



GPL/002

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

GRUPO VII

PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

A IMPORTÂNCIA DO PLANEJAMENTO INDICATIVO NA NOVA INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE BRASILEIRA

Luiz Claudio Gutierrez Duarte
Eletrobrás

RESUMO

Inicialmente, serão apresentadas algumas considerações a respeito dos modelos comerciais de energia elétrica, bem como a estrutura do novo modelo mercantil para a Indústria de Energia Elétrica Brasileira (IEEB). A seção seguinte abordará as diversas fases do planejamento. A partir daí, será justificada a necessidade de revitalizar o Planejamento Indicativo, buscando inclusive implementar alguns estudos que eram feitos no ambiente anterior, como os Planejamentos de Médio e Longo Prazos. Destaca-se também os critérios energético-econômicos e os Modelos Energéticos a serem utilizados.

PALAVRAS-CHAVE: Planejamento, Competição, Mercado Spot, Modelos Energéticos

1.0 - MODELOS INSTITUCIONAIS

A Tabela 1 apresenta as características do modelo utilizado no Brasil até recentemente (Modelo A) e o que está sendo implementado (Modelo B). [1]

TABELA 1 - Modelos Comerciais de Energia

	A	B
Característica	Monopólio	Competição mais relevante no atacado.
Competição na geração	Não há	Em termos, sem oferta de preços.
Escolha do Varejista	Não há	sim
Escolha do Consumidor	Não há	Pouco significativa ¹
Tipo de Contrato	Informal	Bilateral ou compra no spot.
Coordenação	Importante	Importante.

Observa-se, pela Tabela acima, que a competição no segmento de geração não reduzirá a necessidade de uma coordenação central o que "... torna impossível a oferta de preços no mercado spot..." [1]. Isto vem do fato do IEEB apresentar um sistema predominantemente hidroelétrico, com reservatórios plurianuais, o que possibilita um grande volume de armazenamento e diversidade hidrológica entre bacias hidrográficas, bem como expressivos intercâmbios de energia envolvendo as diversas regiões do país.

2.0 - ESTRUTURA DO NOVO MODELO MERCANTIL

A IEEB vivia, no início da década de 90, uma grave crise cujos fatores que mais contribuíram foram: recursos financeiros escassos, inadimplências generalizadas, tarifas reduzidas, deterioração na qualidade dos serviços, obras paralisadas, confrontos entre os governos federal e estadual etc. .

Diante desse quadro, o Governo Federal estabeleceu diversos arcabouços legais e concomitantemente deflagrou o processo de privatização (empresas distribuidoras federais e estaduais). Apesar de ser um grande passo para uma maior competição, faltou uma melhor definição da modelagem institucional do setor elétrico. A Figura abaixo apresenta o novo modelo setorial, recomendado pelo Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), que transferiu para o setor privado a responsabilidade da operação e investimento na IEEB, cabendo então ao governo federal a elaboração de políticas energéticas e de regulamentação² do setor.

² Apesar de muitas vezes a regulamentação e a regulação serem usadas como sinônimos, existe diferença entre elas . A primeira, está relacionada a um processo no qual existe um poder legal que exerça uma vigilância, a fim de que as regras estabelecidas sejam obedecidas por todos os agentes. Já a regulação não prescinde de um aparato legal, dado que o próprio mercado assumirá o papel de regulador. [2]

¹ Atualmente são consumidores livres aqueles com demanda de 3 MW. A partir de junho de 2005 pretende-se que os consumidores acima de 69 kW sejam também considerados livres.

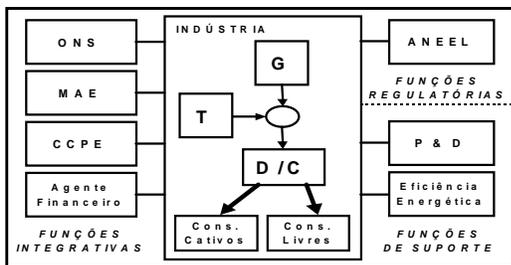


FIGURA 1 Setor Elétrico - O Ambiente Institucional

3.0 – EVOLUÇÃO DO PLANEJAMENTO

O planejamento da IEEB já passou por cinco fases [3], a saber:

3.1- Fase 1 (período até 1963)

Nesta época os sistemas elétricos eram de pequeno porte, com exceção do Rio de Janeiro e São Paulo. A construção e a operação eram realizadas por empresas privadas, como também pelas estatais existentes federal (Chesf e Furnas) ou estadual (Cemig). No tocante as expansões na capacidade de suprimento eram dadas, quer a nível de geração quer de transmissão, nas próprias áreas de concessão.

3.2 – Fase 2 (1963 à 1974)

Este período é marcado pelo surgimento de Planos Regionais para todas as regiões (CANAMBRA – Região Sul/Sudeste, ENERSUL – Região Sul, ENENORDE – Região Nordeste e ENERAM – Região Norte). Abandona-se então o planejamento a nível de empresa, para aquele que dará uma ótica mais regional. Diante disso, são criados o Grupo Coordenador para Operação Interligada-GCOI (1973) e o Comitê Coordenador de Operação Norte/Nordeste-CCON (1974). Suas atividades abrangem o planejamento da operação e os estudos de transmissão e distribuição de energia elétrica dos Sistemas Interligados Sul/Sudeste/C.Oeste e Norte/Nordeste, respectivamente³. Cabe frisar, que nesta época não foi ainda possível elaborar um Plano Nacional, nem possibilitar qualquer relação com outros energéticos.

3.3 – Fase 3 (1974 à 1982)

Esta fase possibilitou ao setor elétrico elaborar dois Planos Nacionais (Plano 95 e Plano 2000), mesmo com a crise energético/econômica que se configurou, proporcionando ao setor elétrico um processo de planejamento mais centralizado.

3.4 – Fase 4 (1983 à 1993)

A criação do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS), pela Eletrobrás, possibilitou neste período uma maior participação das empresas estaduais e federais. Dada a escassez de recursos o setor foi obrigado a uma maior integração entre planejamento, investimento e recursos financeiros. Cabe destacar, que o processo de redemocratização

do país refletiu-se na IEEB a partir da inserção da questão sócio-ambiental para o rol das variáveis que definem a viabilidade de um projeto. Criaram-se então instrumentos de Gestão Ambiental como: o Plano Diretor de Meio Ambiente (PDMA) e o Comitê Coordenador da Atividades de Meio Ambiente (COMASE).

Dessa maneira, a elaboração dos Planos 2010 e 2015 já contemplavam uma maior participação da sociedade.

3.5 – Fase 5 (1993 à 2000)

Este período começou com o surgimento de diversos instrumentos legais, a partir de 1993, cujos objetivos eram de abrir caminho para a mudança institucional e organizacional da IEEB. Esta fase pode ser considerada como um período de transição onde os planos em vigor apresentavam características da estrutura anterior (empresas federais de geração, monopólios regionais, processo cooperativo) e futura (aumento da participação de agentes privados, parcela de mercado livre, licitação para concessões, privatizações de concessionárias de energia elétrica). Importante observar a elaboração, neste período, dos Contratos Iniciais entre empresas de geração e distribuição, cuja finalidade era de estabelecer uma passagem gradativa entre o modelo passado (Modelo A) e o proposto (modelo B) [1]. Desta maneira, no Sistema Interligado Sul/Sudeste/C.Oeste tanto os preços quanto os volumes contratados pelas empresas de distribuição/varejo se manterão constantes até 2002. A partir daí, os volumes serão reduzidos numa proporção de 25% a.a. afim de que em 2005 os contratos sejam realizados de forma bilateral ou negociados no mercado spot⁴. Já no Sistema Interligado Norte/Nordeste os Contratos Iniciais terão duração de 15 anos e só a partir de 2008 é que os volumes serão reduzidos a uma taxa de 25% a.a.

As Fases de 1 à 3 mostram um modelo de desenvolvimento caracterizado pela ação do Estado na expansão da infra-estrutura (“Estado Empresário”). No tocante as necessidades de financiamento estas eram supridas seja por um Modelo Tripartite⁵ (fases 1 e 2) ou de crescente endividamento das empresas públicas (fase 3)⁶.

A fase 4 apresentou uma total deterioração dos serviços da IEEB, o que afetou o equilíbrio econômico-financeiro do setor. Os principais fatores foram:

- a moratória mexicana em fins de 1982 interrompe o fluxo de empréstimos internacionais, para os países em desenvolvimento;
- redução drástica da Geração Interna de Recursos;

⁴ A volatilidade do Custo Marginal de Operação(CMO) acarretará que entre 85 à 90% dos negócios sejam feitos por intermédio de contratos bilaterais. Cabe observar que a empresa poderá ter geração própria até 30% do seu mercado.

⁵ Geração Interna de Recursos, Recursos Institucionais e da União/Estados/Municípios. [4]

⁶ O segundo choque de petróleo trouxe uma deterioração da liquidez internacional, com um aumento nas taxas de juros e spreads pagos pelo Brasil, além de uma redução dos prazos de carência e amortização, acelerando assim o processo de estrangulamento do setor elétrico.

³ Nos anos de 1979 e 1981 a Chesf e a Eletronorte, respectivamente, passaram a fazer parte do GCOI, em função de sua interligação hidráulica.

- extinção do Imposto Único sobre a Energia Elétrica;
- Governos Estaduais cancelam pagamentos da Reserva Global de Reversão.

Observa-se que a estagnação dos empréstimos internacionais, para os países em desenvolvimento na década de 80, produziram dois fatos. O primeiro está relacionado com o racionamento de crédito e a redução dos empréstimos bancários, os quais permitiram um crescimento na demanda das empresas de energia elétrica por recursos dos bancos multilaterais (Banco Mundial e o Banco Interamericano de Desenvolvimento)⁷. Isso abriu uma oportunidade para que esses organismos criticassem os dois pilares da indústria de eletricidade dos países em desenvolvimento, representados pela integração vertical e por uma estrutura de mercado monopolista, tentando assim sinalizar que a próxima década o capital privado será o principal agente, tanto para retomar projetos paralisados quanto investir em novos [5].

A segunda consequência vem da mudança no instrumento captação de recursos, representado inicialmente por Créditos Bancários (Mercado de Crédito), pela Emissão de Títulos Financeiros (Mercados de Capitais).

A Fase 5 reflete, conforme já mencionado, a transição entre o velho paradigma representado pelo “Estado Empresário” e o novo onde o Estado tem o papel de regulador e indutor da competição nos segmentos de geração e comercialização. Verifica-se que, apesar da semelhança com a reforma da indústria de eletricidade realizada em outros países, principalmente na Inglaterra⁸, a grande diferença está baseada na precedência que a privatização teve no Brasil antes do novo formato da IEEB tendo em vista as necessidades fiscais do Estado⁹.

4.0 A IMPORTÂNCIA DO PLANEJAMENTO INDICATIVO

4.1 Considerações Iniciais

Embora com problemas no MAE, a IEEB está construindo uma estrutura de governança híbrida, formatada por três elementos: mercado spot, comercialização por intermédio de contratos bilaterais e coordenação central da operação [1]. Neste contexto, e associado ao fato de que a participação estimada da eletricidade na energia consumida será crescente, bem

como a estimativa da necessidade de investimento, apenas no quadriênio de 2001/2004 são cerca de R\$ 35 bilhões, já justificam a importância do Planejamento Indicativo.

4.2 Fatores Determinantes do Planejamento Indicativo

A crise energética ocorrida na Califórnia está trazendo lições, sendo que uma delas está na importância de planejamento indicativo no aumento da capacidade de geração do país¹⁰. Isto está gerando um movimento pró-ativo para o Planejamento Indicativo, que foi relegado a um segundo plano pelos responsáveis da reforma da IEEB. O fortalecimento do CCPE é fundamental tanto para IEEB quanto para o Desenvolvimento Sustentável do país. Isso evitará tanto a possibilidade de outro órgão querer se responsabilizar pelo planejamento, como dificultará que um grande player possa capturar o Planejador Indicativo. A seguir alguns fatores determinantes para o planejamento indicativo.

4.2.1 – Processo de planejamento

Conforme já mencionado, a preponderância de um parque gerador hidrelétrico de grande porte e expressivos intercâmbios de energia, envolvendo as diversas regiões do país, torna imprescindível a elaboração de um planejamento indicativo cuidadoso. Sendo assim, tenta-se operar e expandir a oferta de energia elétrica e ao mesmo tempo garantir ao consumidor uma qualidade e confiabilidade do serviço prestado, ambas ao menor custo possível. Isso traz um conflito de interesses, pois uma alta qualidade de energia pode resultar em grandes investimentos, o qual refletirá numa elevação nos custos finais de produção, transmissão e da distribuição de energia elétrica e por fim num aumento da tarifa de energia elétrica. Portanto, caberá ao consumidor sinalizar ao serviço de energia elétrica o quanto está disposto a pagar pela qualidade de energia.

As etapas de Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico deverão¹¹ concentrar três estudos:

- Longo Prazo: com um horizonte entre 20 a 30 anos a frente, tem como finalidade apresentar cenários indicativos da composição esperada do parque gerador e dos troncos de transmissão para interligações regionais, bem como determinar a necessidade de investimentos em processos tecnológicos e industriais;
- Médio Prazo: compreende uma evolução do sistema elétrico nos próximos 15 anos (geração)

⁷ Um exemplo é o projeto Revise (Revisão Institucional do Setor Elétrico), realizado no final da década de 80, cujas propostas obedeciam as diretrizes do Banco Mundial, mas que não foi implementado face a política econômica regente no país. Cabe destacar que no caso do Brasil a atuação do BIRD e BID tiveram um papel secundário no financiamento do setor elétrico. [2]

⁸ Desverticalização, livre acesso, criação de um mercado spot, regulamentação e privatização são exemplos dessa semelhança.

⁹ Até junho de 2000 o aporte de capital privado atingiu cerca de US\$22 bilhões, sendo que 85% proveniente da compra de empresas distribuidoras. [6]

¹⁰ Alguns especialistas consideram improvável que os fatos que ocorreram na Califórnia possam se repetir no Brasil pois existem quatro diferenças fundamentais, quais sejam: configuração predominantemente hidroelétrica, ONS monitora os períodos de manutenção das usinas geradoras, existências dos contratos iniciais e de um planejamento indicativo coordenado pelo governo federal. Entretanto, o caso da Califórnia serve como um aprendizado sobre os cuidados que devem ser tomados para desregular a indústria de eletricidade em países com cenário de oferta insuficiente.

¹¹ Atualmente, se faz apenas um planejamento decenal. O último planejamento de longo prazo foi o Plano 2015 cujas conclusões ainda estavam relacionadas com o ambiente anterior.

ou 10 anos (transmissão) a frente e estabelece a estratégia de expansão, frente às metas fixadas nos estudos de longo prazo de forma a atender aos requisitos de mercado a custos mínimos;

- Curto Prazo: atende ao período de 10 anos, ajustando a estratégia de expansão da geração e transmissão de acordo com as variações conjunturais como mudanças na previsão de mercado e restrições físico-financeira e ambientais de obras em andamento.

As periodicidades anuais dos estudos de longo, médio e curto prazo poderão ser de 5 anos, 2 anos e 1 ano, respectivamente. Cabe observar que ao contrário do planejamento centralizado que privilegiava expansão pelo lado da oferta, o CCPE deverá também efetuar investigações de gerenciamento da demanda “... modulando a carga de forma a alterar o perfil do consumo nos horários de ponta, fazendo com que o sistema opere de maneira eficiente, abrindo caminhos alternativos para o adiamento de investimentos”[1].

4.2.2 – Critérios de Planejamento

Um dos produtos do planejamento indicativo poderá ser o de auxiliar a ANEEL a respeito dos estudos de viabilidade de projetos de geração hidroelétrica, que farão parte de futuras licitações, no tocante ao dimensionamento energético-econômico. Neste caso, deverá ser utilizado o Critério Determinístico, que apresenta as seguintes premissas:

- o parque gerador deve ser capaz de atender ao mercado projetado sem déficit de energia no caso de ocorrência de qualquer das seqüências de vazões existentes no registro histórico (é o pressuposto de que o “ futuro” será igual ao “ passado”);
- o sistema gerador deve ser capaz de atender, sem déficit de potência, a demanda máxima do mercado, considerando os fatores de reserva associados as taxas de saídas de unidades geradoras, devido a paradas forçadas por quebra e manutenção preventiva.

Alguns conceitos associados a esse critério, são :

- Energia Firme de um Sistema Gerador – maior carga possível de ser suprida continuamente pelo sistema, no caso de repetição das vazões históricas registradas, em particular, da pior seqüência hidrológica;
- Período Crítico – é o intervalo de tempo entre o instante em que os reservatórios atingem o nível máximo operativo de armazenamento e o instante em que atingem seu nível mínimo, sem ocorrência de reenchimentos totais intermediários, no caso de atendimento à energia firme do sistema;
- Energia Firme de uma Usina (Energia Firme Local) – é o valor esperado de energia que uma UHE é capaz de gerar ao longo do período crítico do sistema.

Apesar de apresentar desvantagens (possibilidade de ocorrer situações hidrológicas mais críticas) sua utilização nos estudos de dimensionamento energético-econômico de UHEs torna-se necessária dada a facilidade nos cálculos dos parâmetros energéticos, o que implica na facilidade de reprodução dos resultados.

Já o Critério Probabilístico está relacionado com a natureza estocástica das vazões afluentes, implicando assim em novos conceitos de energia, quais sejam:

Energia Garantida do Sistema – maior valor possível de energia média anual que o sistema pode suprir, com as mesmas características do mercado, atendendo um critério de garantia que iguale os Custos Marginais de Expansão e Operação;

Energia Garantida da Usina – resultado de um rateio da energia garantida do sistema pelas usinas que o compõem.

O critério probabilístico deverá ser utilizado nas análises de mercado e de competitividade de Usinas Térmicas ou de ampliação de intercâmbio entre submercados.

4.2.3 – Aspectos energético-econômicos

Os seguintes fatores merecem atenção do planejador indicativo:

- Características dos empreendimentos: os dados físico-operativos dos empreendimentos hidroelétricos e termoelétricos, tanto existentes quanto os constantes da estratégia de expansão, devem estar alocados num banco de dados de forma que possam ser acessados por qualquer agente interessado¹². No caso das usinas existentes as características devem ser as que constam do banco de dados do ONS;
- Taxa de Desconto – afeta o custo de geração, a competitividade entre usinas hidroelétricas e térmicas¹³, nos custos marginais e na otimização do sistema hidrotérmico;¹⁴
- Custo Médio de Geração – possibilita a seleção de projetos que sejam economicamente competitivos¹⁵, sendo seu cálculo proveniente da razão entre o somatório dos custos anuais incorridos¹⁶ e os benefícios energéticos¹⁷ proporcionados pelo empreendimento;
- Custo Marginal de Expansão (CME) – indicador da competitividade econômica de projetos de geração e como valorizador da energia firme na análise de dimensionamento. Entretanto, não existe consenso sobre a metodologia de cálculo sendo que o CCPE utiliza atualmente o Custo Ponderado de Geração de uma carteira de usinas que estão

¹² Cabe destacar que a Eletrobrás dispõe de um banco de dados de hidroelétrica (SIPOT – Sistema de Informações do Potencial Hidroelétrico Brasileiro).

¹³ Quanto maior a taxa de desconto maior é a competitividade de projetos termoelétricos frente aos hidroelétricos e vice-versa.

¹⁴ Estudos recentes relacionados ao Projeto RESEB e do Dresdner Bank, este último prestando serviço ao MAE, chegam a taxas de desconto entre 12 e 16%.

¹⁵ Este indicador é também usado nos Estudos a nível de inventário, conjuntamente com o índice de Impacto Ambiental, para estabelecer a melhor alternativa de divisão de queda natural de uma bacia.

¹⁶ Investimento e Operação & Manutenção para UHE e para UTE é acrescentado o Custo de Combustível.

¹⁷ Energia Firme para UHE e produto entre potência, fator de capacidade máximo e desconto de consumo interno para UTE.

planejadas no horizonte decenal. Cabe destacar que o CME poderá ajudar em caso de revisão do Valor Normativo correspondente à fonte competitiva¹⁸;

- Custo Marginal de Operação (CMO) – depende da política de operação térmica e de intercâmbio de energia entre os submercados;
- Custo de Déficit de Energia – o CEPEL vem desenvolvendo uma metodologia que utiliza a Matriz Insumo-Produto para chegar a uma curva do Produto Interno Bruto em função da profundidade do racionamento de energia elétrica. A derivada desta função representaria o Custo de Déficit de Energia¹⁹. Sua aplicação proporcionará a possibilidade de apresentar o Custo de Déficit de Energia, por patamares de custo, relacionados a racionamentos por faixa de mercado.

4.2.4 Modelos computacionais aplicados ao planejamento de expansão

A entrada da metodologia marginalista para o cálculo da tarifa de energia elétrica, no início dos anos 80, implicou na necessidade de sinalizar o custo da energia não suprida. Para isso, foram desenvolvidos modelos de simulação probabilística que baseavam-se no cálculo do risco anual de déficit de energia e na probabilidade de perda de carga no atendimento à demanda. Nessa época, a formulação de um cronograma de expansão tinha como função objetivo a minimização do “...custo atualizado de investimento mais o valor esperado dos custos de operação, sujeito as restrições no risco anual de déficit de energia e na probabilidade de perda de carga” [7].

Na década de 90 a IEEB começava a apresentar os primeiros trabalhos de montagem de um planejamento de expansão considerando incertezas de demanda e de restrições financeiras. Abandona-se assim a idéia de se trabalhar com plano de expansão passando para uma estratégia de expansão²⁰.

Os modelos a serem utilizados no planejamento da expansão são:

- Newave – é um modelo de decisão estratégica que realiza um despacho econômico, calculando o preço spot de um sistema hidrotérmico. Este resultado é consequência da resolução de um problema de programação não linear onde a função objetivo é a minimização da soma de duas classes de custos (imediate e futuro), sujeito as restrições relacionadas ao balanço hídrico, limites

de armazenamento e turbinamento, limites de geração térmica e atendimento à demanda;

- Suishi-o – tem como objetivo analisar o comportamento de cada empreendimento (UHE ou UTE) por intermédio da operação do parque gerador, para diferentes condições de carga e hidraulicidade, subordinada a um conjunto de parâmetros definidores de prioridades. Pode simular até cinco subsistemas hidrotérmicos eletricamente interligados em malha mas hidraulicamente independentes, levando em conta limites nas capacidades de intercâmbio de energia nos dois sentidos;
- Modpin – os modelos apresentados anteriormente representam decisões sob certeza ou sob risco. Este modelo utiliza técnicas relacionadas a programação linear e a teoria de decisão, tendo como objetivo apresentar uma estratégia de expansão de geração, durante o horizonte de estudo, considerando “... as incertezas dos diversos fatores que afetam o plano de expansão, tais como demanda de combustível, atraso de obras etc.” [7].
- Melp – é um aperfeiçoamento do Deselp²¹ pois incorpora aspectos de incerteza no processo de decisão da mesma maneira que o Modpin. Entretanto, ambos os modelos diferem uma vez que o Modpin opera com conhecimento da afluência futura enquanto que o Melp opera por despacho de energia média e firme, calculadas do histórico.

Cabe observar que estão sendo implementadas algumas técnicas para ajudar o planejador, quais sejam:

- Algoritmos Genéticos – é uma das abordagens da chamada computação evolucionária²² que utiliza a teoria da evolução de Darwin como uma “...ferramenta de otimização para problemas de engenharia” [8]. O algoritmo genético está sendo utilizado para resolver o subproblema de investimento do MODPIN;²³
- Teoria dos Jogos - é uma ferramenta que auxilia na investigação da possibilidade de existência de barreiras a entrada ou práticas de conluio entre empresas de forma a gerar atitudes anti-competitivas. Utilizando-se o conceito do equilíbrio de Nash-Cournot²⁴ pode-se mostrar que aumentando o número de contratos, reduz o preço

¹⁸ A Resolução 22 de 1/02/2001 estabeleceu um Valor Normativo para um fonte competitiva de R\$72,35/MWh (US\$36.85, data de referência de janeiro de 2001).

¹⁹ No ambiente cooperativo a condição de otimalidade para o atendimento, a uma carga sujeita a um risco de déficit de 5% a.a., dar-se-ia na igualdade entre os custos marginais de longo e curto prazos. Neste caso, o Custo de Déficit de energia era calculado de forma implícita. [3]

²⁰ O CCPE ainda não está utilizando essa metodologia. Entretanto, propostas de sua implementação estão sendo consideradas no âmbito do Comitê Técnico para Estudo da Oferta (CTDO).

²¹ O DESELP (Determinação de Expansão do sistema Elétrico a Longo Prazo) tinha a finalidade de determinar a evolução e composição ótima do parque gerador, como também dos troncos de interligação entre regiões elétricas a longo prazo (30 anos).

²² As outras abordagens são a programação evolucionária e as estratégias evolucionárias.

²³ Esta técnica vem sendo desenvolvida no CEPEL e foi objeto de uma tese de doutorado. [8]

²⁴ O equilíbrio de Nash é um conjunto de estratégias no qual cada jogador estará fazendo o melhor que pode em função das ações de seus oponentes. Já o Modelo de Cournot cada organização determina seu próprio nível de produção, considerando fixas as quantidades da concorrência. [10]

no mercado spot e concomitantemente reduz a possibilidade de manipulação de mercado por parte do agente gerador. [9]

5.0 - CONCLUSÃO

A IEEB está implementando um processo de reestruturação que, seguindo a tendência mundial, tem o objetivo de criar uma livre concorrência naqueles segmentos cujo comportamento não são caracterizados como monopólio natural, quais sejam: geração e comercialização de energia elétrica. Busca-se com isso, além de atrair o capital privado, aumentar a eficiência econômica, financiar a expansão da geração de energia elétrica, garantir o suprimento de energia ao mercado e retrain o Estado Empresário.

Os problemas que estão acontecendo com a IEEB, relacionados a possibilidade de ocorrência de racionamento de energia, implicam na necessidade de uma agenda pró-ativa no tocante ao planejamento indicativo. Alguns pontos merecem destaques, quais sejam:

- Os planos de curto, médio e longo prazo devem buscar uma melhor integração entre eles [11], bem como em relação as diretrizes propostas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).
- Dado o caráter indicativo do planejamento da geração a participação dos agentes é de fundamental importância;
- Não devem existir informações assimétricas, isto é, os estudos deverão ser feitos com a maior transparência possível de forma que os resultados encontrados possam ser reproduzidos²⁵;
- Formação de Aliança Estratégica²⁶ com a ANEEL, ONS e Centros de Pesquisa/Universidade. Neste tocante, já existe uma parceria entre o CCPE e o CEPEL no desenvolvimento de modelos energéticos (Newave, Modpin, Sushi-o, Melp). Entretanto, é necessário que outros Centros/Universidades participem²⁷, tais como os Grupos de Energia das Universidades: Federal do Rio de Janeiro (COPPE e Instituto de Economia Industrial), Estadual de São Paulo, Estadual de Campinas, Federal de Santa Catarina, Federal de Itajubá, Federal da Paraíba.

Finalmente, é necessário atentar para o problema da formação profissional do técnico que irá trabalhar no planejamento indicativo. O novo planejador terá que ter bons conhecimentos nas áreas de finanças, métodos quantitativos, gestão ambiental, microeconomia, aspectos regulatórios, marketing e administração estratégica. Portanto, o direcionamento do profissional para a interdisciplinaridade será fundamental. Dessa maneira, reduzirá o risco de perder a qualidade e o

reconhecimento internacional que a área de planejamento da IEEB adquiriu nos últimos 30 anos.

6.0 BIBLIOGRAFIA

[1] SANTANA, E. A., OLIVEIRA, C.A. A Economia dos Custos de Transação e a Reforma na Indústria de Energia Elétrica do Brasil. In: Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzato.1999.

[2] ROSA, L.P., SENRA, P. M. Participação Privada do Setor Elétrico ou Vendas de Empresas Públicas? Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ. 1995.

[3] DUARTE, L.C.G. A Indústria de Energia Elétrica no Novo Ambiente Competitivo e sua Influência na Avaliação de Projetos de Geração de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, dez. 1998. Tese (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal Fluminense.

[4] NERY, E. Iniciativa Privada – Quais as suas melhores opções para sua participação no desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro. Revista Brasileira de Energia. V. 5, 1996.

[5] PINTO JUNIOR, H. O Novo Contexto de Financiamento para a Indústria Elétrica Brasileira. IN; Seminário Internacional de Financiamento do Setor Elétrico. Anais. Rio de Janeiro: Grupo de Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, maio 1997.

[6] PINHEL, A. C.C. – Simulação de uma Usina Térmica a Gás no novo contexto do Setor Elétrico Brasileiro: Uma análise Risco x Retorno. Rio de Janeiro, dez.2000. Tese (mestrado em Planejamento Energético) – COPPE/UFRJ.

[7] PEREIRA, M. V. Modelo de Planejamento com Incertezas: Versão Preliminar. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. 1991.

[8] KAZAY, H. F. Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro utilizando os Algoritmos Genéticos. Rio de Janeiro, março 2001. Tese (doutorado em Planejamento Energético). COPPE/UFRJ.

[9] BARROSO, L. A. – Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Comportamento Estratégico de Agentes Geradores em Ambiente de Mercado. Rio de Janeiro, maio 2001. Tese (mestrado em Ciências da Computação). COPPE/UFRJ.

[10] PINDYCK, R., RUBINFELD, D. Microeconomia. São Paulo: Ed. Makron Books, 1994.

[11] CAMARGO, C.C. Planejamento Integrado de Recursos e Gestão Estratégica da Qualidade como Instrumento de Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro. In: Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzato.1999.

[12] BORENSTEIN, C. R., CAMARGO, C.C. Aliança Estratégica com Consumidores: Alternativa para Administração do Setor Elétrico Brasileiro. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzato.1999.

²⁵ Neste ponto existe uma tênue fronteira na questão do que sejam dados estratégicos. Isto deve ser discutido entre os agentes.

²⁶ Define-se "... como uma associação entre duas ou mais organizações, na qual os associados esperam aprender tecnologias, habilidades e conhecimentos que não estão disponíveis no mercado." [12]

²⁷ Por exemplo, fazendo parte de grupos de trabalho.