



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPL 05
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GPL

DISCUSSÃO SOBRE CONCEITOS E MÉTRICAS APLICADAS AO PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

Luiz Claudio Gutierrez Duarte

L.C.GUTIERREZ SERVIÇOS

RESUMO

O compromisso do governo atual em fortalecer o planejamento a partir da criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) trás a tona a necessidade de recuperar as metodologias criadas pelo Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema (GCPS) e verificar a viabilidade de sua utilização. O GCPS era o órgão responsável pelo planejamento da expansão da geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) antes da reestruturação da Indústria de Eletricidade Brasileira (IEB) sendo substituído, sem o mesmo sucesso adquirido pelo primeiro, pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE).

Portanto, este IT apresenta, a partir de um contexto histórico, os diversos critérios de suprimento de energia elétrica bem como os modelos energéticos utilizados. Também se preocupa em levantar questões relacionadas ao planejamento de expansão da geração.

PALAVRAS-CHAVE

Critérios de Suprimento, Energia Firme, Energia Garantida, Energia Assegurada, Modelos Energéticos.

1.0 - INTRODUÇÃO

A Energia Elétrica apresenta como característica o fato do consumo ser realizado no momento da solicitação. Sendo assim, o sistema gerador deve contar com quantidades de equipamentos que proporcionem atender, dentro de certo intervalo de tempo e com critérios aceitáveis de falhas, as solicitações relacionadas a potência máxima (ponta) e a potência média. Deve-se atentar para o fato de que o segmento de transmissão deve apresentar um dimensionamento de forma a possibilitar o escoamento do gerador para o centro de carga (1). Portanto, o suprimento de energia é considerado satisfatório quando estes dois parâmetros (potência máxima e potência média) são atendidos.

O atendimento a um determinado mercado de energia elétrica muitas vezes requer a utilização de diversas fontes de geração de eletricidade, formando assim um sistema de produção de energia elétrica. Este pode ser classificado da seguinte maneira (2):

- Sistema Puramente Termoelétrico - tem como objetivo garantir o atendimento à demanda máxima, isto é, considera que a existência de déficit é provocada por problemas relacionados à não disponibilidade do equipamento (déficit de potência), cuja parcela relacionada a fatores fortuitos é apresentada como uma variável estocástica. Já aquelas provenientes de situações programadas, tenta-se proceder a um processo de otimização. Nesse caso, o sistema ao atender o mercado de ponta estará, também, efetuando o suprimento do mercado de energia;
- Sistema Puramente Hidroelétrico - tem sua principal limitação relacionada à aleatoriedade das vazões naturais dos rios, cabendo então analisar a probabilidade de não atendimento ao mercado por insuficiência de vazões (déficit de energia). O sistema em questão faz com que o planejador concentre-se em suprir o mercado de energia da região uma vez que desta maneira poderá atender totalmente, ou pelo menos parcialmente, o mercado de ponta;

- Sistema Hidrotérmico – encontrado em diversos países engloba tanto os recursos hidrelétricos quanto termelétricos. Este tipo de sistema pode ser desenvolvido de três maneiras. A primeira é aquela em que o atendimento à ponta é predominante, dado que a participação da hidroeletricidade é bem pequena, sendo chamado de sistema predominantemente termoeletrico. A segunda apresenta um sistema predominantemente hidrelétrico, com térmicas operando na base. A última diferencia-se da anterior pelo fato da operação das térmicas ser feita em função das expectativas de disponibilidade de água nas UHEs, isto é, a geração termoeletrica complementa a operação das UHEs em períodos de hidraulicidades críticas. Portanto, em períodos secos, as UTEs funcionam “... na base da carga, evitando o consumo prematuro das reservas hidráulicas e, durante os períodos de abundância d’água, a operação na ponta possibilita a economia de combustível em favor da utilização de excesso d’água.” (3)

2.0 - MÉTRICAS E CRITÉRIOS DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA DENTRO DE UM CONTEXTO HISTÓRICO

2.1 Fase Inicial (até 1962)

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 da capacidade de suprimento, quer em nível de geração quer de transmissão, eram dadas nas próprias áreas de concessão. Cabe também observar que nos anos de 1961 e 1962 foram criados o Ministério de Minas e Energia e a Eletrobrás, respectivamente (4).

2.2 Fase da Descoberta (1963-1970): A Canambra e o Critério Determinístico

O crescimento da demanda de energia bem como a integração operacional entre diversas concessionárias da Região Sudeste proporcionou a necessidade de estabelecer um planejamento elétrico integrado de longo prazo. A partir de um aporte de recursos do Banco Mundial foi constituído o consórcio Canambra formada por duas empresas canadenses (Montreal Engineering e G.E.Grispen and Associates) e uma empresa norte-americana (Gibbs and Hill). Estas firmas tinham como tarefa a execução do potencial hidráulico¹ e do mercado de energia elétrica da Região Sudeste. A supervisão dos trabalhos era brasileira a partir do Comitê de Estudos Energéticos Centro-Sul.

O Relatório final da Canambra foi entregue em dezembro de 1966 e continha um programa de obras de longo prazo, estudos de inventário e de mercado de energia². Cabe observar que o relatório destacava os benefícios advindos a partir de interligação de sistema de predominância hidroeletrica tal como o brasileiro. Com relação às Usinas Termoeletricas (UTES) a carvão, proveniente da região carbonífera do Sul, o texto informava não haver nenhuma vantagem na sua operação para atendimento da Região Sudeste, o mesmo acontecendo para usinas nucleares.

No final da década de 60 foi realizada, pelas mesmas firmas que formavam a Canambra, os Estudos Energéticos da Região Sul abrangendo os estados do Paraná (excetuando a região Norte), Santa Catarina e Rio Grande do Sul, tendo a supervisão do Comitê Coordenador de Estudos Energéticos do Sul (ENERSUL). O relatório foi entregue em setembro de 1969 o qual apresentava um programa de obras situadas nos rios Iguaçu e Uruguai bem como destacava, tal como aconteceu nos estudos da Região Sudeste, as vantagens provenientes de operações conjuntas.

Nesta fase, os estudos de suprimento baseavam-se numa abordagem determinística, isto é, ignorava-se que a vazão era uma variável aleatória. Este enfoque, chamado de Critério Tradicional, define o Suprimento de Energia como a capacidade do parque gerador ser capaz de atender ao mercado projetado sem déficits de energia no caso de ocorrência de qualquer das seqüências de vazões existentes no registro histórico. Já o Suprimento de Ponta está relacionado ao sistema gerador ser capaz de atender, sem déficits de potência, a demanda máxima do mercado, considerando os fatores de reserva associados às taxas de saídas de unidades geradoras, devido às paradas forçadas por quebra e manutenção preventiva. Os principais conceitos associados ao Critério Tradicional 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)³ – é o valor esperado de energia que uma UHE é capaz de gerar ao longo do período crítico do sistema.

O cálculo da energia firme tanto do sistema gerador quanto local era feito a partir de uma simulação que não levava em conta a combinação da seqüência hidrológica com a dinâmica da expansão do sistema. Na linguagem do planejamento esta operação era chamada de “Simulação Estática”.

¹ Realização de estudos em bacias de Minas Gerais, São Paulo, parte dos estados do Espírito Santo e Goiás como também o norte dos estados do Rio de Janeiro e Paraná.

² A partir dos estudos da Canambra é que começa a ser usada a terminologia de requisito de energia elétrica que se baseava em projeções da estrutura econômica futura e de variáveis econômicas.

³ O conceito de energia firme de uma usina já era conhecido na fase anterior. Entretanto, seu cálculo era mais otimista uma vez que se baseava no segundo período mais seco constante da série histórica. Tal procedimento contribuiu na existência de racionamentos na década de 1950. (4)

2.3 Fase de Aprimoramento (1970 à 1979): A Eletrobrás como Planejadora do Setor e o uso dos Modelos Energéticos

O acelerado crescimento econômico, bem como o período autoritário que o país passou no final da década de 1960, foram fatores que contribuíram para o fortalecimento da Eletrobrás no papel de responsável pelo planejamento do setor elétrico seja na questão dos inventários das bacias hidrográficas, seja na elaboração de planos de expansão da geração, como também no planejamento e implantação de redes de transmissão a longa distância. Na primeira metade da década de 1970 a empresa elabora relatórios para as regiões Nordeste (Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Região Nordeste – Eenorde) e Norte (Comitê Coordenador dos Estudos da Região Norte – Eneram) bem como revisava o programa de obras da Região Sudeste proposto pela Canambra⁴ (Revisão do Balanço Energético 1972-1985)⁵. Estes relatórios sinalizavam o definitivo abandono do planejamento em nível da empresa para aquele que proporcionará uma ótica mais regional. Desta maneira, houve a necessidade do sistema criar dois organismos que fossem capazes de coordenarem atividades relacionadas ao planejamento da operação e aos estudos de transmissão e distribuição de energia elétrica dos sistemas interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/C.Oeste. Surgiu então o Grupo Coordenador para Operação Interligado (GCOI) e o Comitê Coordenador de Operação Norte/Nordeste (CCON).

A segunda metade da década de 70 era marcada pelo compromisso do governo com a implantação do II Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND) e como conseqüência a Eletrobrás elaborou o Plano de Atendimento de Energia Elétrica até 1990 das regiões Sudeste e Centro Oeste (Plano 90) que obedecia às diretrizes estabelecidas pelo II PND. O Plano 90 era extremamente dependente do projeto de Itaipu como também do programa nuclear brasileiro⁶. No ano de 1977 foi elaborado o primeiro plano com um enfoque nacional com o nome de Plano Nacional de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1992 (Plano 95)⁷. O Plano 95 revisou os trabalhos da Eneram, da Eenorde e do Plano 90 e uma das conclusões do trabalho é a estimativa do potencial de energia firme em 104,5 GW médios (4).

Os anos 70 foi o período de aprimoramento dos modelos de simulação aplicados à avaliação energética tais como o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (MSUI) e o Modelo de Simulação a Sistemas Equivalentes (MSSE). O MSUI operava cada um dos reservatórios do sistema a partir de regras e restrições operativas, isto é, calculava as disponibilidades de energia de cada usina e comparava o seu somatório com a carga fornecida e a partir daí decidia sobre a necessidade de enchimento ou deplecionamento dos reservatórios. Caso o sistema apresentasse UTEs eram utilizadas curvas guias os quais indicavam o momento de despacho das mesmas. O MSSE utilizava o critério da energia natural que a partir das vazões naturais e da capacidade de regularização possibilitava a constituição de um reservatório equivalente. Tanto o MSUI quanto o MSSE podiam ser simulados de maneira “estática”, já comentado, ou “dinâmica”. Na simulação dinâmica”... combina-se a seqüência hidrológica do passado com o plano de obras pré-definido para o futuro e impondo-se uma carga igual às previsões do mercado” (2).

Nesta fase também cabem destacar três pontos ligados ao planejamento da expansão. O primeiro se refere a criação, em 1974, do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel) que ficou responsável pela metodologia e desenvolvimento de modelos energéticos a serem utilizados a nível nacional. O segundo ponto é a utilização do Modelo de Ordenação de Usinas Hidro e Termoelétricas o qual a partir dos custos (investimento, operação e manutenção, combustível) e da disponibilidade de energia (energia firme) das UHEs ordenavam-nas em ordem crescente do custo unitário de geração. Isto permitia a realização de balanços energéticos estáticos e assim um cronograma básico de obras para todo o período de planejamento. Finalmente, o terceiro ponto diz respeito ao início do desenvolvimento da Programação Dinâmica Estocástica que foi de suma importância no estabelecimento de um novo critério de suprimento.

2.4 Fase Áurea: Criação do GCPS, Critério Probabilístico e a Abordagem Marginalista

Apesar de conhecida como década perdida em razão dos problemas econômico-financeiros que o país passou e que culminaram em moratória e fracassos de diversos planos econômicos, a questão do Planejamento de Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro começou a adquirir uma qualidade técnica que posteriormente seria reconhecida a nível internacional. Começou primeiramente com a criação, em 1980, do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) que foi estruturado, ao contrário do GCOI, a partir de grupos de coordenação de suprimentos energéticos e de transmissão e tendo sua formalização a partir da promulgação de

⁴ A Eletrobrás também elaborou em 1971 um estudo encaminhado ao Banco Mundial que revisava o programa de expansão de obras de geração da Região Sudeste intitulado “Power Market Study and Forecast – South Central Brazil (PMS&F). (4)

⁵ A Eletrobrás também elaborou no ano seguinte três relatórios intitulados Revisão do Balanço Energético 1973-1981 que, por força da Lei de Itaipu, tinham como principal objetivo indicar a previsão da entrada da primeira máquina de Itaipu.

⁶ A maneira como foram discutidas as inserções da UHE Itaipu e de usinas nucleares na expansão da geração mereceria um capítulo a parte. Técnicos que trabalharam na época, como José Luiz Alquéres e Izaltino Camozzato, destacam que estas questões eram tratadas fora do âmbito técnico do setor. (5)

⁷ (4) destaca a existência de um documento conhecido como Plano 92 que formulava um plano em nível nacional realizado por técnicos da Eletrobrás. Entretanto, o mesmo não foi publicado.

portaria⁸ do Ministério de Minas e Energia em 1982. O GCPS era dividido por regiões (Norte-Nordeste, Sul e Sudeste-Centro Oeste) e sua estrutura organizacional continha comitês técnicos⁹ relacionados aos estudos energéticos, de mercado e de transmissão os quais eram normalmente coordenados pelos respectivos chefes de departamento pertencentes à Diretoria de Planejamento e Engenharia da Eletrobrás¹⁰. Em cada comitê técnico existiam grupos de trabalho com objetivo de "... integrar as equipes técnicas de cada empresa participante no sentido de executar, de forma conjunta, os trabalhos específicos recomendados pelos CT's" (4). No tocante ao Comitê Técnico de Estudos Energéticos existiam dois grupos de trabalho. O Grupo de Trabalho de Critérios de Planejamento da Expansão (GTPE) era responsável pelas questões metodológicas e de critérios. Já o Grupo de Trabalho de Análise do Planejamento da Geração (GTPG) se responsabilizava, baseado nos critérios estabelecidos pelo GTPE, em verificar as condições de atendimento ao mercado, calcular os custos marginais de expansão e os contratos de suprimentos. Estas informações faziam parte de um capítulo do Plano Decenal de Expansão (PDE). Este documento tinha periodicidade anual e serviu durante vários anos como a principal referência do setor com relação ao planejamento da expansão. O problema principal na elaboração do PDE se referia as restrições financeiras impostas pelo quadro econômico-financeiro vigente¹¹.

O PDE preocupava-se, dentro de uma perspectiva de expansão do sistema de geração, em ajustar os programas de obras de geração e transmissão de acordo com as variações conjunturais como mudanças na previsão de mercado e restrições físico-financeiras de obras em andamento. Já os estudos de longo prazo tinham como finalidade identificar a 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 num horizonte entre 20 e 30 anos. Sendo assim, foram produzidos o Plano de Suprimento aos Requisitos de Energia Elétrica até o ano 2000 (Plano 2000) e o Plano Nacional de Energia Elétrica 1987-2010 (Plano 2010). Este último envolveu a participação, dentro do espírito de redemocratização do país, tanto de concessionárias de energia elétrica quanto entidades públicas e privadas (4). Cabe observar que a questão ambiental inserida no Plano 2010 contribuiu posteriormente para a criação do Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente (Comase).

A década de 1980 é a fase de ouro do planejamento da expansão no tocante ao desenvolvimento de três metodologias que são usadas até hoje no planejamento da Expansão. A primeira está relacionada ao dimensionamento energético-econômico de um empreendimento hidroelétrico que tem como objetivo identificar a melhor alternativa de localização do eixo da barragem, o dimensionamento da potência instalada e o melhor arranjo físico, objetivando a otimização do aproveitamento energético do potencial local, a partir de uma análise baseada na razão benefício-custo incremental¹² evitando assim a tendência a supermotorização. O segundo ponto tem a ver com o uso do critério determinístico no planejamento de expansão do parque gerador. Apesar da facilidade de cálculo e da reproduzibilidade este critério apresentava desvantagens, quais sejam:

- Possibilidade de ocorrer situações hidrológicas mais críticas do que as verificadas no passado, implicando assim na ocorrência de déficits;
- Não sinaliza o valor do risco de não atendimento ao mercado futuro de energia elétrica, que pode representar num escasso (excessivo) investimento no setor, caso o pior regime de afluência histórica represente uma probabilidade de ocorrência tão grande (pequena) que sua utilização como critério de planejamento implicaria uma garantia por demais pequena (elevada);
- Não existe uma regra de operação conjunta do sistema hidrotérmico tendo por finalidade minimizar o custo total de operação.

Desta maneira, foram desenvolvidos critérios probabilísticos que em lugar da série histórica de vazões trabalhava-se com séries sintéticas que mantinham uma estrutura de correlação espacial e temporal adequada. O critério probabilístico baseava-se no Custo de Déficit Fixado ou na Probabilidade Anual de Déficit Fixada. No primeiro caso o objetivo é minimizar o custo total esperado (operação e manutenção, combustível e de déficit) de atendimento a carga. A dificuldade de sua utilização concerne na avaliação da função custo de déficit, possibilidade de apenas um único plano de expansão e variações no nível de garantia do suprimento tanto entre regiões quanto ao longo do tempo (6). Já o segundo critério minimiza o custo de operação e manutenção sem que a probabilidade anual de déficit (razão entre o número de seqüências de déficit no ano pelo número de seqüências simuladas) ultrapasse um valor fixado. Por ser mais intuitivo e flexível o segundo critério foi a medida de risco

⁸ Juridicamente o GCPS representava uma hierarquia inferior em relação ao GCOI dado que este último foi criado por uma lei. Entretanto, seus trabalhos foram de tanta importância que era citado por diversas leis. (5, cap. 1)

⁹ Cabia a Secretaria Executiva a coordenação das atividades técnicas e administrativas e apresentar o relatório final ao Comitê Diretor formado pelos responsáveis das áreas de planejamento das empresas de energia elétrica sejam elas supridorais regionais (Furnas, Eletronorte, Chesf e Eletrosul) e de áreas (Cesp, Cemig, Copel, Light etc.) ou distribuidoras (CPFL, CEEE, etc.).

¹⁰ Na década de 1980 não existem mais restrições, por parte das concessionárias de energia elétrica, do papel de liderança da Eletrobrás nas atividades de planejamento.

¹¹ O Plano de Recuperação Setor de Energia Elétrica (PRS) tinha dentre os seus objetivos definir um programa de obras prioritárias até 1989 considerando as restrições financeiras. Porém os planos de estabilização econômica e os problemas relacionados ao processo de renegociação da dívida externa brasileira foram entraves para a consecução das metas propostas pelo PRS.

¹² A decisão não será alterada caso utilize-se outras técnicas de análise de investimento como Valor Presente Líquido ou a Taxa Interna de Retorno Incremental em razão de, neste nível de análise, tratar-se de um projeto convencional.

adotada. Isto possibilitou calcular a Energia Garantida do Sistema a um determinado nível de risco e como consequência a Energia Garantida de uma usina¹³. Na época foram realizados estudos com diversas configurações estáticas (Norte-Nordeste e Sul-Sudeste/C.Oeste) tendo chegado a uma probabilidade anual de déficit, submetido a um mercado dado pela Energia Firme do Sistema (Critério Tradicional), cujos resultados levavam a valores em torno de 3% a.a. e em algumas análises de sensibilidade chegou-se a 5% a.a. Esta é a referência até hoje adotada¹⁴.

O terceiro ponto tem a ver com a abordagem marginalista. A teoria baseada na tarifa a custos marginais teve sua origem na França o qual "... visava aproximar o resultado teórico de um mercado competitivo no quadro de um monopólio controlado pelo poder público" (8). No final da década de 70 o setor elétrico iniciou um estudo de estrutura tarifária e contratou a Electricité de France (EDF) como consultora para implementação do enfoque marginal na tarifa de energia elétrica. No tocante ao planejamento da expansão está relacionada ao cálculo dos Custos Marginais de Operação (CMO) e de Expansão (CMEX). O CMO depende da política de operação térmica e de intercâmbio de energia entre as regiões. Sendo assim, o valor do CMO dependerá da fonte que atenderá ao incremento de carga no sistema. Esta pode ser de 4 formas, a saber:

- Geração térmica → CMO= custo específico da térmica;
- Déficit → CMO = custo unitário de déficit;
- Geração hidroelétrica sem desestoque → CMO = 0, pois corresponde a uma energia que seria vertida;
- Geração hidroelétrica com desestoque → neste caso o CMO é igual ao custo descontado da fonte do próximo período em que a fonte marginal não seja desestoque.

Por se tratar de um sistema predominantemente hidroelétrico o CMEX é aproximado por um Custo Incremental Médio (CIM) cujo cálculo estava relacionado ao operador valor presente dos acréscimos dos custos anuais de investimento, operação e manutenção, déficit e combustíveis em relação ao operador valor presente do acréscimo da oferta de energia garantida associada a um risco de déficit de energia de 5 % a.a. O cálculo do CIM levava em consideração apenas projetos de geração que entravam entre o 6^o e o 10^o ano do horizonte decenal. A condição de otimalidade dar-se-ia quando CIM = CMO sendo que o custo de déficit era calculado implicitamente (Custo Implícito de Déficit de Energia – CIDE). O cálculo do CIM servia como um indicador da competitividade econômica de projetos de geração como também no cálculo da Tarifa de Suprimento de Energia entre Empresas.

Nesta fase aconteceram melhorias no modelo equivalente a partir da possibilidade de simulação probabilística, utilizando programação dinâmica estocástica e a criação de subsistemas (Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes – MSSSE). Nos estudos de longo prazo desenvolveu-se o modelo de Determinação de Expansão do sistema Elétrico a Longo Prazo (DESELP) que 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). Apesar dos relatórios se concentrarem mais na disponibilidade de energia a questão do suprimento de ponta teve também um tratamento probabilístico a partir da probabilidade de déficit de potência (Loss of Load Probability - LOLP). Desta maneira, foram desenvolvidos modelos baseados em confiabilidade do atendimento de ponta como o Confiabilidade de Geração Hidrotermoelétrica (CONFGER) e Confiabilidade a Subsistemas Equivalente (CONFEQ). A diferença entre os modelos na amostra das potências disponíveis em cada usina da configuração. Enquanto o CONFGER trabalhava com o MSUI, o CONFEQ utilizava o MSSSE.

2.5 Fase de Transição: Diplomas Legais, Declínio da Eletrobrás, Extinção do GCPS e o Ambiente de Incerteza

O questionamento por parte dos organismos multilaterais (Banco Mundial e Banco Interamericano), relativo à integração vertical e a estrutura de mercado monopolista existentes nos setores de infra-estrutura dos países em desenvolvimento proporcionou a abertura, na década de 1990, destes setores ao capital privado. Além disso, a forma de captação de recursos passa do Mercado de Crédito (Créditos Bancários) para o Mercado de Capitais (Emissão de Títulos Financeiros). Na primeira metade da década de 1990 foram desenvolvidos vários diplomas legais¹⁵ para a Indústria de Eletricidade Brasileira (IEB) cujo objetivo final era de se chegar a livre comercialização de energia elétrica. Na segunda metade da década de 1990 foi contratado um consórcio, liderado pela Cooper's e Lybrand, que realizou um estudo abrangente sobre a reforma do setor elétrico o qual ficou chamado de Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB). A implementação do Projeto RE-SEB transferia para o setor privado a responsabilidade da operação e investimento na indústria de energia elétrica, cabendo então ao governo federal a elaboração de políticas energéticas e de regulamentação. Sendo assim, tentava-se efetuar a transição entre o velho paradigma representado pelo "Estado Empresário" e o novo onde o Estado teria o papel de indutor da competição nos segmentos de geração e comercialização. Com referência ao planejamento da expansão o RE-SEB recomendava a passagem de um contexto determinativo para indicativo e a otimização energética do sistema separada das questões do fluxo financeiro entre os agentes. A Eletrobrás que outrora se localizava no topo de uma estrutura de governança hierarquizada que proporcionava a concentração diversas atividades (operação, planejamento e financiamento) e até mesmo a captura do órgão regulador perdia, no final da década de 1990, tanto a operação para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) quanto o planejamento, com a extinção do GCPS e a transferência dessa atividade para o Comitê Coordenador de Planejamento da

¹³ Resultado de um rateio de energia garantida do sistema pelas usinas que a compõem.

¹⁴ Em razão da geração de 2000 séries sintéticas independentes o processo de convergência aceita que o risco de déficit de energia associado à energia garantida total estivesse dentro do intervalo de confiança a 95% [4,04%;5,96%]. Porém, o setor ainda hoje trabalha com intervalos mais restritos [4,98%; 5,02%]. Isto não tem nenhum significado estatístico em razão de manter o mesmo número de séries sintéticas.

¹⁵ A Lei 8631 dá um respaldo legal aos Contratos de Suprimento entre Empresas.

Expansão (CCPE) vinculado a Secretaria Nacional de Energia. A passagem abrupta do GCPS para o CCPE criou um vazio na coordenação dos trabalhos principalmente em relação aos aspectos metodológicos.

Na primeira metade da década de 1990 a Eletrobrás elaborou o Plano Nacional de Energia Elétrica com alternativas de expansão até 2015 sendo então conhecido como Plano 2015. Este estudo além de mobilizar centenas de profissionais foi estruturado num conjunto de 5 volumes que traziam um relatório executivo síntese no volume 1 e nos demais diversos temas (metodologia de planejamento, oferta de energia elétrica, transmissão, distribuição, meio ambiente, política industrial etc.) que foram discutidos em seminários temáticos ou regionais que contaram com a presença da academia e da sociedade organizada. Um ponto importante é a inserção da metodologia do planejamento sob incerteza transformando o programa de expansão, tradicionalmente utilizado nos relatórios do GCPS, em estratégia de expansão a partir do critério de mínimo máximo arrependimento. Dois temas de enorme importância foram discutidos no Plano 2015. O primeiro se refere à vantagem de construção de projetos de geração de menor porte em detrimento de grandes obras que apesar de apresentarem economias de escala podem ser preteridos num ambiente de incerteza. Outro ponto é a questão da taxa de desconto que no planejamento da expansão afeta o custo de geração, a competitividade entre usinas hidroelétricas e térmicas, nos custos marginais e na otimização do sistema hidrotérmico.

Esta fase se notabilizou na questão de modelagem num ambiente micro. Primeiramente, com o desenvolvimento de sistemas equivalentes como o Modelo de Despacho Hidrotérmico (MODDHT) e o Newave, desenvolvido pelo Cepel, sendo que este último utiliza a programação dinâmica estocástica dual. No caso de simulação a usinas individualizadas têm o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados (Sushi) do Cepel e a versão micro do MSUI. Já o Modelo de Planejamento com Incertezas (Modpin), também do Cepel, 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."(8). A revisão do Manual de Inventário Hidroelétrica, realizada pela Eletrobrás na segunda metade da década de 1990, implicou na melhoria, pelo Cepel, do Sistema de Inventário de Bacias Hidrográficas (SINV) que passou a ter um enfoque multiobjetivo por meio da maximização da eficiência econômico-energética e a minimização dos impactos ambientais.

No tocante aos critérios de suprimento estes tiveram que sofrer alterações em face do Decreto nº 2.655, de 2 de junho de 1998, que cria o Mecanismo de Realocação de Energia do qual fazem parte todas as UHES que são despachadas de forma centralizada. Diante disso, o ONS, conjuntamente com o CCPE, forneceu a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) os valores de Energia e Potência Asseguradas de cada empreendimento hidroelétrico. A primeira utilizava o critério de suprimento probabilístico para o cálculo da Energia Garantida Total (EGT) atribuída ao conjunto de UHES pertencentes ao sistema e o critério tradicional para o cálculo da razão entre Energia Firme da Usina (EF) e a Energia Firme do Sistema (EFS) que serve de ponderação para o cálculo da Energia Assegurada por usina. Enquanto a EGT resulta do Newave, o EF e o EFS são calculadas pelo MSUI. A Potência Assegurada de cada aproveitamento depende da Potência Garantida, correspondente a 95% da curva de permanência de disponibilidade de potência em base mensal, descontando a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e abatendo o Consumo Próprio. Finalmente, dada a impossibilidade de na segunda década de 1990 de calcular o Custo Marginal de Expansão, em razão das concessionárias não enviarem as informações necessárias, o GCPS e depois o CCPE utilizaram o Custo Médio Ponderado de Geração como uma "proxy".

2.6 Fase Recente: O Comitê de Revitalização do Setor Elétrico e a Empresa de Pesquisa Energética

A prioridade dada ao processo de privatização de empresas distribuidoras federais e estaduais de energia elétrica em detrimento a consolidação de um marco regulatório de energia elétrica, tal como aconteceu com o setor de telecomunicações, implicou em problemas principalmente nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica. A falta de regras claras afugentou o investimento privado interessado em aplicar seus recursos em projeto com grande prazo de maturação¹⁶. Os problemas do setor culminaram com o racionamento de energia elétrica no ano de 2001, nas regiões Sudeste e Nordeste, o que impactou de forma negativa as variáveis macroeconômicas. Diante disso, foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE), presidido pelo Ministro do Gabinete Civil¹⁷, o qual constituiu o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico com a missão de corrigir as barreiras à entrada do capital privado e desenvolver formas para aperfeiçoamento do modelo. No tocante ao Planejamento da Expansão continuaram a ser utilizados os mesmos parâmetros. Entretanto, o CMO ficou sendo uma "proxy" do preço de energia e o CMEX ficou relacionado ao Valor Normativo o qual foi estabelecido pela ANEEL. Quanto ao critério de confiabilidade este continuava a calcular segundo o critério de energia assegurada apresentado na fase anterior [9]. A entrada de um novo governo, que propunha novas regras para o setor, fez com que as medidas preconizadas pelo CGE fossem descontinuadas. A criação de diplomas legais (Leis 10.847 e 10.848 de 15/03/2004 e 5.163 de 30/07/2007) nos anos de 2003 e 2004 definiu um novo modelo para o setor composto de um agente planejador (Empresa de Pesquisa Energética-EPE), uma entidade responsável em avaliar a segurança da energia elétrica (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico-CMSE) e um organismo responsável pela comercialização de energia elétrica (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE) que pode ser

¹⁶ Não deve ser esquecido que na segunda metade da década de 1990 ocorreram as crises russa e asiática que afetaram o programa de estabilização econômica.

¹⁷ Isto mostra que, tal como na década de 1970, as medidas a serem adotadas eram coordenadas a partir de um ambiente externo ao setor.

realizada tanto num Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto numa Ambiente de Contratação Livre (ACL) e a geração é classificada como Energia Velha (existente) ou Energia Nova (novos empreendimentos e ampliações). A nova forma de comercialização é feita a partir de leilões de energia (nova e velha). Quanto a EPE cabe destacar que a mesma além de continuar a publicação dos planos decenais, elaborou um plano de longo prazo do setor energético (Plano Nacional de Energia 2030), que há mais de dez anos não era desenvolvido, bem como estudos para licitação da expansão da geração.

Quanto ao aspecto metodológico cabe mencionar a utilização do Modelo de Expansão de Longo Prazo (MELP), desenvolvido pelo CEPEL que representa o problema de operação tal como o Deselp, os aspectos de incerteza no processo de decisão da mesma maneira que o Modpin¹⁸ e o problema de investimento a partir de programação inteira mista.

3.0 - DESAFIOS DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

3.1 Risco de Déficit Pré-Fixado e Custo Explícito de Déficit de Energia

O critério de garantia definido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) utiliza a metodologia de energia garantia associada a um risco anual de déficit de energia pré-fixado de 5%. Como foi visto a fixação de um risco de déficit faz com que o custo de déficit seja obtido implicitamente a partir da igualdade entre os custos marginais de expansão e operação. Sendo assim, a utilização de uma função custo de déficit obtida de forma explícita implica em aceitar um risco de déficit de energia implícito. Portanto, a fixação de uma risco de déficit de energia com a explicitação do custo de déficit de energia tem que ser mais bem analisado, pois não existe consistência metodológica com o critério probabilístico.

3.2 Custo Médio Ponderado de Capital do Segmento de Geração

Necessidade de que seja feito um estudo sobre a influência da taxa de desconto no planejamento da expansão da geração em relação ao custo de geração, dimensionamento energético-econômico de aproveitamento hidroelétrico, competitividade entre usinas hidroelétricas e térmicas, custo marginal de longo prazo e na otimização do sistema hidrotérmico. Estudos no final da década de 1990 realizado pelo Projeto RE-SEB e Dresdner Bank chegaram a taxas no segmento de geração entre 12 e 16% ao ano.

3.3 Modelos Energéticos

Sem sombra de dúvida o trabalho do Cepel como fornecedor de soluções tecnológicas para a Indústria de Energia Elétrica Brasileira, em especial no planejamento da operação e expansão, é digno de aplausos. Entretanto, a existência de modelos alternativos, com metodologias diferentes, proporcionará a comparação de resultados trazendo uma maior segurança e confiabilidade para os agentes (10).

3.4 Dimensionamento Energético Econômico de Usinas Hidroelétricas de Grande Porte

O dimensionamento energético-econômico de um aproveitamento hidroelétrico apresenta uma hipótese implícita de que o empreendimento já alcançou o número de unidades de base na data de operação da usina, isto é, atinge a energia firme na data de comissionamento. Tal simplificação não resulta em sérios problemas para usinas hidroelétricas de pequeno ou de médio porte. Entretanto, a energia firme de um empreendimento hidroelétrico de grande porte só é atingida dentro de três ou quatro anos após a data da entrada da primeira máquina e a utilização do critério tradicional implica, por um lado numa sobreavaliação da energia firme e, por outro lado, numa redução fictícia do custo unitário de geração. Sendo assim, o uso da Energia Firme Equivalente é altamente recomendável (11).

3.5 Novas Ferramentas

Cada vez mais o agente planejador deverá estar familiarizado com ferramentas que no passado eram de uso único e exclusivo do mercado financeiro. Novas medidas de risco ("Value at Risk", "downside risk"), Teoria de Portfólio e Teoria de Opções Reais podem ser usadas na avaliação econômico-financeira de projetos de geração (2, 12). A Teoria dos Jogos Cooperativos pode ser um instrumento para alocar a disponibilidade de energia hidráulica de um sistema entre seus geradores hidráulicos (13).

3.6 Planejamento de Médio Prazo

Será interessante que a partir das estratégias de expansão indicadas no Planejamento de Longo Prazo possa ser estabelecido um Planejamento de Médio Prazo a partir de um programa de obras de expansão nos próximos 15 anos. Este programa ajudará a desenvolver, de acordo com as variações conjunturais como mudanças na previsão de mercado e restrições físico-financeiras de obras em andamento, um Plano Decenal de Geração. Estes estudos seqüenciais do Planejamento de Expansão auxiliarão o Planejamento da Operação que analisa o programa de obras dos próximos cinco anos. Em linguagem da Teoria Geral da Administração a expansão preocupa-se com o Planejamento Estratégico enquanto a Operação com o Planejamento Tático. Desta maneira, haverá uma maior cooperação entre EPE e ONS minimizando assim a existência de incoerências metodológicas.

¹⁸ O Modpin opera com conhecimento da afluência futura enquanto o MELP opera por despacho de energia média e firme, calculadas do histórico.

3.7 Qualidade de Dados

Verificação das informações físico-operativas dos empreendimentos hidroelétricos constantes nos Modelos Newave e MSUI. Questões como curvas chaves, regiões de evaporação, rendimento médio turbina/gerador e estudo de consistência de séries incrementais de vazões naturais merecem uma atenção especial [10].

3.8 Formação de Capital Humano

A interdisciplinaridade é um requisito fundamental para o profissional que atua no planejamento da expansão dado que na sua atividade encontrará critérios que envolverão conhecimentos nas áreas de finanças, teoria da decisão, gestão ambiental, programação matemática, economia da regulação entre outros. Entretanto, apesar dos concursos públicos realizados pela EPE, a área de planejamento da expansão sofre um problema relacionado com a transmissão de conhecimento dada a escassez de profissionais experientes nesta área. Assim, a iniciativa da Eletrobrás em publicar em dois volumes a história do GCPS (4 e 5), sendo um deles apenas de entrevistas com os secretários executivos, deve ser saudada como uma importante contribuição na formação profissional.

4.0 - CONCLUSÃO

A história do planejamento da Indústria de Eletricidade Brasileira (IEB) mostrou que tanto idéias estatizantes (Estado Empresário) como neoliberais (mercado tudo resolve) não são soluções. A estrutura proposta a partir de 2003 permitiu ao agente planejador ter um papel fundamental. Sendo assim, é necessário que a EPE comece a preocupar com as questões metodológicas. Para isso, a experiência do GCPS com os grupos de critérios deve ser analisada.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CAMOZZATO, Izaltino – Hidro-Eletricidade. OLADE. V Curso de Planejamento Energético. Quito. 1987.
- (2) DUARTE, Luiz Claudio Gutierrez – A Indústria de Energia Elétrica no Novo Ambiente Competitivo e sua Influência na Avaliação de Projetos de Geração de Energia Elétrica. Rio de Janeiro. Dezembro/1998. Tese (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal Fluminense.
- (3) FILL, Heinz Dieter – Curso sobre Aproveitamentos Hidroelétricos. Estudos Energéticos. Centro de Estudos e Pesquisas de Hidráulica e Hidrologia. Universidade Federal do Paraná.
- (4) Eletrobrás – O Planejamento da Expansão do Setor de Energia Elétrica: a atuação da Eletrobrás e do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. 2002.
- (5) Eletrobrás – O Planejamento da Expansão do Setor de Energia Elétrica: a atuação da Eletrobrás e do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos: entrevistas – Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. 2001.
- (6) ROSEMBLAT, José – Utilização da Energia Garantida como Critério para o Planejamento da Expansão – Eletrobrás, Informação Técnica 046/1985, Rio de Janeiro. 1985.
- (7) ARAÚJO, João Lizardo – Regulação de monopólios e mercados: questões básicas. I Seminário Nacional do Núcleo de Economia de Infraestrutura. 1997.
- (8) PEREIRA, M. V. Modelo de Planejamento com Incertezas: Versão Preliminar. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. 1991.
- (9) Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico – Relatórios de Progressos n^{os} 2 e 3. Fevereiro e Junho de 2002.
- (10) LOPES, João Eduardo Gonçalves – A Relevância dos Modelos de Otimização e Simulação do Sistema Hidroelétrico Brasileiro in: A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro. São Paulo. Editora Paz e Terra. 2003.
- (11) DUARTE, Luiz Claudio Gutierrez – Dimensionamento Energético-Econômico de Usinas Hidroelétricas de Grande Porte: utilização do critério de Energia Firme Equivalente. XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Curitiba. 2005.
- (12) BASTOS, Paulo R.F. de M., BORTONI Edson, Santos, Afonso Henriques M. – Decisão de Investimento em Pequenas Hidrelétricas com Base na Teoria do Portfólio. XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
- (13) KELMAN, Jerson – Metodologia de Cálculo de Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos levando em Consideração Usos Múltiplos da Água. Documento da Agência Nacional de Águas. Brasília. Sem data.