



**GRUPO - VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**OS CRITÉRIOS ENERGÉTICO-ECONÔMICOS UTILIZADOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA  
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: REFLEXÕES SOBRE ALGUNS MITOS E A NECESSIDADE DE UMA  
NOVA AGENDA**

**Luiz Claudio Gutierrez Duarte**  
**GPM/Unilasalle**

**RESUMO**

A presente IT não tem a finalidade de definir os critérios a serem utilizados pelo Planejamento da Expansão de Geração de Energia Elétrica (PEGEE), mas sim convidar os profissionais, acadêmicos e demais interessados a refletirem se os procedimentos hoje usados são suficientes para a configuração de um sistema que, gradativamente, está diminuindo a sua vantagem comparativa representada pela regularização plurianual e que está aumentando as participações tanto de usinas termoeletricas, com predominância de suprimento a gás natural, quanto fontes alternativas de energia (eólica, solar e biomassa). Talvez uma parte da resposta esteja nos fundamentos que deram origem as atuais abordagens.

**PALAVRAS-CHAVE**

Crêterios Energético-Econ micos, Custo de Déficit, Custos Marginais, Garantia Física, Taxa de Desconto.

**1.0 - INTRODU O**

Até o final do século passado, a Indústria de Energia Elétrica Brasileira (IEEB) caracterizava-se como um sistema basicamente hidroelétrico, cuja regulariza o plurianual representava uma vantagem comparativa em rela o a outros sistemas mundiais análogos. A singularidade deste sistema   resultado da complexidade de gestão do compartilhamento de uma reserva hídrica entre os diversos agentes. Além disso, a existência de um acoplamento temporal implicou na continua preocupa o dos tomadores de decisão (regulador, planejador operador e demais agentes) em tentar atender os consumidores atuais e potenciais pelo mínimo custo possível. Tal fun o objetivo configura-se num problema de otimiza o estocástica de grande porte cuja resolu o   acompanhada pela crescente evolu o, por um lado, tecnológica e comercial da microinformática e, por outro lado, do uso de métodos e ferramentas matemáticas de apoio   decisão (computa o evolucionária, programa o matemática, séries temporais, teoria dos jogos, etc.). No tocante ao Planejamento da Expansão de Gera o de Energia Elétrica (PEGEE), observa-se que, a partir de um corpo técnico altamente qualificado, formado nas décadas de 1970 e 1980, possibilitou o desenvolvimento de criterios de garantia de suprimento que, de uma maneira geral, são utilizados até hoje. Portanto, cabe perguntar se as premissas constantes nos criterios energético-econ micos são obedecidas ou se a PEGEE posiciona-se numa situa o que, na Psicologia Cognitiva,   chamada de Efeito de Ancoragem e Ajustamento. Tal conceito está relacionado   dificuldade humana de se afastar de uma informa o recebida quando em processo de decisão. Segundo (1), a partir das idéias de Kahneman e Tversky, tal efeito resulta em estimativas viesadas. Em primeiro lugar, em razão da " ncora" inicial não relacionada ao valor estimado e, em segundo lugar, mesmo havendo uma rela o, as pessoas tendem a ajustá-la muito pouco.

Além dessa introdu o, este IT está dividido em mais três partes: o item 2 apresenta um breve histórico do planejamento da expansão. Já na parte 3, discute-se os conceitos e métricas utilizados no PEGEE. Finalmente, uma pequena conclusão   apresentada no item 4.

## 2.0 - BREVE HISTÓRIO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

Segundo (2), o processo de planejamento pode ser definido como a análise sistemática e ordenada de informações, tendo como objetivo subsidiar a tomada de decisões. O planejamento da IEEB apresenta duas etapas sequenciais, quais sejam: expansão e operação. A primeira se preocupa com as decisões de aumento da capacidade instalada, visando atender a um mercado consumidor crescente. Por meio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), são realizados estudos com um horizonte de 20 a 30 anos à frente (Plano Nacional de Energia) e de 10 anos (Plano Decenal de Energia). A segunda tem como responsável o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e as análises se concentram no horizonte de curto prazo (dias, semanas e meses) e para um período de 3 anos.

### 2.1 Fase Inicial (até 1962)

Nesta época, os sistemas elétricos eram, com exceção do Rio de Janeiro e São Paulo, de pequeno porte. A construção e a operação eram realizadas por empresas privadas, como também pelas estatais existentes federal (Chesf e Furnas) ou estadual (Cemig). No tocante às expansões da capacidade de suprimento, quer em nível de geração quer de transmissão, eram feitas nas próprias áreas de concessão. Nos anos de 1961 e 1962 foram criados o Ministério de Minas e Energia e a Eletrobrás, respectivamente.

### 2.2 Fase da Descoberta (1963-1970): 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 hidráulico e do mercado de energia elétrica da Região Sudeste. A supervisão dos trabalhos era brasileira, 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 energia. Cabe observar que o documento destacava os benefícios advindos da interligação do sistema de predominância hidroelétrica tal como o brasileiro. Com relação às Usinas Termoelétricas (UTES) à 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, foram realizados 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). Nesta fase, os estudos de suprimento de energia e ponta baseavam-se numa abordagem determinística, isto é, ignorava-se que a vazão era uma variável aleatória (cf. 3.1).

### 2.3 Fase de Aprimoramento (década de 1970): a Eletrobrás como planejadora do setor e o uso de modelos energéticos

A Eletrobrás consolida-se como a 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. Portanto, os conflitos existentes com outras empresas, quer de cunho federal (Chesf e Furnas), quer estadual (Cesp e Cemig) foram reduzidos em razão do crescimento econômico acelerado, bem como o período autoritário que o país passou. Na primeira metade da década de 1970, a empresa elabora relatórios os quais 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 organismos que fossem capazes de coordenar 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, quais sejam: Comitê Coordenador de Operação Norte/Nordeste (CCON) e o Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI).

A segunda metade da década de 70 foi marcada pelo compromisso do governo com a implantação do II Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND) e, como consequência, 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 e do programa nuclear brasileiro. A inserção sobre estes dois projetos, conforme comentado por especialistas (3), foi tratada fora do âmbito técnico do setor. No ano de 1977, houve a elaboração do primeiro plano com um enfoque nacional (Plano 95) o qual apresentou a estimativa do potencial de energia firme em 104,5 GW médios (4).

Neste período, cabe destacar dois pontos ligados ao planejamento da expansão. Em primeiro lugar, o início da abordagem probabilística para o critério de suprimento de energia e ponta (cf. 3.2). O segundo se refere a criação,

em 1974, do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel), com responsabilidade sobre a metodologia e desenvolvimento de modelos energéticos a serem utilizados a nível nacional.

#### 2.4 Fase Áurea (década de 1980): Criação do GCPS, Critério Probabilístico e a Abordagem Marginalista

Apesar de conhecida como década perdida em razão da crise econômica-financeira que o país passou e que culminou em moratória e fracassos de diversos planos econômicos, a PEGEE começou a adquirir uma qualidade técnica que, posteriormente, seria reconhecida a nível internacional. Começou com a criação, em 1982, do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) cuja estruturação, ao contrário do GCOI, se deu a partir de grupos de coordenação de suprimento energético e de transmissão, tendo sido formalizado a partir da promulgação de portaria do Ministério de Minas e Energia. O GCPS era dividido por regiões (Norte-Nordeste e Sul-Sudeste-Centro Oeste) e sua estrutura organizacional continha comitês técnicos relacionados aos estudos energético, de mercado e de transmissão. No tocante ao Comitê Técnico de Estudos Energéticos (CTEE) existiam dois grupos de trabalho. O Grupo de Trabalho de Critérios de Planejamento da Expansão (GTPE) com responsabilidades por questões metodológicas. Já o Grupo de Trabalho de Análise do Planejamento da Geração (GTPG) implementava os critérios estabelecidos pelo GTPE.

Nesta época surgem dois relatórios que serviram de referência para as publicações realizadas hoje em dia pela EPE. O primeiro chamado de Plano Decenal de Expansão (PDE), com periodicidade anual, 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. O segundo tinha uma perspectiva de mais longo prazo, com periodicidade quinquenal, com a finalidade de 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 (3). Cabe observar que a questão ambiental inserida no Plano 2010 contribuiu posteriormente para a criação do Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente (Comase).

Pode-se dizer que a década de 1980 é a fase de ouro do planejamento da expansão em razão das 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 incremental evitando assim a tendência a supermotorização. Tal fato acontecia em razão do sinal contrário dado pela regra tarifária, baseada pelo custo de serviço, o qual incentivava as supridoras (regional ou de área) a colocarem mais potência do que seria econômico. Conforme comentário de um especialista do setor sobre esta questão "O que puxa a expansão é a construção de barragens e de usinas, e não a demanda máxima" (4). O terceiro ponto tem a ver com a abordagem marginalista (cf. 3.3).

#### 2.5 Fase de Transição (década de 1990): 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 infraestrutura dos países em desenvolvimento proporcionou a abertura, na década de 1990, dos mesmos ao capital privado. Além disso, a forma de captação de recursos passa de Mercado de Crédito (Créditos Bancários) para Mercado de Capitais (Emissão de Títulos Financeiros). Na primeira metade da década de 1990, foram desenvolvidos vários diplomas legais para a IEEB 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 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 IEEB, cabendo 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 de questões relacionadas ao fluxo financeiro entre os agentes. A Eletrobrás que outrora se localizava no topo de uma estrutura de governança hierarquizada que proporcionava a concentração de 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 Expansão (CCPE) vinculado à Secretaria Nacional de Energia. A passagem abrupta do GCPS para o CCPE criou um vácuo na coordenação dos trabalhos principalmente em relação aos aspectos metodológicos. Este ficou sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia e orientação do Conselho de Política Energética (CNPE), criado em 1998, com função de ser um órgão de assessoramento do Presidente da

República para formulação de políticas e diretrizes de energia. Um fator de destaque foi a elaboração do Plano 2015, com coordenação da Eletrobras, cujos seminários temáticos (metodologia de planejamento, oferta de energia elétrica, transmissão, distribuição, meio ambiente, política industrial, etc.) tiveram a presença de profissionais do setor, da academia e da sociedade organizada.

Em termos de implementação de metodologias no PEGEE, cabe destacar o planejamento sob incerteza (5) cujo critério (mínimo máximo arrependimento) pretendia transformar o programa de expansão a custo mínimo numa estratégia de expansão. Embora apresentando uma maior flexibilidade, tal método tornou-se inviável dada a passagem de um planejamento centralizado para indicativo. Em segundo lugar, tem-se o desenvolvimento do conceito de custo evitado dada pela diferença entre o custo de geração e o custo de transmissão que um projeto podia evitar. Tal método criava um incentivo para construção de usinas de pequeno porte localizadas no centro de carga. Importante também foi a criação do Mecanismo de Realocação de Energia para UHES com despacho centralizado.

## 2.6 Fase de Reflexão (2000-2002): Racionamento e o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico

A prioridade dada ao processo de privatização de empresas distribuidoras federais e estaduais de energia elétrica, em detrimento da consolidação de um marco regulatório de energia elétrica, implicou em problemas na IEEB. A falta de regras claras afastou o investidor interessado em aplicar seus recursos em projetos com grande prazo de maturação. 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 Civil, 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 o aperfeiçoamento do modelo. No tocante ao Planejamento da Expansão, continuaram a ser utilizados os mesmos parâmetros. Entretanto, o CMO (cf. 3.3) ficou sendo uma “proxy” do preço de energia e o CME (cf. 3.3) ficou relacionado ao Valor Normativo (VN), dado pela ANEEL. O VN era uma forma do agente regulador assegurar que a energia seja comprada da forma mais barata possível a partir de um limite superior para o repasse da energia para os consumidores finais.

## 2.7 Fase de Ajustes (a partir de 2004) : Competição pelo Mercado ao invés de Competição no Mercado

O novo desenho da IEEB, a partir de novos diplomas legais (Leis 10.847 e 10.848 de 15/03/2004 e 5.163 de 30/07/2007), colocou duas premissas para a garantia da expansão da geração, quais sejam (6): todos os consumidores (cativos ou não) devem ter 100% de suas demandas coberta por contratos e as distribuidoras somente podem comprar energia por meio leilões de contratos. Tais regras fazem com que a competição no segmento de geração não esteja no mercado spot (**Competição no Mercado**) e sim nos contratos estabelecidos pelos agentes vencedores antes do projeto de geração ser construído (**Competição pelo Mercado**). Além do ONS e Aneel, foram criados os seguintes órgãos: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico-CMSE e Empresa de Pesquisa Energética-EPE. A CCEE é um organismo responsável pela comercialização de energia elétrica realizada nos ambientes de contratação livre (ACL) e regulado (ACR). O CMSE é uma entidade responsável em avaliar a segurança da energia elétrica. A EPE substituiu o CCPE, mas com uma atribuição maior uma vez que os seus planos decenal e de longo prazo referem-se ao sistema energético e não apenas a IEEB. As questões metodológicas relacionadas ao PEGEE são de responsabilidade de uma comissão consultiva atrelada ao CNPE, Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), criada a partir da portaria nº 47 de 19/02/2008. Em pesquisa aos relatórios produzidos pela CPAMP (7), verifica-se assuntos relacionados à validação de modelo (Suishi) e metodologia de mecanismo de aversão a risco a ser internalizado em modelo computacional (Newave). Embora estes estudos sejam de grande importância, uma vez que o ferramental computacional é utilizado para os serviços executados por diversos órgãos (CCEE, EPE e ONS), sente-se falta de estudos referentes aos critérios energético-econômicos, tais como eram realizados pelo Comitê Técnico de Estudos Energéticos (cf. 2.5).

## 3.0 - CONCEITOS E MÉTRICAS APLICADAS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

Atualmente a IEEB se vê diante de uma transformação do seu sistema de produção de energia elétrica. Isto pode ser visto a partir do portfólio de projetos de geração onde constam a entrada de UHes que nada contribuem para aumentar a capacidade de regularização plurianual, aumento do bloco térmico e fontes de geração intermitentes que podem provocar instabilidades no sistema. Portanto, será que os conceitos e métricas utilizados no momento respondem aos problemas advindos de um Sistema Hidrotérmico-Eólico? O presente IT não tem uma resposta pronta, porém busca contribuir para que seja feita uma reflexão sobre uma metodologia cuja construção teve como base questões econômicas, “ad hoc” e políticas. Mesmo sabendo da atual importância de ponta, privilegiou-se, neste IT, as métricas relacionadas a energia.

### 3.1 Critério Tradicional de Suprimento

Tal abordagem, usada nos estudos da Canabira, parte da seguinte premissa: “O sistema deve ser capaz de atender à carga sem déficits no caso de ocorrência de qualquer das sequências de vazões existentes no registro

histórico”. A sentença ignora o fato da vazão ser uma variável aleatória. Portanto, este enfoque determinístico define o Suprimento de Energia como a capacidade do parque gerador ser capaz de atender ao mercado projetado sem déficits de energia no caso da ocorrência de qualquer das sequências de vazões existentes no registro histórico. Já o Suprimento de Ponta, relaciona-se 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. Atualmente, sua utilização se faz presente no dimensionamento energético-econômico de UHEs e como fator de ponderação para o cálculo da garantia física de UHEs (cf. 3.2). Os principais conceitos associados ao Critério Tradicional são:

- i) Energia Firme ou Carga Crítica de um Sistema Gerador – máxima carga média anual constante que pode ser atendida continuamente, sem déficits, na hipótese de repetição de toda a sequência de vazões afluentes naturais registradas no histórico;
- ii) Período Crítico – maior período de tempo correspondente à sequência de afluências naturais históricas, em que o reservatório do sistema, partindo do cheio, são deplecionados ao máximo possível para garantir o atendimento à carga crítica deste sistema, sem reenchimentos totais intermediários;
- iii) 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. (8) comenta que este conceito surgiu no século XIX, associado ao dimensionamento de reservatórios para o abastecimento de água às cidades. No tocante ao setor elétrico brasileiro, sua utilização já era conhecida na década de 1950, com um enfoque mais otimista, pois baseava-se no segundo período mais seco da história. Tal fato contribuiu para a existência de racionamentos na época;
- iv) Energia Firme Econômica de um Sistema Gerador - máxima carga média anual constante que pode ser atendida continuamente, sem déficits, na hipótese de repetição de toda a sequência de vazões afluentes naturais registradas no histórico considerando, no entanto, restrições de natureza econômica ao pleno atendimento das disponibilidades das usinas;
- v) Energia Média de um Sistema ou Usina – é a média das energias geráveis mensais em todo o período do histórico;
- vi) Energia Secundária de um Sistema ou Usina – diferença entre a energia média e a firme.

O cálculo da energia firme, tanto do sistema gerador quanto local, é feito a partir de uma simulação que não leva em conta a combinação da sequência hidrológica com a dinâmica da expansão do sistema (Simulação Estática).

### 3.2 Critério de Suprimento Probabilístico

Apesar da facilidade de cálculo e da reprodutibilidade o critério tradicional apresenta as seguintes desvantagens:

- i) Possibilidade de ocorrer situações hidrológicas mais críticas do que as verificadas no passado, implicando assim na ocorrência de déficits;
- ii) 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);
- iii) Não existe uma regra de operação conjunta do sistema tendo por finalidade minimizar o custo total de operação.
- iv) Dificuldade em ratear a energia firme de um sistema entre as usinas que o compõem, uma vez que a energia firme do sistema é maior do que o somatório das energias firmes das usinas isoladas em seus respectivos períodos críticos. Portanto, um rateio baseado apenas no período crítico leva a supervalorização de usinas cujas vazões, por acaso, tenham sido favoráveis neste período o que não garante, em termos estatísticos, que venham a ter vazões favoráveis no próximo período crítico.

A abordagem probabilística começou a ser elaborada em 1979 e obteve sua aprovação em 1989 pelo GCPS. Seu objetivo é assegurar que o planejamento da expansão resulte num plano capaz de atender o mercado previsto com uma qualidade de serviço aceitável. Sendo assim, pode-se definir a Energia Garantida (EG) de um sistema hidrotérmico como a máxima carga média anual constante que pode ser suprida continuamente, de forma a atender a um critério probabilístico de garantia de suprimento. Seja uma função densidade de probabilidade em determinado período de tempo, com um plano de expansão e uma evolução de mercado. Constata-se que o PESEB deveria levar em consideração toda a curva, dado que tanto a probabilidade de ocorrência de um déficit, como a sua profundidade, são importantes. No entanto, no mundo real, tal procedimento é bastante complicado ou mesmo impossível. Diante disso, foram desenvolvidas duas opções para calcular a energia garantida de um sistema hidrotérmico (4, 9, 10, 11 e 12). O primeiro enfoque baseia-se na Probabilidade Anual de Déficit (PDEF). Outra abordagem refere-se a convolução da função densidade de probabilidade, com a função custo unitário de déficit. Cabe observar que qualquer um dos procedimentos faz com que toda a informação contida na curva se transforme num único valor (13). Estes enfoques fizeram com que fossem desenvolvidos dois métodos:

#### 3.2.1 Método Baseado nos Custos Marginais

A presente linha de pensamento supõe conhecido o valor econômico do não atendimento ao mercado e tendo como objetivo a minimização do custo de operação do sistema. Portanto, incrementos na carga de um sistema implica em aumentos nos custos marginais de operação em razão da elevação dos níveis médios de geração de classes térmicas e dos valores esperados de déficits. Logo, a Energia Garantida é definida, para este método, como a carga que iguala os custos marginais esperados de curto e longo prazos do sistema. Neste ponto, para qualquer incremento da carga, será mais econômico a antecipação de um projeto de geração. As desvantagens

dessa abordagem estão associados à (4, 11, 12 e 13): dificuldade em avaliar o custo social do déficit para a economia brasileira; impossibilidade em oferecer a mesma qualidade de serviços em todas as regiões dada a constância da função custo de déficit enquanto o custo da energia é crescente; inflexibilidade no sentido de que o procedimento apresenta um único plano de expansão.

### 3.2.2 Método Baseado no Risco Anual de Déficit de Energia

O risco anual de déficit de energia é a probabilidade de o sistema não atender a sua carga ao longo de um ano. Portanto, define-se a Energia Garantida a  $x\%$  como aquela que resulta numa PDEF igual a  $(100-x)/100$ , onde o  $x\%$  é denominado garantia do sistema. O uso do PDEF está relacionado ao fato do período anual não ser afetado por transferências de déficits de outros períodos, tal como ocorre se as decisões de operações fossem mensais (eg. racionamento preventivo). A PDEF é estimada a partir de modelos de simulação que operam milhares de sequências de energias afluentes que preservam as características estatísticas contidas no registro histórico. Portanto, seu cálculo é dado pela razão entre o número de sequências com déficit no ano e o número de sequências simuladas. As vantagens de utilizar o referido critério são (2, 9, 10 e 11):

- i) Apresenta uma característica intuitiva, uma vez que o risco de déficit é uma medida palpável da qualidade de atendimento;
- ii) Pode oferecer a mesma qualidade de atendimento em todos os subsistemas e períodos ao contrário do critério anterior em que a função custo de déficit é constante enquanto o custo da energia é crescente;
- iii) Existe uma analogia entre Energia Garantida  $x\%$  e a Energia Firme calculada no critério tradicional;
- iv) Permite que seja calculado um custo implícito de déficit (cf 3.4) e que o mesmo possa ser utilizado no cálculo de políticas de operação térmica.

Escolhido o presente método foi necessário a escolha do nível de garantia adequado. Desta maneira, procurou-se escolher um PDEF que não implicasse numa alteração demasiadamente abrupta daqueles estudos de suprimento provenientes do critério determinístico. Isto foi realizado através da simulação de várias configurações estáticas dos sistemas Sul/Sudeste e Norte/Nordeste, com ou sem térmicas, submetidas a um mercado que representava o Firme Hidráulico. Isto permitiu calcular o risco anual de déficit correspondente ao critério determinístico. Observou-se que para grande parte das configurações realizadas, o PDEF oscilou em torno de 3% a.a. Entretanto, algumas configurações futuras mostravam valores próximo a 5% a.a e assim resolveu-se relaxar o nível de risco, fixando-o neste valor. Portanto, não existiu nenhum **argumento técnico** para sua adoção. Outro ponto que suscita curiosidade se refere ao intervalo de confiança estabelecido para a convergência da carga crítica que se situa entre (4,8%;5,2%). Tal resultado é indicado em estudos da década de 1980 (12) e, como no caso anterior, **não existe** uma explicação técnica. Se considerarmos 2000 série sintéticas, o verdadeiro valor do PDEF, considerando um intervalo de confiança de 95%, fica entre (4,04%, 5,96%).

A disponibilidade de geração, com base na energia garantida a um dado nível de risco, pode ser calculada de duas maneiras (13). A primeira chamada de Linha Física o qual considera apenas a contribuição da geração de cada usina no atendimento da energia garantida em situações de período crítico. Esse procedimento não considera as contribuições dadas ao custo de operação do sistema (combustíveis e déficit) em situações não críticas. A implementação deste procedimento pode ser dada por uma segunda linha de pensamento que é a do Valor Econômico da Geração associada a cada período (crítico ou não crítico). Estes são avaliados por meio do Custo Marginal de Operação o qual, dentro de períodos críticos, se elevará em razão da perspectiva de ocorrência de déficit de energia. O cálculo é realizado em duas etapas e diversos passos, quais sejam:

- i) Etapa 1 - Determinação da Energia Garantida dos Subsistemas: são determinados os valores de energia garantida de cada classe térmica e das hidráulicas, para uma configuração estática do sistema gerador, sendo as UHEs de cada subsistema representadas de forma agregada e as usinas termoeletricas com custos variáveis de geração semelhantes também são agregadas numa mesma classe térmica representativa do sistema. Primeiramente, encontra-se a Energia Garantida do Sistema (EGS) por meio de 2000 séries sintéticas de energias afluentes, sendo o sistema simulado por 15 anos para cada série, com os sete primeiros anos e os três últimos anos tendo como objetivo a eliminação de transientes devido tanto a permanência da tendência hidrológica inicial utilizada na geração de séries sintéticas quanto em relação ao estado inicial do sistema ("perda da memória inicial do sistema") bem como evitar geração exagerada de térmica no final do horizonte ("fim do mundo"). Logo, a estabilização do sistema se dá num período de cinco anos onde se busca a convergência em 5% do risco de déficit de energia. Desta simulação, são determinados o Intercâmbio Esperado Ponderado de cada Subsistema (IMi) a partir da valorização pelo custo marginal médio dos subsistemas exportadores. A Energia Garantida de cada subsistema (EGi) é obtida retirando o IMi da carga crítica convergida a 5% atribuída ao subsistema i. A determinação da Energia Garantida do subsistema i entre suas classes hidráulicas e térmicas é realizada a partir de um processo de rateio, de forma proporcional ao valor econômico das gerações destas classes, dentro do respectivo subsistema. Este é definido como a ponderação das gerações da classe pelos custos marginais de operação para o subsistema.
- ii) Etapa 2 – Determinação da Energia Garantida das Usinas: no caso de UTE, o cálculo se dá por intermédio da energia garantida da classe térmica e do subsistema da qual a mesma está contida de forma proporcional à sua máxima geração ao longo do ano. Já para a UHE a divisão da energia garantida de cada subsistema, ou do sistema, seu cálculo pode ser feito pelo rateio proporcional às energias firmes das usinas ou a partir da simulação de todo o histórico de vazões, ponderando-se a energia pelos custos marginais do sistema. A alternativa escolhida foi a do rateio da energia garantida por usina, tendo em vista a razão entre energia firme local e a energia firme do sistema.

Com relação as etapas apresentadas, algumas considerações são pertinentes: em primeiro lugar, percebe-se que o critério tradicional não foi abandonado no planejamento de expansão pois, além de ser o método para o dimensionamento energético econômico de UHE, o mesmo entra como um fator ponderador para a disponibilidade de geração de UHEs; em segundo lugar, estas etapas serviram para calcular, no final da década de 1990, a Energia Assegurada de uma UHE o qual correspondia ao valor de 95% da energia garantida calculada para o aproveitamento. Dada a transformação para um Sistema Hidrotérmico-Eólico, foram acrescentadas metodologias para calcular as garantias físicas de fontes eólicas, térmicas inflexíveis, bem como uma mudança no cálculo da garantia física de um empreendimento hidroelétrico, a partir do acréscimo de uma parcela relativa ao benefício energético proporcionado em usinas a jusante (14). Esta parcela é modificada no caso de revisão extraordinária de garantia física, cujo cálculo é dado por variações de ganho de energia física entre duas configurações, com e sem o(s) parâmetro(s) motivador(es) da revisão, segundo a Portaria 861 de 18/10/2010 do MME. Além disso, todas as garantias físicas apresentam um limite superior representado pela disponibilidade máxima de geração contínua.

### 3.3 Abordagem Marginalista

A teoria baseada na tarifa a custos marginais teve sua origem na França, com o seguinte objetivo “... 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, sua importância está relacionada ao cálculo dos Custos Marginais de Operação (CMO) e de Expansão (CME). 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 CME era aproximado por um custo incremental médio cujo cálculo estava relacionado a razão entre o operador valor presente dos acréscimos dos custos anuais de investimento, operação e manutenção, déficit e combustíveis com o 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 CME levava em consideração apenas projetos de geração que entravam entre o 6º e o 10º ano do horizonte decenal. A condição de otimalidade dar-se-ia quando  $CME = CMO$ , sendo que o custo de déficit era calculado implicitamente (Custo Implícito de Déficit de Energia – CIDE). O cálculo do CME servia como um indicador da competitividade econômica de projetos de geração, como também no cálculo da Tarifa de Suprimento de Energia entre Empresas. Na segunda metade da década de 1990, com a transformação do planejamento determinativo para indicativo, bem como a competição no mercado, as supridoras de energia elétrica não enviavam os dados necessários para o cálculo do CME. Diante desse fato, o agente planejador, GCPS e depois o CCPE, utilizaram o Custo Médio Ponderado de Geração (CMPG) como uma “proxy” do CME. Tal cálculo foi feito de modo eminentemente determinístico, pois o benefício energético de uma UHE baseava-se na Energia Firme Local e a de uma UTE levava em conta as saídas forçadas e programadas bem como sua eficiência na conversão de energia (15). Entretanto, o procedimento é descontinuado pela EPE em razão de problemas relacionados a orçamentos e substituído por uma estimativa que leva em consideração o custo médio das fontes ponderado pela previsão da expansão da oferta da energia representada pela garantia física adicionada nos próximos 5 anos (16).

### 3.4 Custo de Déficit de Energia

Conforme informado, o critério baseado em risco anual de déficit de energia faz com que o custo de déficit de energia (CDE) seja calculado implicitamente. Seu cálculo considera duas etapas: 1) determina-se o mercado de oferta para um nível de risco dentro de um intervalo de confiança de 95%. 2) parte-se de CDE inicial e a partir de um processo iterativo, ter-se-á a condição de igualdade entre os custos marginais ( $CMO = CME$ ). Os incrementos de CDE serão realizados enquanto a seguinte regra empírica for superior a 3%:  $CDE_{i+1} = CDE_i \times CME_i / CMO_i$ , onde  $i$  representa a última iteração. A competição no segmento de geração implicou na necessidade de que fosse sinalizado o efetivo custo de não atendimento de energia elétrica, isto é, foi premente a construção de uma função custo de déficit que apresentasse o verdadeiro impacto econômico. No final da década de 1990, um parecer do GCPS (17) e trabalhos técnicos (eg. 18), sinalizaram a necessidade da adoção do critério do Custo Explícito de Déficit de Energia (CEDE). Neste caso, o CME é parametrizado e ajusta-se a oferta de energia, para cada ano do horizonte de simulação, de tal forma que os custos marginais de curto e longo prazos se igualem. Portanto, este critério implica que a otimalidade do plano de expansão, para cada subsistema, resulta numa probabilidade anual de déficit implícita. Problema relacionado a temporalidade, fez com que a proposta do uso da Matriz Insumo Produto para o cálculo do CEDE fosse substituída por uma abordagem que utiliza a regressão linear entre o Produto Interno Bruto e o Consumo Energia Elétrica (CEE). Sendo assim, a estimativa do CDE é realizada por meio do produto da elasticidade PIB-CEE pela produtividade de energia elétrica (19). Tal metodologia começou

efetivamente a ser aplicada no planejamento da expansão, de 2008, por meio da Resolução Homologatória nº 597 de 18/12/2007 que informa os valores da Curva de Déficit. A partir daí, são realizadas homologações anuais onde são atualizados os patamares de carga. Como o PEGEE trabalha com patamar único, a EPE desenvolveu uma metodologia que implicasse no menor impacto possível na média e desvio padrão dos CMOs a partir do critério de menor média de variações relativas (20). Estes fatos merecem os seguintes comentários:

- i) A substituição do critério do risco anual de déficit não eliminou o pressuposto fundamental pois tanto o Risco Explícito de Insuficiência de Energia e, posteriormente, pela igualdade entre Custo Marginal de Operação e Custo Marginal de Expansão, apresentam um limite superior para insuficiência de déficit em 5% a.a. quando na verdade a probabilidade anual de déficit é obrigatoriamente **implícita** ou como afirma (21): “Na realidade há uma “dupla definição” do critério de garantia. Definido o risco máximo, o setor sabe calcular qual o custo “implícito” do déficit. Por outro lado, definido um custo do déficit e adotando-se a igualdade entre cme e cmo médio, **o risco está definido** (grifo nosso).”
- ii) Mesmo com os cuidados, quando da passagem do Custo de Déficit em 4 patamares de carga para um patamar único os seus respectivos CMO's, apresentarão distribuições distintas. Conforme visto, o CMO é o fator ponderador dos blocos hidráulico e térmico para o cálculo da garantia física. Sendo assim, existe a possibilidade de existir energias operacionalmente inviáveis como afirma (21).

### 3.5 Taxa de Desconto

A intervenção estatal, que por um grande tempo dominou o setor de infraestrutura, não se preocupou com a questão da taxa de desconto. Na IEEB, pode-se verificar sua influência em vários segmentos. Nas concessionárias de distribuição e transmissão, está relacionada ao Custo Médio Ponderado de Capital a ser utilizado no ciclo de revisões periódicas. Nos planejamentos de operação e expansão, destaca-se sua influência nos CMOs com abatimentos no Preço de Liquidação de Diferenças (PLDs) na garantia física e no Índice Custo Benefício (ICB) das termoeletricas. Além disso, no PEGEE, a taxa de desconto é utilizada no dimensionamento energético-econômico de UHEs. A falta de uma diretriz fez com que esse parâmetro apresentasse valores baixos cuja referência pode ter sido pela tarifa baseada no custo de serviço (remuneração anual de 10% a 12%) ou pelo Código de Águas de 1934 (remuneração mínima legal de 10% a.a.). O fato é que merece uma atenção especial do CNPE, uma vez que este parâmetro entra na otimização energética nos estudos da EPE, do ONS e do CCEE. Fica claro que as taxas de desconto têm que ser diferentes para cada estudo. Por fim, talvez haja um dilema, pelo menos filosófico, relacionado a otimização energética centralizada. A competição entre geradores traz uma ideia de que a taxa de desconto deve ser aquela dada pelo mercado enquanto que a intervenção no mercado realizada pela curva de aversão ao risco e, por outro lado, a neutralidade ao risco proveniente da programação dinâmica estocástica sinaliza uma aproximação para uma taxa livre de risco. O que fazer?

### 3.6 Modelos Energéticos

Seguramente, o ferramental computacional utilizado atualmente é um dos mais avançados do mundo. É claro que, por ser uma representação da realidade, alguns resultados trazidos do mundo simbólico não se adequam ao que acontece no mundo real. Para isso, é necessária a existência de modelos alternativos que aumentem a robustez do processo (22). Isto tem sido visto a partir de melhorias, por um lado, dos modelos de referência desenvolvidos pelo Cepel, seja por programação estocástica dual com sistemas agregados (Newave), seja com modelo individualizado (Suishi), bem como atenção ao detalhamento e na qualidade dos dados físico-operativos. Por outro lado, existem contribuições importantes originados de ambientes privado (PSR) e acadêmico (USP, Unicamp PUC-RJ e UFJF). Em ambos os casos, existe a preocupação de prover o usuário de uma arquitetura amigável e tentar associar a capacidade científica com a visão empresarial. Verificam-se inovações técnicas nas áreas de séries temporais (eg. distribuição gama), otimização (eg. técnica de fechos convexos), etc.. Algumas questões operacionais e estratégicas já estão ou serão implementadas nos modelos energéticos. Pode-se destacar: inserção de série de energia afluyente eólica dada a transformação para um Sistema Hidrotérmico-Eólico; entrada de um parque eólico de grande porte ensejará, por um lado, a importância do binômio energia-potência que por muito tempo eram tratados de maneiras distintas pelas áreas de planejamento da geração (potência é uma consequência da energia) e da transmissão (potência instantânea); por outro lado, haverá o retorno de modelos de confiabilidade e com isso a necessidade de uma reformulação no critério de suprimento de ponta; importância da repotenciação como segurança energética de possíveis instabilidades provocadas por fontes intermitentes de energia; otimização integrada gás-eletricidade diante da forte inserção de UTEs a gás natural e que, possivelmente, necessitará de um operador nacional de gás natural; substituição da simulação por programação dinâmica determinística nos estudos de dimensionamento energético-econômico de UHEs; rateio de bloco hidráulico por meio de jogos cooperativos.

## 4.0 - CONCLUSÃO

O presente IT apresentou, a partir de documentos (antigos/novos) e da experiência do autor no planejamento da expansão da geração, alguns termos e critérios que são usados até hoje na IEEB. Para isso, buscou-se, na medida do possível, enfatizar o momento histórico que os conceitos foram criados, para que o leitor reflita sobre a necessidade de um maior debate. Este pode ser realizado pelo CPAMP, uma vez que a Portaria do MME nº 47, de 19/02/2008, no seu art. 3º, parágrafo 3º permite que a mesma constitua grupos de trabalho que poderia ser formada pelos agentes que desejem contribuir no aprimoramento dos critérios e dados físico-operacionais, tanto

pelo planejamento da expansão quanto, em razão do intercâmbio das informações existentes entre o a EPE e o ONS, pelo da operação. Isto poderá gerar um efeito multiplicativo na formação do capital humano e tornar a EPE num arquiteto de escolhas cuja responsabilidade será organizar o contexto no qual os agentes tomarão suas decisões de médio e longo prazos.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) FRANK, R.H. - Microeconomia e Comportamento. Porto Alegre: AMGH, 2013, 8 ed.
- (2) FORTUNATO, L.A.M. et ali – Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990, 2013.
- (3) 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.
- (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) PEREIRA, M. V. Modelo de Planejamento com Incertezas: Versão Preliminar. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. 1991.
- (6) BARROSO, L.A.; FLACH, B. & BEZERRA, B. – Mecanismos de Mercado para Viabilizar a Suficiência e Eficiência na Expansão da Oferta e Garantir o Suprimento de Eletricidade na Segunda “Onda” de Reformas nos Mercados da América Latina. In: Mercados e Regulação de Energia Elétrica. Org. Eduardo Nery. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.
- (7) Conselho Nacional de Política Energética – disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/cpamp> - acesso em 14/03/2017.
- (8) KELMAN, J. – Metodologia de Cálculo de Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos Levando em Consideração Usos Múltiplos da Água. Agência Nacional de Águas. 29/11/2002.
- (9) CARVALHO, M.A.P.; ROSEMBLATT, J. & PINHEIRO, S.A. – Critérios de Garantia de Suprimento para a Produção de Energia Elétrica. VI Seminário de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Camboriú. 1981.
- (10) Grupo de Trabalho para Estudos de Critérios de Planejamento (GTPE) - Avaliação Energética Estática. GCPS. Novembro de 1982.
- (11) ROSEMBLATT, J. – Utilização da Energia Garantida como Critério para o Planejamento da Expansão. Eletrobras. Informação Técnica nº 46/85. DEGE/DVPG.
- (12) CARVALHO, M.A.P.; ROSEMBLATT, J. & PINHEIRO, S.A. – Evolução do Nível de Garantia de Suprimento. Eletrobras. Departamento de Estudos Energéticos. Nota Técnica nº 25/80.
- (13) Eletrobras – Descrição dos Critérios do GCPS: cálculo de disponibilidades de geração de usinas hidrelétricas e termelétricas.
- (14) Empresa de Pesquisa Energética – Metodologia de Cálculo das Garantias Físicas das Usinas - Nº EPE-DEE-RE-099/2008 – r0. 2 de julho de 2008.
- (15) Secretaria Nacional de Energia – Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão: Atualização do Custo Marginal da Expansão. 03/2001.
- (16) Empresa de Pesquisa Energética – Custo Marginal de Expansão: metodologia de cálculo e valor para 2014-Usinas - No EPE-DEE-RE-052/2014-r0. 27 de março de 2014.
- (17) Eletrobras/GCPS – Metodologia e Critérios para o Planejamento da Expansão da Geração – CTEE – 01/98.
- (18) ROSEMBLATT, J.; PRAIS, M.P. & ALMEIDA, J.P. – Avaliação de Critérios para Planejamento da Expansão da Geração. Eletrobras. Departamento de Estudos Energéticos. Informação Técnica nº 14/98.
- (19) Centro de Pesquisa de Energia Elétrica- Cepel. Metodologia do Parâmetro do Custo de Déficit de Energia. Rio de Janeiro. 2001.
- (20) D'ÁRAÚJO - Setor Elétrico Brasileira: uma aventura mercantil. Brasília. Confea. 2009.
- (21) LOPES, J.E.G. – A Relevância dos Modelos de Otimização e Simulação do Sistema Hidrelétrico Brasileiro. In: A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro. Campo Grande, MS: Ed. UFMS; São Paulo: Paz e Terra, 2003.

#### 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Nome: Luiz Claudio Gutierrez Duarte.

Local e ano de nascimento: Rio de Janeiro, 16 de maio de 1960

Local e ano de graduação / pós-graduação: Engenharia Elétrica (1985), Ciências Econômicas (1992), Especialização em Planejamento Energético (1986) e Mestrado em Engenharia de Produção (1998).

Possui 30 anos de experiência na Indústria de Energia Elétrica, tendo prestado serviço a diversas empresas: Eletrobrás, Furnas, Iberdrola, Intertechne, Marte Engenharia e Petrobras. Sócio-diretor da Global Performance Management (GPM). Coordenador Acadêmico do Ibmecc/Soluções Corporativas (2012/2014) tendo sido responsável pelos cursos de MBA em Gestão de Negócios na Indústria de Energia Elétrica para Enel e Furnas. Credenciado junto a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel (desde 2011) para avaliar projetos de P&D. Docente em Finanças e Métodos Quantitativos para cursos de MBA (Ibmecc, FGV, Mackenzie

