os demais parâmetros.

Os parâmetros, tais como os nomes das restrições, os valores do termo independente e os limites das variáveis, têm uma

ordenação lógica e podem ser facilmente obtidos. Os dados são muitos, fazendo com que se cometam erros.

Os coeficientes da matriz no MPS são introduzidos por colunas. Na realidade eles são calculados por linhas e tem uma certa lei de formação.

Finalmente, muitos coeficientes da matriz são repetitivos pois multiplicam os somatórios, fazendo com que, na realidade, sejam poucos os coeficientes necessários para formar a matriz de coeficientes.

O modelo gerador dos dados grava os mesmos segundo as especificações do MPS. Ou seja, em primeiro lugar, determina os nomes de todas as restrições. A seguir desenvolve a matriz linha por linha, tomando as restrições definidas no Capítulo quatro. Depois disso, gera os valores do termo independente e finalmente especifica as variáveis que são limitadas e determina seus limites.

3 - COLOCAÇÃO DOS DADOS EM FORMATO MPS

Uma vez que o programa gerador tenha obtido os dados da matriz, linha por linha, é preciso colocar estes dados coluna por coluna para que fiquem de acordo com as necessidades do programa MPS. Para tal, aproveitando outro programa produto, ordena-se a matriz coluna por coluna.

Desta forma os dados são gerados e ordenados segundo as necessidades do MPS.

4 - VANTAGENS DO PROGRAMA GERADOR

O programa gerador facilita muito o trabalho manual de elaboração, codificação, perfuração e verificação dos dados.

No caso de análise de sensibilidade ou de uma parametrização (que normalmente são usuais), o programa gerador encarrega-se de substituir numa forma muito rápida os dados antigos por outros dados.

Como no programa gerador tem-se liberdade no período de estudo e/ou número de projetos a analisar, qualquer variação em um destes parâmetros é muito simples.

O tempo que se poupa com o programa gerador é grande e o esforço realizado para melhorá-lo e difundí-lo é muito bem recompensado.

APÊNDICE C
DADOS UTILIZADOS

1 - INTRODUÇÃO

O modelo desenvolvido pode ser utilizado em sistemas interligados pequenos onde as usinas podem ser representadas individualmente.

Neste caso, o modelo foi aplicado ao Sistema Interligado Equatoriano e os dados utilizados foram baseados em relatórios de INECEL (mencionados na bibliografia).

O país foi dividido em dois nós ou regiões, cada um dos quais teve sua demanda e sua oferta própria. A seguir são dados estes parâmetros.

2 - DEMANDA DO MERCADO

O mercado elétrico de cada zona está representado pela demanda máxima anual (MW) e o consumo anual de energia (Gwh). Na tabela C1 mostra-se estes valores para cada uma das zonas para um período de 11 anos (1985-1995).

3 - PROJETOS HIDRELÉTRICOS DISPONÍVEIS

Os projetos hidrelétricos utilizados no modelo são aqueles que constam no "Plan Maestro de Electrificación". Posteriormente poderão ser introduzidos outros aproveitamentos que apareçam atrativos ou interessantes de serem analisados.

Na tabela C2 apresenta-se os projetos hidrelétricos junto com as suas características.

Além dos custos de investimento, existem custos de

operação e manutenção e custos de reposição intermediários. Os primeiros são custos anuais e dependem da capacidade instalada. Os segundos dependem da vida útil dos equipamentos.

4 - USINAS TÉRMICAS

O esquema ótimo de equipamento pode incluir, além das usinas hidrelétricas, usinas térmicas de tipo vapor, gás ou nuclear, pelo qual se pode determinar as características destas usinas.

Na tabela C3, mostra-se as características das usinas termelétricas.

Da mesma forma que as usinas hidrelétricas, aqui são considerados também custos de operação e manutenção e custos de reposições intermediárias. Neste tipo de usinas são considerados os custos de combustível, os quais tem um peso muito forte.

5 - SISTEMA DE TRANSMISSÃO

No processo de análise do equipamento ótimo de geração, deve-se incluir o custo de investimento das ampliações do sistema troncal de transmissão que interliga as duas zonas elétricas.

Para tal fim, se tem calculado os custos de investimento do sistema de transmissão em função da capacidade de transmissão. Estes custos, são dados pela seguinte expressão*:

$$I = 232 (0.8 n + 0.2) P^{0.6632}$$

* Fonte: Plan Maestro de Electrificación, INECEL, Dezembro/79

onde:

I = custo de investimento em 10^3 US\$/km

P = potência transmitida em MW

n = número de circuitos

6 - USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES

A produção das usinas hidrelétricas existentes é retirada da demanda que tem que ser satisfeita, pois os seus investimentos foram feitos e seus custos de operação e manutenção são muito pequenos.

Na tabela C4 apresenta-se as características destas usinas para cada uma das zonas.

7 - USINAS TERMELETRICAS EXISTENTES

A geração destas usinas entra no modelo como variável, de modo a deixar que sua geração possa ser substituída por geração de instalações futuras.

Na tabela C5, mostra-se as disponibilidades existentes de usinas termelétricas.

TABELA C1
 PROJEÇÃO DA DEMANDA ELÉTRICA DO EQUADOR
 PERÍODO 1985-1995

ANO	ZONA NORTE		ZONA SUL	
	ENERGIA (Gwh)	POTÊNCIA (MW)	ENERGIA (Gwh)	POTÊNCIA (MW)
1985	2050.6	513.1	3546.1	887.3
1986	2258.1	564.8	3904.9	976.7
1987	2491.6	622.0	4308.5	1075.6
1988	2747.0	685.8	4750.2	1185.8
1989	3013.7	752.4	5211.6	1301.0
1990	3305.7	823.7	5716.5	1424.3
1991	3527.4	896.5	6099.9	1550.2
1992	3923.2	975.7	6784.3	1687.2
1993	4294.5	1068.0	7426.2	1846.8
1994	4616.9	1146.0	7983.7	1981.7
1995	5043.7	1251.9	8721.9	2164.9

Fonte: Plan Maestro de Electrificación - INECEL, Dezembro/79

TABELA C2
 CARACTERÍSTICAS DE CUSTO E PRODUÇÃO LÍQUIDA DOS
 PROJETOS HIDRELÉTRICOS

PROJETOS	POTÊNCIA (MW)		ENERGIA (Gwh)		PREÇO UNITÁRIO (US\$/MW)
	INSTALADA	GARANTIDA	PRIMÁRIA	MÉDIA	
Pastaza-Agoyán	100	92	569	791	1177.8
	200	184	569	1099	1702.4
	300	276	569	1159	2226.4
Toachi-Pilatón	150	127	767	1133	1789.9
	300	253	767	1587	2507.0
	450	380	767	1701	3187.5
Montúfar	100	94	456	532	2466.9
	200	188	456	544	3925.8
	300	250	456	544	5257.1
Coca I - Salado	420	368	1295	2389	1471.9
	560	490	1295	2449	2141.4
	840	735	1295	2465	2927.9
Paute I - Fase C	500	437	0	1710	411.2
	700	612	0	1890	708.8
	1000	809	0	1924	1244.5
Jubones	225	202	1529	1581	1652.3
	450	404	1529	1855	2774.9
	675	606	1529	1891	3742.3
Daute-Peripa	65	41	355	370	1075.1
	195	107	521	756	1594.0
	325	150	521	766	1973.4

Fonte: Plan Maestro de Electrificación - INECCEL, Dezembro/79

TABELA C3
 CARACTERÍSTICAS DAS USINAS TÉRMICAS

	UNIDADES	NUCLEAR	VAPOR	GÁS
Potência instalada	MW	500	300	50
Inversão líquida	US\$/Kw	1360	592	244
Gastos fixos utilização	US\$/Kw/ano	9.64	5.30	10.20
Gastos variáveis utilização	mills/Kwh	.407	.710	..100
Gasto combustível	mills/Kwh	23.35	44.12	6.90
Consumos próprios	(%)	9.0	6.0	2.0

Fonte: Plan Maestro de Electrificación - INECEL, Dezembro/79

TABELA C4

CARACTERÍSTICAS DAS USINAS HIDRELÉTRICAS EXISTENTES

	POTÊNCIA (MW)		ENERGIA (Gwh)	
	INSTALADA	GARANTIDA	PRIMÁRIA	MÉDIA
ZONA NORTE				
Sistemas Regionais	125.7	98.8	444.1	617.5
S.N.I.	69.2	63.6	214.4	290.0
TOTAL	194.9	162.4	658.5	907.5
ZONA SUL				
Sistemas Regionais	41.9	40.4	142.9	237.3
S.N.I.	500.0	437.0	2355.0	3196.2
TOTAL	541.9	477.4	2497.9	3433.5

Fonte: Plan Maestro de Electrificación - INECEL, Dezembro/79

TABELA C5

DISPONIBILIDADES DE USINAS TERMICAS EXISTENTES

(valores expressos em Mw)

	ZONA NORTE		ZONA SUL	
	BASE	PONTA	BASE	PONTA
1985	177.3	159.2	179.7	306.5
1986	177.3	149.4	179.7	270.4
1987	177.3	142.2	179.7	253.5
1988	177.3	140.1	170.2	227.9
1989	177.3	127.5	170.2	198.5
1990	177.3	113.8	170.2	146.0
1991	177.3	83.2	170.2	99.4
1992	177.3	83.2	170.2	99.4
1993	177.3	80.8	170.2	72.4
1994	177.3	79.3	170.2	47.2
1995	177.3	12.1	170.2	28.2

Fonte: Plan Maestro de Electrificación - INECCEL, Dezembro/79

APÊNDICE D

RESULTADOS OBTIDOS

1 - INTRODUÇÃO

O modelo matemático formulado com os dados especificados no Apêndice C, ou seja, para um período de 11 anos (1985-1995), para as duas regiões e analisando 7 aproveitamentos hidrelétricos, alcançou as seguintes dimensões.

número de restrições	:	782
número de variáveis naturais	:	595
elementos não nulos da matriz	:	10.836
densidade da matriz	:	1.0%

Para o processamento foi utilizado o programa produto MPS/TEMPO da Burroughs e o tempo de cada processamento de otimização foi de aproximadamente 20 minutos de CPU em um computador B6700.

Foram feitos vários processamentos, os quais se encontram detalhados nas tabelas D1 a D6 e cujas características se descrevem a seguir.

2 - ALTERNATIVA 1

taxa de atualização	:	8,0% anual
Preço do combustível	:	15 US\$/bl para Bunker C 20 US\$/bl para Diesel
Custo total atualizado	:	816.98 * 10 ⁶ US\$

Neste processo a energia a ser satisfeita em período crítico (seco) foi incrementada em 10% sobre a energia a ser satisfeita em condições normais.

Este critério, garante que em período crítico, alguma usina possa sofrer algum defeito inesperado.

O sistema instala os aproveitamentos Pastaza-Agoyán, Paute 1-C (Molino) e Daule-Peripa desde o início. No meio do período entram em operação usinas a gás, a vapor e os projetos Jubones e Toachi-Pilatón. No final do período incrementa usinas a gás

Os projetos Montúfar e Coca I-Salado não são instalados.

3 - ALTERNATIVA 2

A diferença com a alternativa anterior é a taxa de atualização com valor 12.0%. O custo total atualizado é 773.94 * 10⁶ US\$.

O sistema prefere instalar usinas a vapor em lugar do projeto Toachi-Pilatón. Isto é lógico pois a taxa de juros alta favorece aos investimentos pequenos os quais pesam menos no início.

4 - ALTERNATIVA 3

taxa de atualização	: 8.0%
preço do combustível	: 15 US\$/bl para Bumber C 20 US\$/bl para diesel
custo total atualizado	: 755.49 * 10 ⁶ US\$

A partir desta alternativa a energia a ser satisfeita em período crítico é igual à energia a ser satisfeita em período normal.

O sistema instala no início os Projetos Pastaza-

Agoyán, Paute 1-C (Molino) e Daule-Peripa. Na metade instala os projetos Jubones e Toachi-Pilatón e turbinas a gás e no fim do período, o projeto Coca I-Salado usinas nucleares e novas turbinas a gás.

O projeto Montúfar, assim como as usinas a vapor não são considerados pelo modelo.

5 - ALTERNATIVA 4

A diferença com a alternativa 3 é a taxa de atualização com valor 12.0%. O custo total atualizado é $723.44 * 10^6$ US\$.

Neste processo o sistema prefere instalar usinas a vapor em lugar dos projetos Toachi-Pilatón, Coca I-Salado e usinas nucleares. A justificação é a mesma que a dada na alternativa 2.

6 - ALTERNATIVA 5

taxa de atualização	: 8.0% anual
preço do combustível	: 18.0 US\$/b1 para Bunker C 24.0 US\$/b1 para diesel
custo total atualizado	: $775.51 * 10^6$ US\$

Esta alternativa não tem muita diferença com a alternativa 3. O sistema não instala usinas a vapor (de base), mas apesar do alto custo do combustível para as turbinas a gás, o sistema continua instalando estas últimas, que são usinas de ponta.

7 - ALTERNATIVA 6

A taxa de atualização é 12.0% e fora deste parâmetro os demais são iguais aos da alternativa anterior. O custo total atualizado é: $746.82 * 10^6$ US\$.

Como sempre, ao aumentar a taxa de atualização, alguns projetos hidrelétricos dão seu lugar a equipamentos termelétricos. Neste caso o projeto Coca I-Salado é substituído por usinas nucleares e turbinas a gás.

O alto custo do Bunker C faz com que as usinas a vapor não sejam atrativas.

TABELA D1
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)

ZONA NORTE

ANO	DEMANDA			PASTAZA-AGOYAN			TOACHI-PILATON		
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME	
1985	130.4	182.2	68.5	90.2	64.9	92.0			
1986	154.1	208.2	135.2	90.2	64.9	92.0			
1987	180.7	237.5	205.4	90.2	64.9	92.0			
1988	209.8	269.6	277.6	90.2	64.9	92.0			
1989	240.3	303.1	364.2	90.2	64.9	92.0			
1990	273.6	339.7	536.4	92.3	64.9	97.4			
1991	298.9	367.5	567.0	105.2	64.9	131.3			
1992	344.0	417.2	653.2	115.4	64.9	158.1	19.0	12.9	18.7
1993	386.4	463.8	757.0	125.3	64.9	184.0	97.8	66.2	95.9
1994	423.2	504.2	844.6	125.3	64.9	184.0	156.2	87.5	192.7
1995	471.9	557.8	1028.3	125.3	64.9	184.0	181.1	87.5	253.5

continua

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

TABELA D1
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)
 ZONA NORTE

continuação

ANO	TURBINA A GÁS			USINA NUCLEAR			BASE		PONTA		TRANSMISSÃO (**)				
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		POTÊNCIA		
	MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME		FIRME	FIRME	MÉDIA	FIRME					
1985							134.7				40.6	-	17.4	-	23.5
1986							134.7	8.6			64.5				43.2
1987							134.7	37.9			91.5				113.4
1988	3.9	15.6	38.8				134.7	54.4			117.0				146.8
1989	13.5	53.9	134.2				134.7	49.5			138.0				138.0
1990	39.1	156.5	389.2				134.7	44.2			143.7	-	60.6		49.7
1991	43.1	172.4	428.8				134.7	32.3			152.2	-	36.8		6.9
1992	43.1	172.4	428.8				134.7	32.3			168.2				47.6
1993	47.0	188.1	467.9				134.7	31.4			117.4		21.5		9.2
1994	47.0	188.1	467.9				134.7	30.8			95.6	-	1.7		-
1995	49.6	198.5	493.6	78.6	78.6	97.2	134.7	4.7			37.7	-	11.0		-

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

(**) O valor negativo significa que sai do nó

TABELA D1
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)
 ZONA SUL

ANO	DEMANDA			PAUTE I-C (MOLINO)		DAULE PERIPA			JUBONES		
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA MÉDIA	POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME				MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME	
1985	12.9	160.0	13.6	48.0	107.6	7.2	6.9	7.0			
1986	53.8	205.1	148.1	86.2	193.2	41.3	39.6	33.8			
1987	99.8	255.7	273.7	160.3	359.2	41.3	39.6	33.8			
1988	150.2	311.1	429.5	175.2	481.8	42.2	40.5	41.0	54.7	52.8	61.2
1989	202.8	369.0	547.6	179.2	508.4	42.2	40.5	41.0	124.9	120.7	139.9
1990	260.4	432.4	774.3	215.6	611.8	42.2	40.5	41.0	152.0	146.8	170.1
1991	304.0	480.5	960.9	215.6	611.8	42.2	40.5	41.0	180.5	174.4	202.1
1992	382.3	566.4	1110.1	215.6	611.8	86.3	59.5	107.1	180.5	174.4	202.1
1993	455.5	646.9	1312.7	215.6	611.8	86.3	59.5	107.1	180.5	174.4	202.1
1994	519.1	716.9	1486.3	215.6	611.8	86.3	59.5	107.1	180.5	174.4	202.1
1995	603.3	809.5	1707.4	215.6	611.8	86.3	59.5	107.1	180.5	174.4	202.1

continua

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente.

TABELA D1
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)

ZONA SUL

ANO	PLANTA A VAPOR		TURBINA A GÁS		BASE ENERGIA FIRME	PONTA ENERGIA FIRME	TRANSMISSÃO (**)		
	POTÊNCIA		POTÊNCIA				ENERGIA		POTENCIA
	MÉDIA	FIRME	MÉDIA	FIRME	FIRME	MÉDIA	FIRME		
	ENERGIA	POTÊNCIA	ENERGIA	POTÊNCIA	ENERGIA FIRME	ENERGIA FIRME	ENERGIA FIRME	POTENCIA	
1985					136.6		- 42.3	16.8	22.3
1986					136.6		- 67.2		- 45.5
1987					136.6		- 95.3		-119.4
1988					129.4		-121.8		-154.6
1989			.4	3.7	129.4	1.5	-143.7		-145.3
1990			.4	3.7	129.4	1.5	-149.7	58.2	- 52.3
1991	17.1	34.2	7.1	71.1	129.4	28.6	-158.5	35.3	- 7.3
1992	68.0	136.0	7.1	71.1	129.4	28.6	-175.2		- 50.2
1993	73.4	146.8	22.1	219.9	129.4	88.4	-122.3	20.6	- 9.7
1994	105.8	211.6	30.5	303.6	129.4	122.1	- 99.6	1.7	-
1995	108.1	216.2	52.2	519.0	129.4	208.7	- 39.3	10.6	-

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente.

(**) O valor negativo significa que sai do nó

TABELA D2
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)
 ZONA NORTE

ANO	DEMANDA			PASTAZA-AGOYAN			PLANTA A VAPOR		
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME	
1985	130.4	182.2	68.5	90.2	64.9	92.0			
1986	154.1	208.2	135.2	90.2	64.9	92.0			
1987	180.7	237.5	205.4	90.2	64.9	92.0			
1988	209.8	269.6	277.6	90.2	64.9	92.0	6.7	13.4	16.6
1989	240.2	303.1	364.2	90.2	64.9	92.0	56.0	111.9	138.4
1990	273.6	339.7	536.4	112.2	64.9	149.6	80.9	161.3	200.2
1991	298.9	367.5	567.0	116.1	64.9	159.9	80.9	161.3	200.2
1992	344.0	417.2	653.2	125.3	64.9	184.0	87.7	161.3	200.2
1993	386.4	463.8	757.0	125.3	64.9	184.0	145.2	161.3	200.2
1994	423.1	504.2	844.0	125.3	64.9	184.0	197.1	197.1	243.8
1995	471.9	557.8	1028.3	125.3	64.9	184.0	298.8	298.8	369.7

continua

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

TABELA D2
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)

ZONA NORTE

ANO	TURBINA A GÁS			BASE		PONTA		TRANSMISSÃO (**)			
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		POTÊNCIA	
	MÉDIA	FIRME		FIRME	FIRME	MÉDIA	FIRME	MÉDIA	FIRME		
1985				134.7				40.6	-	17.4	
1986				134.7		8.6		64.5			116.9
1987				134.7		55.2		91.5	-	17.3	149.9
1988	.5	2.2	5.4	134.7		54.4		113.6			163.6
1989	.5	2.2	5.4	134.7		49.5		94.6	-	60.1	128.4
1990	2.7	10.7	26.5	134.7		44.2		78.6		76.6	160.1
1991	17.1	68.3	170.0	134.7		32.3		85.6	-	94.6	36.9
1992	27.0	108.1	269.0	134.7		32.3		105.1	-	84.7	
1993	37.5	149.9	372.8	134.7		31.4		79.2	-	79.0	
1994	41.9	165.1	416.8	134.7		30.8		59.5	-	88.4	
1995	47.7	154.7	476.6	134.7		4.7		-	-	100.1	

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

(**) O valor negativo significa que sai do nó

TABELA D2
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)
 ZONA SUL

ANO	DEMANDA			PAUTE I-C (MOLINO)		DAULE PERIPA			JUBONES			
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENER- GIA MÉDIA	POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	
	MÉDIA	FIRME				MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME		
1985	12.9	160.0	13.6	55.2	123.6							
1986	53.8	205.1	148.1	121.0	271.2							
1987	99.8	255.7	273.7	190.6	427.1	4.5	4.3	4.4				
1988	150.2	311.1	429.5	201.1	489.1	42.2	40.5	41.0				
1989	202.8	369.0	547.6	205.7	527.8	92.5	62.2	116.4				
1990	260.4	432.4	774.3	215.6	611.8	108.3	69.0	140.1				
1991	304.0	480.5	960.9	215.6	611.8	108.3	69.0	140.1	50.8	49.1	56.9	
1992	382.3	566.4	1110.1	215.6	611.8	108.3	69.0	140.1	149.4	144.3	167.3	
1993	455.5	646.9	1312.7	215.6	611.8	108.3	69.0	140.1	178.6	172.6	200.0	
1994	519.1	716.9	1486.3	215.6	611.8	108.3	69.0	140.1	180.5	174.4	202.1	
1995	603.3	809.5	1707.4	215.6	611.8	108.3	69.0	140.1	180.5	174.4	202.1	

continua

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento

TABELA D2
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)
 ZONA SUL

continuação

ANO	PLANTA A VAPOR		TURBINA A GÁS		BASE	PONTA	TRANSMISSÃO (**)		
	POTÊNCIA		POTÊNCIA				ENERGIA		POTÊNCIA
	ENERGIA	FIRME	MÉDIA	FIRME	ENERGIA	FIRME	MÉDIA	FIRME	
1985					136.6	6.9	- 42.3	16.8	
1986					136.6	68.5	- 67.2		- 123.1
1987					136.6	98.4	- 95.3	16.6	- 157.8
1988	23.9	47.9	59.2	5.0	129.4	88.4	-118.3		- 172.2
1989	23.9	47.9	59.2	5.0	129.4	77.0	- 98.5	57.7	- 135.1
1990	23.9	47.9	59.2	16.6	129.4	56.6	- 81.9	73.5	- 168.5
1991	23.9	47.9	59.2	16.6	129.4	38.6	- 89.2	90.8	- 38.8
1992	23.9	47.9	59.2	16.6	129.4	38.6	-109.5	81.4	
1993	23.9	47.9	59.2	33.6	129.4	28.1	- 82.5	75.8	
1994	47.9	47.9	59.2	50.9	129.4	18.3	- 62.0	84.9	
1995	47.9	47.9	59.2	73.1	129.4	10.9	-	96.4	

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

(**) O valor negativo significa que sai do nó

TABELA D3
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)

ZONA NORTE

ANO	DEMANDA			PASTAZA-AGOYAN			TOACHI-PILATON			COCA I - SALADO		
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTENCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME	
1985	130.4	158.8	68.5	90.2	64.9	92.0						
1986	154.1	182.5	135.2	90.2	64.9	92.0						
1987	180.7	209.1	205.4	90.2	64.9	92.0						
1988	209.8	238.3	277.6	115.2	64.9	157.4						
1989	240.3	268.7	364.2	115.2	64.9	157.4						
1990	273.6	302.0	536.2	130.0	64.9	247.3						
1991	298.9	327.3	567.0	131.0	64.9	261.6						
1992	344.0	372.4	653.2	131.0	64.9	261.6	100.6	68.0	98.6			
1993	386.4	417.8	757.0	131.0	64.9	261.6	164.5	87.5	212.9			
1994	423.2	451.6	844.6	131.0	64.9	261.6	181.1	87.5	253.5	33.2	18.0	44.8
1995	471.9	500.3	1028.3	131.0	64.9	261.6	181.1	87.5	253.5	129.8	70.4	175.3

continua

(*) 0 mercado representa a demanda menos o equipamento existente

TABELA D3
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)
 ZONA NORTE

continuação

ANO	TURBINA A GÁS		USINA NUCLEAR		BASE		PONTA		TRANSMISSÃO (**)		
	ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME	MÉDIA	FIRME	FIRME		FIRME	MÉDIA	FIRME		
1985					96.6				40.6		23.5
1986					134.7				64.5	17.2	43.2
1987					134.7		9.5		91.5		113.4
1988					134.7		38.6		95.7		120.2
1989	2.9	11.4			134.7		49.5		123.6	8.2	178.4
1990	25.5	101.9			134.7		44.2		119.4	43.8	35.5
1991	28.4	101.3			134.7		32.3		140.9	6.0	22.4
1992	28.4	113.7			134.7		32.3		115.3	7.3	10.0
1993	28.4	113.7			134.7		31.4		63.6	14.1	
1994	28.4	113.7	1.9	1.9	134.7		30.8		48.0		
1995	33.7	134.9	1.9	1.9	134.7		4.7		5.8	1.2	.7

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

(**) O valor negativo significa que sai do nó

TABELA D3
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)

ZONA SUL

ANO	DEMANDA			PAUTE I-C (MOLINO)		DAULE PERIPA			JUBONES		
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENER- GIA MÉDIA	POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME				MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME	
1985	12,9	119,6	13,6	55,2	123,6						
1986	53,8	160,5	148,1	113,1	253,4	7,9	7,6	7,7			
1987	99,8	206,6	273,7	160,3	359,2	34,8	33,4	33,8			
1988	150,2	256,9	429,5	203,7	510,5	42,2	40,5	41,0	4,0	3,9	4,5
1989	202,8	309,6	547,6	215,6	611,8	42,2	40,5	41,0	73,8	71,3	82,6
1990	260,4	367,2	774,3	215,6	611,8	86,3	59,5	107,1	82,9	80,1	92,8
1991	304,0	410,9	960,9	215,6	611,8	86,3	59,5	107,1	137,6	133,0	154,1
1992	382,3	489,0	1110,1	215,6	611,8	86,3	59,5	107,1	180,5	174,0	202,1
1993	455,5	562,2	1312,7	215,6	611,8	86,3	59,5	107,1	180,5	174,4	202,1
1994	519,1	625,8	1486,3	215,6	611,8	86,3	59,5	107,1	180,5	174,4	202,1
1995	603,3	710,0	1707,4	215,6	611,8	86,3	59,5	107,1	180,5	174,4	202,1

continua

(*) o mercado representa a demanda menos o equipamento existente

TABELA D3
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)
 ZONA SUL

continuação

ANO	TURBINA A GÁS		USINA NUCLEAR		BASE		PONTA		TRANSMISSÃO (**)		
	ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME	POTÊNCIA		FIRME		FIRME	MÉDIA	FIRME		
1985					119.6				- 42.3		22.3
1986					136.6				- 67.2	16.5	45.5
1987					136.6		36.6		- 95.3		119.4
1988					129.4		83.2		- 99.7		126.5
1989					129.4		77.0		-128.7	- 8.6	187.8
1990					129.4		56.6		-124.3	42.0	37.4
1991	11.2	44.9			129.4		38.6		-146.7	5.7	23.6
1992	20.1	80.3			129.4		38.6		-120.1	7.0	10.6
1993	39.4	157.5			129.4		28.1		- 66.2	13.5	
1994	52.5	210.0			129.4		18.3		- 50.0		.6
1995	73.9	295.5	34.3	34.3	129.4		10.9		5.5	- 1.3	
			41.6	41.6	129.4						
			42.4	42.4							
			51.5	51.5							

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

(**) O valor negativo significa que sai do nó

TABELA D4
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)
 ZONA NORTE

ANO	DEMANDA			PASTAZA-AGOYAN			PLANTA A VAPOR		
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME	
1985	130.4	158.8	68.5	90.2	64.9	92.0			
1986	154.1	182.5	135.2	90.2	64.9	92.0			
1987	180.7	209.1	205.4	90.2	64.9	92.0			
1988	209.8	238.3	277.6	125.3	64.9	184.0			
1989	240.3	268.7	364.2	125.3	64.9	184.0			
1990	273.6	302.0	536.4	125.3	64.9	184.0			
1991	298.9	327.3	567.0	125.3	64.9	184.0			
1992	344.0	372.4	653.2	125.3	64.9	184.0	66.7	66.7	82.6
1993	386.4	417.8	757.0	125.3	64.9	184.0	160.5	160.5	198.5
1994	423.2	451.6	844.6	125.3	64.9	184.0	242.3	242.3	299.7
1995	471.9	500.3	1028.3	125.3	64.9	184.0	298.8	298.8	369.7

continua

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

TABELA D4
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)

ZONA NORTE

ANO	TURBINA A GÁS				BASE	PONTA	TRANSMISSÃO (**)						
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA			ENERGIA		POTÊNCIA				
	MÉDIA	FIRME		FIRME			MÉDIA	FIRME		FIRME			
											FIRME		
1985				93.9			40.6						
1986				134.7			64.5						116.9
1987				134.7		9.5	91.4						155.2
1988				134.7		41.6	85.4						93.6
1989	10.0	40.2	100.0	134.7		49.5	106.0						80.2
1990	32.1	104.0	319.0	134.7		44.2	117.4						33.4
1991	38.5	112.7	383.0	134.7		32.3	136.5						
1992	38.5	83.9	383.0	134.7		32.3	114.7						3.6
1993	38.5	43.8	383.0	134.7		31.4	62.8						- 8.5
1994	38.5	38.5	383.0	134.7			17.2						- 22.1
1995	47.7	47.7	474.0	134.7									- 45.9

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

(**) O valor negativo significa que sai do nó

TABELA D4
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)

ZONA SUL

ANO	DEMANDA			PAUTE I-C (MOLINO)		DAULE PERIPE			JUBONES			
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA MÉDIA	POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	
	MÉDIA	FIRME				MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME		
1985	12.9	119.6	13.6	55.2	123.6							
1986	53.8	160.5	148.1	121.0	271.2							
1987	99.8	206.6	273.7	195.0	437.0	.1	.1					
1988	150.2	256.9	429.5	201.4	491.3	37.8	36.3	36.8				
1989	202.8	309.6	547.6	202.1	497.0	86.3	59.5	107.1	25.0	24.1	27.1	
1990	260.4	367.2	774.3	215.6	611.8	86.3	59.5	107.1	80.9	78.2	90.6	
1991	304.0	410.9	960.9	215.6	611.8	86.3	59.5	107.1	135.2	130.6	151.3	
1992	382.2	489.0	1110.1	215.6	611.8	86.3	59.5	107.1	180.5	174.4	202.0	
1993	455.5	562.2	1312.7	215.6	611.8	86.3	59.5	107.1	180.5	174.4	202.0	
1994	519.1	625.8	1486.3	215.6	611.8	86.3	59.5	107.1	180.5	174.4	202.0	
1995	603.3	710.0	1707.4	215.6	611.8	86.3	59.5	107.1	180.5	174.4	202.0	

continua

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

TABELA D4
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)
 ZONA SUL

continuação

ANO	PLANTA A VAPOR			TURBINA A GÁS			BASE		PONTA		TRANSMISSÃO (**)		
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME		FIRME		FIRME	MÉDIA	FIRME		
1985							119.6			- 42.3			
1986							136.6	7.6		- 67.2	16.5		- 123.1
1987							136.6	69.9		- 95.2			- 163.4
1988							129.4	88.4		- 89.0	2.9		- 98.5
1989							129.4	77.0		- 110.4	19.8		- 84.4
1990							129.4	56.6		- 122.3	44.0		- 35.2
1991							129.4	38.6		- 142.2	16.6		
1992				9.1	36.5	90.7	129.4	38.6		- 119.5	9.7		3.8
1993				19.4	77.6	193.0	129.4	38.6		- 65.4	16.8		8.1
1994				38.6	154.3	383.7	129.4	28.1		- 17.9	27.7		21.0
1995	47.9	47.9	52.9	54.7	216.9	544.4	129.4	18.3					
				73.1	244.3	727.3	129.4	10.9			44.1		

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento

(**) O valor negativo significa que sai do nó

TABELA D5
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)

ZONA NORTE

ANO	DEMANDA			PASTAZA-AGOYAN			TOACHI-PILATON			COCA I - SALADO		
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME	
1985	130.4	158.8	68.5	90.2	64.9	92.0						
1986	154.1	182.5	135.2	90.2	64.9	92.0						
1987	180.7	209.1	205.4	90.2	64.9	92.0						
1988	209.8	238.3	277.6	115.2	64.9	157.4						
1989	240.3	268.7	364.2	115.2	64.9	157.4						
1990	273.6	302.0	536.2	132.1	64.9	276.0						
1991	298.9	327.3	567.0	132.1	64.9	276.0						
1992	344.0	372.4	653.2	132.1	64.9	276.0	70.0	37.0	91.4			
1993	386.4	417.8	757.0	132.1	64.9	276.0	160.6	87.5	203.4			
1994	423.2	451.6	844.6	132.1	64.9	276.0	181.1	87.5	253.5	22.3	12.1	30.1
1995	471.9	500.3	1028.3	132.1	64.9	276.0	181.1	87.5	253.5	118.3	64.2	159.6

continua

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

TABELA D5
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)

ZONA NORTE

continuação

ANO	TURBINA A GÁS		USINA NUCLEAR		BASE		PONTA		TRANSMISSÃO (**)		
	ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME	MÉDIA	FIRME	FIRME	FIRME	MÉDIA	FIRME	MÉDIA	FIRME	
1985					93.9				40.6		104.5
1986					134.7				64.5	- 17.2	43.2
1987					134.7		9.5		91.5		113.4
1988					134.7		38.6		95.7		120.2
1989	2.8	11.4			134.7		49.5		123.6	8.2	178.4
1990	23.0	92.2			134.7		44.2		119.6	- 34.5	30.0
1991	27.8	104.6			134.7		32.3		140.3	- 9.7	13.4
1992	27.8	111.0			134.7		32.3		115.1	- 8.1	8.3
1993	27.8	111.0			134.7		31.4		66.5	- 12.3	
1994	27.8	111.0			134.7		30.8		50.3		- 4.9
1995	32.7	130.7			134.7		4.7		- 2.4	3.0	

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

(**) O valor negativo significa que sai do nó

TABELA D5
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)
 ZONA SUL

ANO	DEMANDA			PAUTE I-C (MOLINO)		DAULE PERIPA			JUBONES			
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENER- GIA	POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	
	MÉDIA	FIRME				MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME		
1985	12.9	119.6	13.6	55.2	123.6							
1986	53.8	160.5	148.1	113.1	253.4	7.9	7.6	7.7				
1987	99.8	206.6	273.7	160.3	359.2	34.8	33.4	33.8				
1988	150.2	256.9	429.5	203.7	510.5	42.2	40.5	41.0	4.0	3.9	4.5	
1989	202.8	309.6	547.6	215.6	611.8	42.2	40.5	41.0	73.8	71.3	82.6	
1990	260.4	367.2	774.3	215.6	611.8	70.2	52.5	82.9	99.2	95.9	111.1	
1991	304.0	410.9	960.9	215.6	611.8	86.3	59.5	107.1	138.1	133.4	154.6	
1992	382.3	489.0	1110.1	215.6	611.8	86.3	59.5	107.1	180.5	174.4	202.1	
1993	455.5	562.2	1312.7	215.6	611.8	86.3	59.5	107.1	180.5	174.4	202.1	
1994	519.1	625.8	1486.3	215.6	611.8	86.3	59.5	107.1	180.5	174.4	202.1	
1995	603.3	710.0	1707.4	215.6	611.8	86.3	59.5	107.1	180.5	174.4	202.1	

continua

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

TABELA D5

SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR

BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)

ZONA SUL

continuação

ANO	TURBINA A GÁS		USINA NUCLEAR		BASE		PONTA		TRANSMISSÃO (**)		
	ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME	MÉDIA	FIRME	FIRME	FIRME	MÉDIA	FIRME	MÉDIA	FIRME	
1985					119.6				- 42.3		- 110.0
1986					136.6				- 67.2	16.5	- 45.5
1987					136.6		36.6		- 95.3		- 119.4
1988					129.4		83.2		- 99.7		- 126.5
1989					129.4		77.0		-128.7	- 8.6	- 187.8
1990					129.4		56.6		-124.5	33.1	- 31.5
1991	10.2	40.6			129.4		38.6		-146.2	9.4	- 14.9
1992	19.8	79.2			129.4		38.6		-119.9	7.7	- 8.7
1993	38.8	155.0			129.4		28.1		- 69.2	11.8	
1994	51.4	205.7			129.4		18.3		- 52.4		4.7
1995	73.1	292.2			129.4		10.9		2.3	3.1	

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

(**) O valor negativo significa que sai do nó

TABELA D6
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)

ZONA NORTE

ANO	DEMANDA			PASTAZA-AGOYAN			TOACHI-PILATON		
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME	
1985	130.4	158.8	68.5	90.2	64.9	92.0			
1986	154.1	182.5	135.2	90.2	64.9	92.0			
1987	180.7	209.1	205.4	90.2	64.9	92.0			
1988	209.8	238.3	277.6	125.3	64.9	184.0			
1989	240.3	268.7	364.2	125.3	64.9	184.0			
1990	273.6	302.0	536.2	125.3	64.9	184.0			
1991	298.9	327.3	567.0	125.3	64.9	184.0			
1992	344.0	372.4	653.2	125.3	64.9	184.0	68.0	32.9	95.2
1993	386.4	417.8	757.0	125.3	64.9	184.0	163.6	79.0	229.0
1994	423.2	451.6	844.6	125.3	64.9	184.0	181.1	87.5	253.5
1995	471.9	500.3	1028.3	125.3	64.9	184.0	181.1	87.5	253.5

continua

(*) 0 mercado representa a demanda menos o equipamento existente

TABELA D6

SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)

ZONA NORTE

continuação

ANO	TURBINA A GÁS		USINA NUCLEAR		BASE		PONTA		TRANSMISSÃO (**)		
	ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		ENERGIA		POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME	MÉDIA	FIRME	FIRME	FIRME	FIRME	MÉDIA	FIRME		
1985					93.9				40.6		
1986					134.7				64.5	-	17.2
1987					134.7		9.5		91.5		
1988					134.7		41.6		85.4	-	3.0
1989	4.7	18.9			134.7		49.5		111.4		.7
1990	32.1	104.0			134.7		44.2		117.4	-	45.8
1991	34.9	96.9			134.7		32.3		140.1	-	1.5
1992	34.9	107.6			134.7		32.3		117.0		
1993	34.9	123.3			134.7		31.4		63.2	-	15.6
1994	34.9	94.1		48.1	134.7	59.5	30.8		34.1	-	8.5
1995	44.3	87.3		121.2	134.7	149.9	4.7				

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

(**) O valor negativo significa que sai do nó

TABELA D6
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)

ZONA SUL

ANO	DEMANDA		PAUTE I-C (MOLINO)		DAULE PERIPA		JUBONES	
	ENERGIA		ENERGIA MÉDIA	POTÊNCIA		ENERGIA		POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME	MÉDIA	FIRME	
1985	12.9	119.6	55.2	123.6				
1986	53.8	160.5	121.0	271.2				
1987	99.8	206.6	195.0	437.0				
1988	150.2	256.9	201.4	491.3	37.8	36.3		
1989	202.8	309.6	211.1	573.4	42.2	40.5	65.6	63.4
1990	260.4	367.2	215.6	611.8	86.3	59.5	80.9	78.2
1991	304.0	410.9	215.6	611.8	86.3	59.5	135.2	130.6
1992	382.3	489.0	215.6	611.8	86.3	59.5	180.5	174.4
1993	455.5	562.2	215.6	611.8	86.3	59.5	180.5	174.4
1994	519.1	625.8	215.6	611.8	86.3	59.5	180.5	174.4
1995	603.3	710.0	215.6	611.8	86.3	59.5	180.5	174.4

continua

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

TABELA D6
 SISTEMA NACIONAL INTERLIGADO DO EQUADOR
 BALANÇO DE POTÊNCIA E ENERGIA (*)

ZONA SUL

continuação

ANO	TURBINA A GÁS			USINA NUCLEAR			BASE		PONTA		TRANSMISSÃO (**)			
	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA		POTÊNCIA	ENERGIA FIRME	ENERGIA	ENERGIA FIRME	MÉDIA	ENERGIA FIRME	MÉDIA	ENERGIA FIRME	POTÊNCIA
	MÉDIA	FIRME		MÉDIA	FIRME									
1985							119.6				- 42.3			
1986							136.6	7.6			- 67.2	16.5		- 123.1
1987							136.6	69.9			- 95.3			- 119.4
1988							129.4	88.4			- 89.0	2.9		- 98.5
1989							129.4	77.0			-116.1	.7		- 140.3
1990							129.4	56.6			-122.3	44.0		- 35.2
1991	12.9	51.4					129.4	38.6			-145.9	1.5		- 35.2
1992	21.8	87.2	216.9				129.4	38.6			-121.9			- 27.7
1993	39.0	156.1	388.3				129.4	28.1			- 65.9	15.0		3.5
1994	54.6	218.5	543.5			21.9	129.4	18.3			- 35.6	8.2		
1995	73.1	288.0	727.3			59.2	129.4	10.9						

(*) O mercado representa a demanda menos o equipamento existente

(**) O valor negativo significa que sai do nó