

modernização do setor elétrico

contribuição sobre o critério de garantia de suprimento

Luiz Claudio Gutierrez Duarte

Rio de Janeiro – 15/08/2019

# 1) INTRODUÇÃO

Até o final do século passado a Indústria de Energia Elétrica Brasileira (IEEB) caracterizava-se como um sistema basicamente hidroelétrico, cuja regularização plurianual representava uma vantagem comparativa em relação a outros sistemas mundiais análogos. A singularidade deste sistema é 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 contínua preocupação dos tomadores de decisão (regulador, planejador, operador e demais agentes) no atendimento aos consumidores atuais e potenciais pelo mínimo custo possível. Tal função objetiva configura-se num problema de otimização estocástica de grande porte cuja resolução tem sido acompanhada pela crescente evolução, por um lado, tecnológica e comercial da microinformática e, por outro lado, do uso de métodos e ferramentas matemáticas de apoio à decisão (computação evolucionária, programação matemática, séries temporais, teoria dos jogos, etc.). No tocante ao Planejamento da Expansão de Geração 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 critérios de garantía de suprimento que, de uma maneira geral, são utilizados até hoje. Portanto, cabe perguntar se as premissas constantes nos criterios energético-econômicos são obedecidas ou se a PEGEE posiciona-se numa situação que, na Psicologia Cognitiva, é chamada de Efeito de Ancoragem e Ajustamento. Tal conceito está relacionado à dificuldade humana de se afastar de uma informação 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 “âncora” inicial não relacionada ao valor estimado e, em segundo lugar, mesmo havendo uma relação, as pessoas tendem a ajustá-la muito pouco.

O presente Informe Técnico tem o objetivo de municiar os componentes do GT com informações que talvez não sejam acessíveis, bem como alguns questionamentos no intuito de criar uma massa crítica voltada ao PGEE que infelizmente se perdeu. Sendo assim, a presente contribuição IT está estruturada, além dessa introdução, em oito seções.

# 2) BREVE HISTÓRIO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

## 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 Tradicional

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 no chamado Critério Tradicional, isto é, uma abordagem determinística (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 (2), 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.

Neste período, cabe destacar dois pontos ligados ao planejamento da expansão. Em primeiro lugar, 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. O segundo está relacionado ao início, na segunda metade da década, da abordagem probabilística para o critérios de suprimentos de energia e ponta (cf. 3.2).

## 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 Empresa de Pesquisa Energética (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. Destarte, 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).

Além de desenvolver critérios sofisticados de suprimento cabe acrescentar mais dois produtos implementados pelo GCPS:

i) Abordagem Marginalista (cf. 4);

ii) Dimensionamento energético-econômico de um empreendimento hidroelétrico (cf. 6).

## 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 do mais, 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 colcocados 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. Desta maneira, tentava-se efetuar a transição entre o velho paradigma representado pelo “Estado Empresário” e aquele em que o Estado teria o papel de indutor da competição nos segmentos de geração e comercialização. Com referência ao PEGEE, 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 vazio 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 (cf 3), cabe destacar:

i) Ao contrário do planejamento da Operação, a utilização da programação dinâmica estocástica dual na otimização eletroenergética, constante no modelo Newave, só veio a ser utilizada no final da década de 1990. Os estudos do PEGEE utilizavam o modelo DHT (cf xxxx);

ii) Tentativa de implementar um planejamento sob incerteza;

iii) Criação de um Mecanismo de Realocação de Energia para UHES com despacho centralizado.

Por fim, apesar de um direcionamento para uma maior competitividade no segmentos de geração e comercialização, cabe observar a pouca importância dada ao PEGEE. Este nunca mais se recuperou quando o assunto é as questões metodológicas relacionadas aos critérios de garantia de suprimento. Talvez uma das razões seja a migração de profissionais para a comercialização ou para o planejamento da operação. Estes técnicos foram formados ou tiveram sua formação nas fases identificadas como aprimoramento (cf. 2.3) ou áurea (cf 2.4). Portanto, alguns desacoplamentos que aconteceram na PEGEE nas duas primeiras décadas do século XXI deve-se a falta de um “olhar” mais acurado aos procedimentos desenvolvidos nas décadas de 1970 e 1980 o qual, embora com forte presença do Estado na IEEB, poderia fornecer subsídios para o devir da PGEE. Entretanto, não existia uma massa crítica que pudesse orientar essa volta. Isto implicou em misturas de procedimentos que são mutuamente exclusivos (cf. 3 e 4).

## 2.6 Fase de Reflexão (2000-2003): 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 afugentou 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 PEGEE, continuaram a ser utilizados os mesmos parâmetros. Entretanto, o CMO ficou sendo uma “proxy” do preço de energia e o CME 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 da Pretensão e Crise (2004 a 2016) - Revigoramento do Planejamento e Medidas Populistas.

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 (3): todos os consumidores (cativos ou não) devem ter 100% de suas demandas cobertas por contratos e as distribuidoras somente podem comprar energia por meio leilões de contratos. Tais regras fizeram 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**)[[1]](#footnote-1). Nesta fase, foram criados os seguintes órgãos: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Comitê de Monitoramento do Setor Elétrica (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 Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão (CCPE), mas com uma atribuição que envolve todo o sistema energético, ao contrário do passado que concentrava única e exclusivamente no setor elétrico. Apesar do carácter positivo, tanto em termo de estrutura quanto de integração energética, o período em tela proporcionou uma grave crise. O fato gerador foi a posição dos governos da época em privilegiar a modicidade tarifária em detrimento da segurança energética. Esta escolha ficou nítida a partir da Lei 12.783/2013.Tal procedimento, num momento de custo crescente associado ao atraso em obras de geração e transmissão, bem como condições climáticas desfavoráveis associada a má gestão de operação dos reservatórios, em razão de atraso no despacho de termoelétricas, trouxeram consequências bastante negativas para a IEEB[[2]](#footnote-2). Chega-se em 2015 a uma inadimplência no mercado de energia elétrica da ordem de R$3,00 bilhões no mercado de curto prazo e gerou paralisação das liquidações na CCEE.

## 2.8 Fase de Impulso de Atividades Competitivas na IEEB (a partir de 2017): CP 33 e Modernização do Setor Elétrico

Apesar da grave crise econômica que o Brasil atravessa observa-se uma certa resiliência da IEEB. Isto pode ser representado pelos Leilões de Transmissão no 4/2018 e Leilão de Energia Nova A4/ 2019 os quais alcançaram deságios de 46% e 45%, respectivamente. Isto trará bons efeitos com relação a modicidade tarifária. Além disso, os sinais dados primeiramente pela Consulta Pública no 33, bem como o compromisso do governo atual com a redução do Estado nas atividades competitivas do setor elétrico, podem ser vistas a partir da criação, pelo Ministério de Minas e Energia, do Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico (Portaria no 187 de 4/04/2019). Tal ação está sendo percebida pela IEEB de modo positivo. Porém, a confiança dos agentes poderá ser contida caso as propostas de uma agenda liberal para o setor elétrico não sejam referendadas pelo Legislativo.

Desde 2017 percebe-se que a EPE tem tido progressivamente uma atuação próxima a, segundo abordagem de (4), de um Arquiteto de Escolhas. Este pode ser definido como o responsável em organizar o contexto no qual os agentes irão tomar decisões sem tentar bloquear ou obstruir a livre escolha dos mesmos.

# 3. CRITÉRIOS DE GARANTIA DE SUPRIMENTO

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 informe técnico 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. Esta seção, a partir de uma visão técnico-científico, mostrar como foi o desenvolvimento dos critérios de suprimentos, complementando assim a descrição histórica apresentada anteriormente. A descrição a seguir tem como base diversos textos (artigos, notas técnicas, manuais e livros) desenvolvidos principalmente nas fases apresentadas nas subseções 2.3, 2.4 e 2.5. Esta volta ao passado se justifica, primeiramente, em virtude das incongruências das Resoluções nos 1 (17/11/2004) e 9 (28/07/2008) do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Por mais boa intenção que os membros no CNPE tenham tido o fato tem sua origem, conforme já comentado, no desmantelamento que a área de planejamento teve no final da década de 1990. As informações obtidas nas subseções posteriores poderão auxiliar nos debates a respeito de novas métricas de riscos, advindas do setor financeiro (Var, CVar, downside), que primeiramente entraram na comercialização e estão penetrando no PEGEE. Além disso, embora não constante como tema no grupo de trabalho, a presente contribuição inclui questões relacionadas ao dimensionamento energético-econômico de UHEs (cf. 6).

## 3.1 Critério Tradicional

Tal abordagem, usada nos estudos da Canambra, 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 suprimento de energia , pela abordagem tradicionalista, são (5):

1. 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;

1. 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;
2. 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. (6) comenta que este conceito surgiu no século XIX, associado ao dimensionamento de reservatórios para o abastecimento de água à 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;
3. 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;
4. Energia Média de um Sistema ou Usina – é a média das energias geráveis mensais em todo o período do histórico;
5. Energia Secundária de um Sistema ou Usina – diferença entre a energia média e a firme.

vii) Energia Vertida – energia associada à vazão vertida, liberada por não poder ser armazenada;

viii) Energia Vertida Turbinável – parcela da energia vertida que poderia ser gerada caso houvesse mercado.

Para o suprimento de ponta, segundo o mesmo critério, destacam-se (7) :

i) Reserva Própria de Geração (RG) – total da demanda horária do fornecimento de responsabilidade dessa empresa menos o total da demanda horária dos recebimentos;

ii) Reserva Primária (R1) – é uma reserva de regulação de frequência e corresponde a 1% da RPG;

iv) Reserva Secundária (R2) – sua função é recuperar a frequência do sistema no caso variações instantâneas de carga e é resultado da soma de 2,5% da RPG com 1,5% da carga própria da empresa.

v) Reserva Girante (RG) – soma de R1 e R2.

vi) Reserva Terciária (R3) – é igual a potência disponível da maior máquina do sistema interligado cuja função é cobrir saídas não programadas de unidades geradoras.

vii) Reserva Quaternária (R4) – complementa a R3 e deve estar disponível num período de até 24 horas.

Os seguintes produtos são derivados deste critério:

### 3.1.1 Evolução das Caracterísiticas Energéticas a partir de Cortes Estáticos

### Já na fase de aprimoramento foram desenvolvidos modelos matemáticos para a avaliação do desempenho de um sistema gerador de energia elétrica. Como estes são apenas uma representação da realidade (Mundo Simbólico), seus resultados obtidos e informados ao Mundo Real estão sujeitos a diversos graus de simplificações. No caso dos estudos da PEGEE uma delas está relacionada com a apresentação do parque gerador como uma usina equivalente. Sua avaliação de performance pode ser realizada a partir de simulações da operação do sistema gerador, durante um dado período, por meio de regras de operação. O método de simulação utilizado é o da energia natural. Segundo (8), mesmo com uma abordagem simplista tal procedimento apresenta ótimos resultados globais principalmente no caso das UHES serem dotadas de boa regularização a montante ou desprovidas de regularização.

As componentes vazão natural e capacidade de regularização dos reservatórios podem ser sob a forma de energia (8). A primeira componente pode ser convertida multiplicando as vazões naturais dos rios pela queda líquida, pelo rendimento das máquinas e por uma constante. O somatório dessas energias de várias usinas gerará a energia ntural do sistema. Já a segunda, representada pelos volumes úteis dos reservatórios, pode ser expressa em energia ao calcular a geração possível com a água armazenada através de todas as usinas a jusante. A soma da capacidade energética de todos os reservatórios irá constituir a energia armazenada do sistema o qual possibilita a regularização da energia natural. O autor em tela também alerta das hipóteses simplificadoras no uso do método, quais sejam:

i) Escolha de uma queda média para cada usina;

ii) Correção das vazõs naturais pela evaporação dos reservatórios;

iii) Toda energia natural e armazenada pode ser utilizada;

iv) O sistema é suficientemente flexível para utilizar de alguma forma disponível na geração de energia.

### A tabela 1 reproduz um estudo do ano de 1980 com cinco configurações estáticas. Estas são representadas sem ou com a interligação entre os subsistemas Sul e Sudeste-Centro Oeste.

Tabela 1

Evolução das Características do Sistema

Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Sul-80 | SE-80 | SES-82 | SES-86 | SES-90 | SES-95 |
| E.Firme Hidraulica (MWa) | 598 | 8.774 | 12.856 | 22.960 | 28.625 | 35.188 |
| E.Firme Hidro-Térmica(MWa) | 1.111 | 9.404 | 14.381 | 24.027 | 31.369 | 39.109 |
| ESH/EFH (%) | 77 | 22 | 17 | 14 | 13 | 12 |
| EAF/EFH (%) | 184 | 130 | 117 | 117 | 115 | 112 |
| EAMX/EAF (meses) | 2,95 | 5,43 | 5,85 | 5,59 | 6,10 | 6,51 |
| EFIO/EC (%) | 18 | 54 | 46 | 57 | 55 | 49 |
| ESHT/ESH (%) | 45 | 18 | 67 | 90 | 78 | 68 |
| Período Crítico |  |  |  |  |  |  |
| Início | 04/44 | 07/52 | 05/52 | 05/52 | 05/52 | 05/51 |
| Término | 06/45 | 11/56 | 11/56 | 11/56 | 11/56 | 11/56 |
| Duração | 15 | 53 | 55 | 55 | 55 | 67 |

Em relação aos resultados apresentados as seguintes considerações, ao utilizar o critério determinístico, são pertinentes:

### O subsistema sul representado pela configuração puramente hidráulica de 1980 (Sul-80) apresentou uma menor regularização quando comparado com SE-80. Isto pode ser visto a partir do elevado percentual, 77%, da energia secundária hidráulica (ESH) em relação a energia firme hidráulica (EFH), enquanto o subsistema sudeste é bem mais regularizado (22%). A capacidade de armazenagem de energia foi de 2,95 meses contra 5,43 meses do sudeste. Consequentemente, a parcela excedente da energia afluente com a energia firme hidráulica (EAF/EFH) é menos acentuada em SES-80 do que Sul-80. Tais fatores proporcionarão , para a configuração do susbsistema sul, um período crítico menor;

### Com a Interligação Sul-Sudeste-Centro Oeste o efeito da diversidade hidrológica repercute em todos os indicadores na hipótese de configuração puramente hidráulica. Pode também mostrar, embora não apresentado no presente texto, que a sazonalidade anual das energias afluentes foi se atenuando com a evolução do sistema.

### Num sistema hidrotérmico verifica-se uma grande importância para a Sul-80 dada a elevação de 86% quando comparada a EFH. Já a SE-80 as térmicas conseguem firmar a maior parte da energia secundária conforme apresentado pelo indicador (ESHT/ESH).

### 3.1.2 Dimensionamento Energético Econômico de UHEs

Define os principais parâmetros de um aproveitamento hidrelétrico que tem influência direta no seu desempenho energético (cf. 6).

3.1.3 Custo Médio de Geração (CGER)

Também chamado de Índice de Mérito ou Índice de Custo/Benefício, seu cálculo é proveniente da razão entre o somatório dos custos anuais ($/ano) incorridos e os benefícios energéticos (MWh/ano). Isto resultará no custo de geração ($/MWh) de um projeto.

As parcelas que compõem os custos anuais são :

* Custo Anual de Investimento na Usina (CAI) – valor obtido por intermédio da aplicação do fator de recuperação de capital sobre o investimento concentrado na data de entrada em operação do projeto, então:

CAI = ORC.(1+JDC).FRC(i,n)

onde:

ORC – orçamento do empreendimento, em milhões de $/ano, relacionados aos gastos dos vários componentes da usina (casa de força, equipamentos etc.), como também aos aspectos sócio-ambientais (desapropriações, indenizações, deslocamento de ferrovias e rodovias, etc.);

JDC – juros durante a construção, referente ao capital ainda não remunerado, em per unit;

FRC(i,n) – fator de recuperação do capital a uma taxa de desconto i e vida útil n.

* Investimento Anual na Transmissão (IT) – custo associado à integração do projeto à malha de transmissão.

IT = ITR .(1+JDC). FRC(i,n)

ITR – investimento total de transmissão, em milhões de $/ano;

As demais variáveis já foram descritas anteriormente.

* Custo Anual de Operação e Manutenção (CAO&M) – custo composto por mão de obra, incluindo encargos sociais, materiais, serviços contratados, supervisão, taxa de administração, etc, durante a vida útil do empreendimento.

No caso de UHEs o CAO&M é determinado a partir da escolha entre duas curvas, obtidas por método de regressão sobre dados históricos de operação e manutenção de UHE’s existentes, que relacionam o Custo Unitário de Operação e Manutenção-CO&M ($/kW/ano) com a potência instalada, sendo expressas por:

C1 = a . Pb, para P < Pc

C2 = c . Pd, para P ≥ Pc

onde:

a, b, c, d – parâmetros determinados por regressão;

P – Potência Instalada, em MW;

Pc – Ponto de Corte;

O Ponto de Corte indicará ao analista qual a curva que deve ser utilizada para determinada potência. Seu cálculo advém da igualdade entre as duas curvas, portanto:

a . Pb = c . Pd

Aplicando logaritmo em ambos os membros e utilizando suas propriedades, obtém-se:

A multiplicação da Potência Instalada (em kW) pela curva escolhida (em $/kW/ano) resultará no CAO&M (em milhões).



Para as plantas térmicas o CO&M é dividido numa parcela fixa e outra variável[[3]](#footnote-3). O Custo Unitário de Operação e Manutenção Fixo – CO&MF ($/kW/ano) não depende do volume de produção, isto é, independente do fator de capacidade, sendo função apenas do tamanho da planta. Já o Custo Unitário de Operação e Manutenção - CO&MV ($/MWh) varia diretamente com o consumo do combustível, durante a operação da planta.

* Custo Anual de Combustíveis (CAC) – são custos inerentes à UTE’s, relacionados à despesas anuais associadas ao consumo do combustível para operação da planta. Esse custo depende do seu rendimento e da forma de operação da usina no Sistema Interligado, se a ele estiver integrada. Portanto, tem-se a seguinte expressão:

CAC = P\*CC\*FCesp

onde:

CAC – Custo Anual de Combustível, em US$/MWh;

CC – custo unitário de combustível utilizado na central térmica, em US$/MWh;

FCesp – fator de capacidade esperado, em per unit, sendo obtido a partir de modelo de simulação**[[4]](#footnote-4)**.

O parâmetro CC é calculado segundo a seguinte expressão:



onde:

CComb – custo de combustível em $/ton (ou m3);

η - rendimento, em per unit;

PC – poder calorífico do combustível, em kcal/kg (ou m3);

EE – equivalência energética para MWh.

* Custo correspondente à diferença de gastos com combustível (CDGC) – a integração de uma usina no sistema interligado brasileiro implica em mudanças na regra de operação das unidades térmicas, alterando assim os gastos com combustível[[5]](#footnote-5). Caso seja uma UHE, haverá uma economia advinda do aumento de energia secundária. Pode-se então representar o CDGC pela seguinte expressão:

CDGC = (GT2 – GT1).CC’

onde:

CDGC – em milhões $/ano;

GT2 – consumo esperado de combustível com a usina no sistema, em MWh/ano;

GT1 – consumo esperado de combustível sem a usina no sistema, em MWh/ano;

CC’- valor ponderado do custo de geração térmica do sistema, em $/MWh.

Já o benefício energético de uma UHE é dado pelo Ganho de Energia Firme que o empreendimento fornece ao sistema. Enquanto para UTE é dado pelo produto entre a potência, o fator de capacidade máximo e um fator que desconta o consumo interno.

Portanto, para plantas hidroelétricas o CGER é dado por:



onde:

CGER – em $/MWh;

ΔEF – ganho de energia firme do sistema, em MWa;

8760 – número de horas do ano;

As demais variáveis já foram descritas anteriormente.

Já para as UTEs tem-se:



onde:

FCMAX - fator de capacidade máximo, em per unit;

c – consumo interno, em per unit;

As demais variáveis já foram definidas anteriormente.

## 3.2 Critério Probabilístico

Na primeira metade da década de 1980 são realizados diversos estudos os quais destacam os diversos problemas do critério tradicional (5, 8, 9, 10, 11 e 12), quais sejam:

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. Diante disso, define-se 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.

A figura 1 reproduz a função densidade de probabilidade apresentada por (12), em determinado período de tempo, com um plano de expansão e uma evolução anual de mercado. Constata-se que o PEGEE 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. Portanto, a primeira abordagem pode calcular a Probabilidade Anual de Deficit (PDEF). Outra abordagem é baseada no déficit esperado o qual é calculado pela convolução da curva com a reta tracejada na figura. Por fim, o último procedimento, baseado no custo esperado de déficit, refere-se a convolução da função densidade de probabilidade,com a função c(x) (custo unitário de déficit). Cabe observar que qualquer um dos procedimentos proporacionará uma métrica de risco.

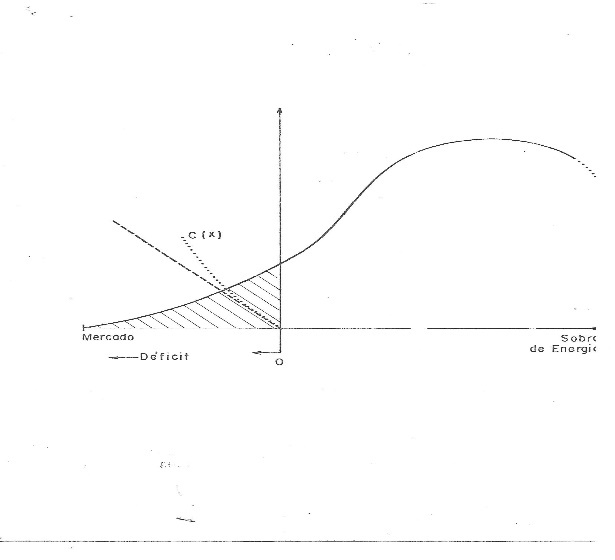


Figura 1

Função Densidade de probabilidade

Os enfoques apresentados 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 tem 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 (cf. 4). Neste ponto, para qualquer incremento da carga, será mais econômico a antecipação de um projeto de geração. As desvantagens dessa abordagem estão associados à:

i) Dificuldade em avaliar o custo social do déficit (cf. 5) para a economia brasileira;

ii) 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;

iii) Inflexibilidade no sentido de que o procedimento apresenta um único plano de expansão.

A Figura 2 reproduz imagem apresentada por (5) a respeito da evolução do custo marginal de operação do sistema com sua carga bem como sua associação com a energia garantida

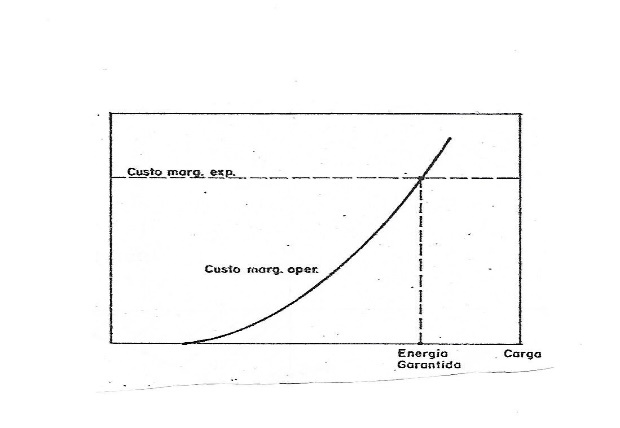


Figura 2

### 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:

1. Apresenta uma característica intuitiva, uma vez que o risco de déficit é uma medida palpável da qualidade de atendimento;

1. 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;
2. Existe uma analogia entre Energia Garantida x% e a Energia Firme calculada no critério tradicional;
3. Permite que seja calculado um custo implícito de déficit (cf. 4) e que o mesmo possa ser utilizado no cálculo de políticas de operação térmica.

Diante das razões apresentadas fizeram com que tanto o GCOI quanto o GCPS (cf. 2.3 e 2.4), nos seus estudos de suprimento entre empresas (cf. xxxx), trabalhassem com o enfoque em tela. A seções seguintes se baseiam em (10).

3.3 Geração de Séries Sintéticas

A mudança para uma abordagem probabilística impõe a existência de um gerador de séreis sintéticas de energia alfluente que mantenha um comportamento satisfatório em relação ao histórico de vazões. (10) comenta que a tecnologia da época esbarrou em problemas de representatividade do processo natural de afluência caso usasse modelos estocásticos autoregressivos. Sendo assim,foi utilizado o modelo DESAG, desenvolvido pelo Cepel, que trabalhava com energias afluentes desagregativas.

No tocante a obtenção de uma amostra foram analisada duas formas. Supondo que se queira uma análise de 2000 anos de comportamento de uma determinada configuração estática, tem-se:

1. Geração de uma única série de T + 2000 anos, onde T indica transientes;
2. Geração de 2000 séries independentes de (T+1) anos cada.

Conforme explica (10), problemas de autocorrelação fez com que a segunda forma fosse escolhida.

### 3.4 Eliminação de Transientes

Em configurações estáticas existem dois fatores que originam transientes: permanência tanto da tendência hidrológica inicial quanto do estado inicial de armazenamento do sistema. O primeiro fator, nas simulações efetuadas, tornava-se desprezível após 5 anos. Entretanto, o segundo demorava cerca de 10 anos.

### 3.5 Simulação

No estudo de (10) foi utilizado o Modelo de Simulação a Sistemas Equivalentes-MSSE, com possibilidade de receber energia afluentes sintéticas geradas do DESAG. Foram geradas 3.000 séries sintéticas independentes de 22 anos para as mesmas configurações apresentadas na Tabela 1. Os cinco primeiros anos não foram simulados pois tem apenas o objetivo de eliminar a tendência hidrológica. Dos 17 anos restantes foram descartados os 12 primeiros anos a título de estabilização do sistema.

3.6 Operação Térmica

A utilização do modelo DESAG impediu que (10), bem como outros trabalhos da primeira metade da década de 1980, utilizasse a programação dinâmica estocástica. Tal procedimento só é otimizante no caso de se utilizar energias afluentes autoregressivas. Diante disso, a regra de operação térmica foi dada pelas curvas-guia. Conforme comenta (8), essas curvas definem um volume de energia armazenada no sistema para cada mês. Caso a energia armazenada seja inferior aquela prevista na curva guia significa que as térmicas devem operar na base. Em caso contrário, na ponta. Portanto, o procedimento de curva guia não permite uma produção maior de economia de combustível do que a dada por uma tabela de decisão.

### 3.5 Risco Associado ao Período Crítico

Uma preocupação do GCPS/GCOI foi em escolher um PDEF que não implicasse numa alteração demasiadamente abrupta em relação aos estudos de suprimento provenientes do critério determinístico. Portanto, foram feitas simulações pelo critério tradicional, com 500 séries sintéticas de 45 anos, sendo que os 40 últimos anos foram utilizados para determinar tanto a energia firme quanto o período crítico, os quais estão representados na Tabela 2. Cabe observar que as configurações são puramente hidráulicas.

Tabela 2

Risco Associado ao Período Crítico

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Sul-80 | SE-80 | SES-82 | SES-86 | SES-90 | SES-95 |
| E.Firme Hidráulica - MWa | 598 | 8.774 | 12.856 | 22.960 | 28.625 | 35.188 |
| E. Firme Hidro Média - MWa | 715 | 9.401 | 13.004 | 22.806 | 28.672 | 35.337 |
| Desvio Padrão da E. Firme Hidro Média - MWa | 63 | 729 | 750 | 1.773 | 2.157 | 3.038 |
| Duração do Período Crítico - (meses) | 15 | 53 | 55 | 55 | 55 | 67 |
| Duração Média do Período Crítico (meses) | 21 | 48 | 62 | 54 | 64 | 78 |
| Desvio Padrão da Duração do Período Crítico (meses) | 9,1 | 24,3 | 33,8 | 33,2 | 39,1 | 51,4 |

Em relação a tabela acima as seguintes considerações são pertinentes:

i) A configuração Sul-80 apresenta uma energia firme histórica da ordem de 84% inferior a energia firme média. Já para SE-90 esse valor chega a 93%.

ii) A entrada dos intercâmbios entre os subsistemas Sul-Sudeste/C.Oeste proporciona uma maior aproximação dos valores da energia firme hidráulica do histórico e da média.

iii) A regularização proporcionada pela interligação entre os subsistemas Sul-Sudeste/C.Oeste faz com que haja um grande aumento no desvio padrão ao longo das configurações.

### 3.6 Análise de Risco de Atendimento

Foram realizadas simulações como MSSE, com séries sintéticas geradas pelo DESAG, tendo como requisito a energia firme do sistema. As Tabelas 3 e 4 apresentam a análise de déficit e de energia secundária tanto para configurações puramente hidráulicas quanto hidrotérmicas.

Tabela 3

Risco de Atendimento – Energia Firme

Configurações Puramente Hidráulicas

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Sul-80 | SE-80 | SES-82 | SES-86 | SES-90 | SES-95 |
| Probabilidade Anual de Déficit (%) | 0,1 | 0,6 | 3,1 | 3,6 | 3,5 | 4,1 |
| Déficit esperado (MWa) | 0 | 4 | 42 | 86 | 103 | 154 |
| Probabilidade Anual de Vertimento (%) | 98% | 90% | 76% | 72% | 70% | 66% |
| Vertimento Esperado (MWa) | 458 | 1.982 | 2.205 | 3.342 | 3932 | 4.306 |
| Vertimento Esperado (%) | 77 | 23 | 17 | 15 | 14 | 12 |

Tabela 4

Risco de Atendimento – Energia Firme

Configurações Hidrotérmicas

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Sul-80 | SE-80 | SES-82 | SES-86 | SES-90 | SES-95 |
| Probabilidade Anual de Déficit (%) | 1,1% | 0,6% | 3,4% | 3,8% | 4,0% | 4,9% |
| Déficit Esperado (MWa) | 0 | 4 | 39 | 91 | 116 | 180 |
| Probabilidade Anual de Vertimento (%) | 80% | 81% | 63% | 70% | 64% | 57% |
| Vertimento Esperado (MWa) | 196 | 1.503 | 1.449 | 2.968 | 3.046 | 2.972 |
| Vertimento Esperado (%) | 18 | 16 | 10 | 12 | 10 | 8 |

Em relação as Tabelas acima as seguintes considerações são importantes:

i) A discrepância entre os PDEF de Sul-80 para configurações com ou sem térmica deve-se ao fato da elevada complementação térmica da região implicar num período crítico menos acentuado. Isto leva a uma aproximação entre as energias firme e média o que aumento o risco de déficit. O mesmo não ocorre em outras configurações.

ii) Tanto nas configurações puramente hidráulicas quanto nas hidrotérmicas o aumento da regularização implica no aumento do risco de déficit. Tal fato ocorre em razão do crescimento da energia firme frente a energia natural em sucessivos anos refletirá na tendência de aumento do período crítico e no PDEF assosiada a energia firme. A consequência eleva-se na existência de complementação térmica dado que um acréscimo de geração térmicas significará o mesmo aumento na capacidade firme.

iii) Os vertimentos esperados da configuração puramente hidráulica apresenta valores bastante próximos ao indicador ESH/EFH apresentado na Tabela 1.

3.6 Nível de Risco Adequado

A partir de diversas simulações de configurações estáticas dos sistemas interligados Sul-sudeste/C.Oeste e Norte/Nordeste, com ou sem térmicas, procurou-se verificar qual o risco de déficit se o mercado a ser atendido representa-se 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. A partir daí até hoje é válida a seguinte sentença:

“Em cada ano do horizonte de planejamento, a probabilidade de déficit de energia não deve ultrapassar o valor de 5% em nenhum dos subsistemas”

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 (10) 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%).

3.7 Critério de Rateio de Energia e de Ponta – Procedimento GCPS/GCOI

Os debates e estudos realizados na década de 1980 a respeito da inadequabilidade do critério tradicional de suprimento de energia e ponta trouxe a necessidade de sua substituição por um critério probabilístico. Para a energia o escolhido, conforme já comentado, foi o método baseado no risco anual de déficit de energia. Já para a ponta, tal como a energia, foi recomendado uma métrica de risco consagrado internacionalmente chamado de *Loss of Load Probability – LOLP* (Probabilidade de Déficit de Potência) como comenta (7). Sendo assim, destacam-se as seguintes definições:

* Critério de Suprimento de Energia – a probabilidade anual de déficit de energia ou risco anual de déficit de energia do sistema, medida pela freqüência relativa das seqüências hidrológicas que acarretam déficit no ano, não deve exceder a 5% ao ano;
* Critério de Suprimento de Potência – a probabilidade de défict de potência, medida por meio do conceito de probabilidade de perda de carga (Loss of Load Probability – LOLP) não deve exceder 5 horas por mês, ou cerca de 0,68%.

No tocante a ferramenta computacional é utilizada a programação estocástica. Isto possibilitou a substituição das curvas guias por tabelas de decisão. Estas obrigam que o modelo a sistema equivalente utilizado não apenas se preocupe com o estado inicial do sistema como também com seu estado final. Este deverá ser representado por um período de 5 anos.

No final da década de 1980 não havia um critério definitivo para a garantia de suprimento e a forma de alocar a oferta de energia entre o geradores, bem como a totalização por empresa. Além da ausência de um acordo com o GCOI sobre o assunto, os integrantes do PGEE não tinha chegado a um consenso. Diante desses fatos, o GCPS elaborou um parecer recomendando um critério provisório para garantia de suprimento e rateio da energia e da potência (11). Nesta seção são apresentadas apenas as etapas concernentes ao rateio de energia o quais coincidem com o estabelecido pelo GCOI (12), quais sejam:

3.7.1 Cálculo da Oferta de Energia

A determinação da oferta de energia é feita dentro do método baseado na pré-fixação de risco anual de déficit que, conforme comentado, não deve ser superior a 5% a.a. em todos os subsistemas de energia. Nas simulações adota-se modelos a sub-sistemas equivalente, utilizando 2000 séries sintéticas de energias afluentes.. Além do plano de expansão da geração previsto também são levados em conta os limites de intercâmbio de energia entre subsistemas. A operação das usinas termoelétricas são feitas de forma econômica e suas decisões calculadas por meio de programação dinâmica estocástica. Os intercâmbios de energia entre os subsistemas são baseados pelos respectivos custos marginais de operação. O cálculo das decisões tanto de despacho de térmicas quanto de intercâmbio de energia é utilizado o valor do custo implícito de déficit (cf. 4). No tocante das cargas testadas no processo iterativo devem as mesmas manterem a proporcionalidade entre as projeções de mercado dos subsistemas em todo o horizonte de planejamento. Por fim, para amortecer a influência dos estados iniciais dos subsistemas é incluído um período estático de 10 anos. Além disso, para garantir a estabilidade das tabelas de decisão adota-se um estático final de 5 anos.

3.7.2 Rateio entre subsistemas

Nesta etapa pondera-se a energia fornecida por um subsistema pelo custo marginal médio dos sistemas recebedores.



onde:

IEPi – intercâmbio esperado ponderado recebido pelo subsistema i no ano t;

Iijkt - intercâmbio recebido pelo subsistema i, no mês j, série k e ano t;

CMjk – custo marginal médio dos subsistemas recebedores, o mês j, série k e ano t. Seu cálculo é feito de acordo com ;

n – número de série sintéticas simuladas.

Com relação ao CMjk sua expressão pode ser sintetizada por:



onde:

Cajkt – custo marginal de operação do subsistema a no mês j, série k, ano t;

Iajkt – intercâmbio fornecido pelo subsistema a no mês j, série k, ano t;

Ωjk – conjunto dos subsistemas fornecedor no mês j, série k, ano t.

Em relação ao cálculo do IEPi algumas observações são pertinentes:

i) Valores negativos indicam que o subsistema é importador de energia;

ii) Sua valorização pode ser realizada também a partir do custo marginal médio dos subsistemas fornecedores ou mesmo pela média aritmética dos subsistemas fornecedores e recebedores.

A determinação da Energia Garantida dos Subsistemas (EGi) é calculada pela diferença entre a carga crítica convergida ao nível de risco de déficit de energia pré-fixado e o intercâmbio esperado, qual seja:

EGi = CCi,p% - IEPi

onde:

CCi,p% - carga crítica do subsistema i associada a um risco de déficit de energia p%;

3.7.3 Rateio entre tipos de fontes Geradoras

Calcula-se os valores ponderados anuais de cada tipo de fonte de energia, exceto no caso das energias externas o quais entram no modelo, em razão de sua magnitude, com valores constantes. O procedimento de cálculo segue os seguintes passos:

i) Para cada subsistema, em cada mês e série hidrológica e série hidrológica é calculado o custo marginal de operação (15). São acumulados os valores da geração proveniente de cada tipo de fonte. O valor da geração de um tipo de fonte para um subsistema, mês e série hidrológica é o produto entre a energia gerada por este tipo de fonte e o custo margina;

ii) A energia externa de cada subsistema é retirada do total da parcela atribuída ao subsistema no rateio de energia total do sistema. O restante da energia atribuída ao sistema é rateada entre os diversos tipos de fonte proporcionalmente ao respectivo valor total acumulado.

3.7.4 Rateio de geração termoelétrica de um susbsistema entre as usinas

O bloco de energia garantida anual associada a cada classe térmica de cada subsistema é distribuído de forma proporcional ás capacidades máximas de geração contínua das usinas.

3.7.5 Rateio de geração hidroelétrica de um subsistema entre usinas

Realizado com base no valor estimado da energia gerada de cada usina. Para isso, deve-se seguir os seguintes passos:

i) Simulação a subsistema equivalentes para a série histórica de energias afluentes. Nesta etapa são obtidos para cada subsistema, mês e série: geração hidroelétrica e o custo marginal estimado conforme (15).

ii) Para cada subsistema é realizada uma simulação a usinas individualizadas, sendo que a carga utilizada para cada mês e série é a respectiva geração hidroelétrica informada em (i). Nesta simulação é acumulado, para cada usina hidroelétrica, o valor estimado de sua geração a partir do produto entre a energia gerada e o custo marginal estimado, obtido em (i), para o subsistema, mês e série.

iii) A energia atribuída ao conjunto de usinas hidroelétricas do subsistema é rateada entre as usinas proporcionalmente aos valores estimados de geração correspondentes.

3.7.6 Modelos Utilizados para Rateio de Energia

A Tabela 5 apresenta os modelos que foram utilizados em cada etapa tanto pelo GCPS quanto GCOI.

Tabela 5

Rateio de Energia

Modelos Utilizados

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Etapas | GCOI | GCPS |
| Rateio da Oferta de Energia | BACUS | MSSSE |
| Rateio da Energia entre os diversos tipos de fonte de geração | BACUS | MSSSE |
| Rateio para UHEs | BACUS  OPUS | MSSSE  MSUI |

As Figuras (3) e (4) reproduzem imagens encontradas em [14 e 15].referentes aos fluxogramas das etapas de rateio de energia utilizados pelo GCPs e GCOI, respectivamente.

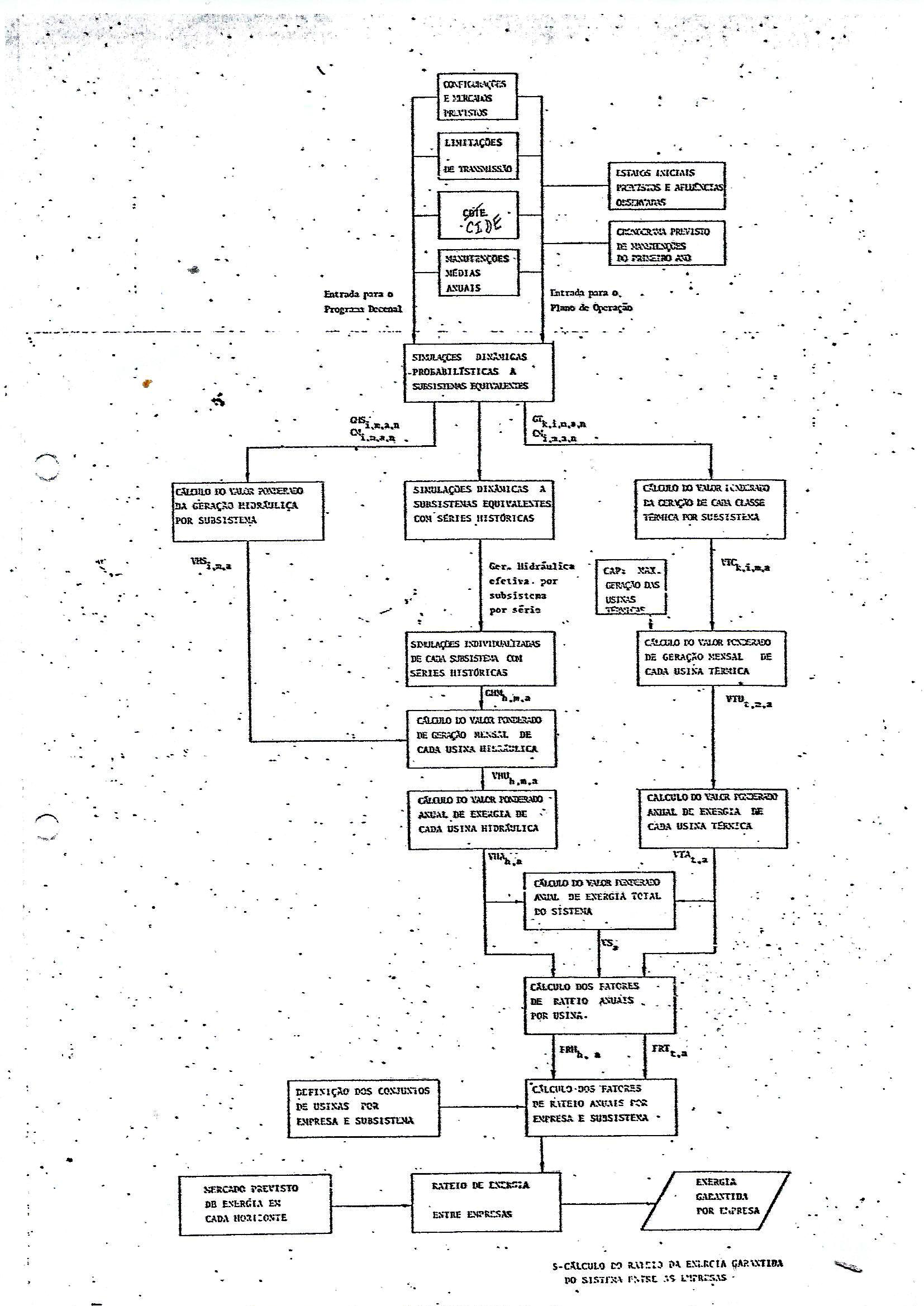


Figura 4

## C:\modernização do setor elétrico brasiliero\figura 5.jpg

Figura 5

3.7.8 Rateio de Sobras e Déficits

A oferta de energia garantida de cada empresa é a soma das energias garantidas das usinas que a compõe. Caso haja desequilíbrio entre oferta e demanda deverá haver um processo de fechamento, em nível de planejamento, cujas possibilidade são duas:

i) Oferta maior que o mercado – diferença deverá ser rateada entre as empresas proporcionalmente às respectivas ofertas.

ii) Oferta menor que o mercado – diferença deverá ser rateada entre as empresas proporcionalmente aos respectivos mercados.

3.8 Disponibilidade de Geração de Usinas Hidroelétricas e Termelétricas – Energia e Potência Asseguradas

Na década de 1990 os procedimentos de cálculo de energia garantida sofreram simplificações dada a necessidadede reprodutibilidade dos resultados num ambiente que propunha maior competitividade nos segmentos de geração e comercialização. [16 e 17] apresentam as etapas de cálculo da disponibilidade de geração com base na energia garantida a um nível de risco de 5% a.a.. Cabe então os seguintes comentários:

i) Inclusão de um novo termo, Energia Assegurada, definida para aproveitamentos hidroelétricos cujo valor é de 100% da energia garantida;

ii) Obrigatoriedade que a determinação da oferta de energia seja realizada por meio de uma simulação hidrotérmica com 4 subsistemas interligadose seja empregado o modelo Newave.

iii) configuração estática num horizonte de 5 anos, com períodos de estabilização inicial de 10 anos e final de 5 anos.

iv) Risco prefixado de 5% (média dos 5 anos) em simulação empregando 2000 séries sintéticas de enegias afluentes.

v) Proporção fixa entre as ofertas dos subsistemas Sul e Sudeste; proporção fixa entre as ofertas dos subsistemas Norte e Nordeste; variação livre da Sul/Sudeste e da oferta conjunta Norte/Nordeste

vi) Cálculo das energias garantidas dos subsistemas baseado na ponderação da energia fornecida pelo custo marginal de operação de cada série.

vii) Energia Assegurada de uma UHE é dada pelo produto do bloco de geração hidráulica, obtido pelo Newave, com a razão entre a energia firme da usina e a energia firme do sistema, informado pelo MSUI, para um período crítico adotado de 06/49 a 11/56.



onde:

CC5% - carga crítica total do sistema associada a um nível de risco pré-fixado 5%;

Gijklt – geração de energia do sistema, mês j, série k, classe l, tempo t;

CMOijkt – custo marginal de operação do sistema, mês j, série k, tempo t.



Onde:

EFU – valor esperado da produção de energia hidráulica durante o período crítico do Sistema Interligado Nacional (SIN), 06/1949 à 11/1956, em MWmédios.

EFS – valor esperado da produção de energia no período histórico do conjunto de usinas hidroelétricas pertencentes a configuração proposta.

No caso da Potência Assegurada das UHES é definida com base em sua potência garantida conforme a seguinte expressão:

Onde:

PD – potência disponível;

PG – potência garantida;

CP – consumo próprio;

RP – reserva de potência da usina.

Na década de 1990 três pontos merecem destaque pois, de uma maneira ou de outra, apresentaram ligações como os critérios de suprimento:

i) Substituição do modelos energéticos em ambiente mainframe para versão micro.

ii) Substituição dos modelos equivalentes pelo Newave. Tal procedimento introduziu inovações, tais como: uso da programação dinâmica estocástica dual para operação econômica das termoelétricas, gerador de séreis sintéticas baseados em modelos autoregressivos da família PARP, melhorias topológicas, etc.

iii) Propostas metodológicas de substituição do critério de garantia de suprimento para um metodologia baseada na igualdade de custo marginais de curto e longo prazos e, como consequência, a adoção de um Custo Explícito de Déficit [18, 19 e 20].

[21] apresenta os cálculos das energias asseguradas para os contratos iniciais, bem como os critérios e cálculos das energia e potência asseguradas para o período após 2002. No caso da segunda a única diferença do que foi exposto em [17] está relacionada as fases de motorização de uma UHE, qual seja:

EAmot = PImot x (1-TEIF) x (1-IP)

Onde:

PImot - potência instalada na unidade geradora;

TEIF – taxa equivalente de indisponibilidade forçada;

IP – indisponibilidade programada.

Ainda com relação ao relatório em tela destaca-se que na sua conclusão o grupo de trabalho desenvolve um cronograma para a revisão da metodologia, empregada no cálculo da energia e potência asseguradas das usinas hidroelétricas.

A metodologia contida em [22] propõe a substituição do critério de risco explícito para um conceito econômico de igualdade entre os sutos marginais de expansão com o de operação com a explicitação do Custo de Déficit de Energia. As etapas de cálculo não diferem de recomendações anteriores. Entretanto, a garantia física de um empreendimento hidroelétrico apresenta um incremento relacionado ao benefício indireto obtido nas usinas a jusante e tem sua limitação relacionada a disponibilidade máxima de geração contínua. Além disso, é apresentado o procedimento de cálculo da garantia física de empreendimentos eólicos.

# 4 ABORDAGEM MARGINALISTA

A teoria baseada na tarifa a custos marginais teve sua origem nos estudos de [23,24,25 e 26]. [6] comenta que seu objetivo “... visava aproximar o resultado teórico de um mercado competitivo no quadro de um monopólio controlado pelo poder público”.

Considerando os custos de interrupção e racionamento sofrido pelo consumidor tem-se que o Benefício Líquido é dado por:

BL (D,R) = BT(D) – CT(D,R) – CIR(D,R)

Onde:

BT – Benefício Total sem Interrupção e Racionamento;

CT – Custo Total de Suprimento;

D – Demanda;

C – Confiabilidade.

O nível ótimo de confiabilidade é dado quando:

, mas como tem-se:

logo:

A equação acima mostra que à medida que melhoramos a capacidade do sistema, com respectivo aumento do custo de suprimento, os riscos de racionamento e interrupção vai decrescendo. Isto implica numa diminuição dos respectivos custos e melhor confiabilidade.

Define-se Custo Marginal de Curto Prazo aplicado a energia elétrica como aquele capaz de atender uma carga adicional com capacidade fixada. Logo atenderá aumentos marginais nos custos de operação e de não atendimento. Já o Custo Marginal de Longo Prazo está relacionado ao custo de atendimento ao consumo adicional levando em consideração ampliações na capacidade, isto é, novos investimentos do sistema. A condição de otimalidade se dará na igualdade entre estes custos.

Dado que o sistema elétrico brasileiro apresenta uma predominância hídrica, a metodologia a ser implementada é bastante diferente daquela utilizada em sistemas predominantemente térmicos. Portanto, a função custo total de produção de energia elétrica, para um sistema predominantemente hidrelétrico, pode ser definido por [27]:

CT = f(I,O&M,GT,D)

onde:

I – investimento em novas obras de geração;

O&M – operação e manutenção;

GT – geração térmica;

D – déficit de energia.

Seja a função de produção[[6]](#footnote-6), para atender a um determinado requisito de energia, dada por:

M = g(I,O&M,GT,D)

Com as equações acima pode-se formar um problema de otimização que é a minimização da função custo total, sujeita a atender um determinado requisito de energia. Matematicamente, tem-se:

Minimizar f(I,O&M,GT,D)

sujeita a:

g(I,O&M,GT,D) – M = 0

Portanto, a Função Lagrangeana é:

F(I,GT,D) = f(I,O&M,GT,D) + λ (g(I,O&M,GT,D)-M)

Aplicando as condições de 1a ordem para um mínimo e igualando as equações tem-se:

Os numeradores da relação acima representam o preço dos fatores enquanto os denominadores os produtos marginais relacionados aos insumos investimento, geração témica e déficit. Portanto, a combinação ótima[[7]](#footnote-7) é obtida no ponto onde a relação entre o preço e o produto marginal é igual para todos os fatores. A solução ótima será:

I\* = I(M)

O&M\* = O&M(M)

GT\* = GT(M)

D\*=D(M)

Logo, o mínimo custo total de produção é definido por:

CT\* = f(I\*,O&M\*, GT\*,D\*).

O Custo Marginal de Geração no Curto Prazo[[8]](#footnote-8) é dado por[[9]](#footnote-9):



Observa-se que o Custo Marginal de Curto Prazo atenderá um incremento infinitesimal no consumo, com aumentos marginais nos custos de operação e de não atendimento (custo de déficit de energia). Nesse caso, o atendimento a uma unidade adicional de demanda é feita pelo sistema elétrico existente (28).

Já ao Custo Marginal de Longo Prazo deve-se acrescentar os custo de investimentos necessários ao atendimento de uma carga adicional, sendo assim:



Devido a existência de indivisibilidades não é possível calcular o Custo Marginal de Expansão (CMEX) da forma como foi apresentada. Portanto, sua estimativa será feita a partir de uma aproximação por variações incrementais, isto é, o Custo Marginal de Expansão será aproximado por um Custo Incremental Médio (27) de acordo com a seguinte expressão:



onde:

VP – operador valor presente;

ΔINV, ΔCO&M, ΔCGT e ΔCD – acréscimos dos custos anuais de investimento, operação e manutenção, custos esperados de geração térmica e dos custos esperados de déficits, em $[[10]](#footnote-10);

ΔOFER – acréscimo da oferta garantida do sistema associada à um risco de déficit de energia de 5%.

As parcelas são calculadas da seguinte maneira:



onde:

Desjk - desembolso da usina j no ano k, em $;

i – taxa de desconto anual, em per-unit;

r – ano de referência;

FRCj(i,n) – fator de recuperação de capital da usina j para uma taxa de desconto i e vida útil n;









As parcelas referentes a CGT, CDF e AOFER são obtidas por meio de uma simulação do sistema gerador em expansão para o atendimento a uma carga que, durante todo horizonte de planejamento, aceite um risco de déficit de energia de 5% ao ano.

Estando calculado o CMEX pode-se calcular o Custo Marginal de Expansão de Energia, dado pela seguinte expressão:



onde:

CME – em US$/MWh

CMP – custo incremental de usinas de ponta, em $/kW;

ΔPeq – acréscimo equivalente de potência instalada na expansão, em kW.

Por se tratar de um sistema predominantemente hidroelétrico, conforme apresentado, 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 10 o 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 [29]. 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 [30]. Por fim, o atual cálculo do CME é feito a partir do Modelo de Decisão de Investimento que proporciona o cálculo do CME, do Custo Marginal de Potência (CMP) e do Custo Marginal de Expansão a partir das respectivas variáveis duais.

# 5 CUSTO DE DEFICIT 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:

i) Determina-se o mercado de oferta para um nível de risco dentro de um intervalo de confiança de 95%.

ii) Parte-se de um CDE 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%: CDEi+1 = CEDi x CMEi/CMOi , 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 (19) 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 (31). Tal metodologia começou efetivamente a ser aplicada no planejamento da expansão, de 2008, por meio da Resolução Homologatória n0 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 (32). 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 (33): “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.”

## 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 (33).

# 6 Dimensionamento Energético Econômico de UHE

Entende-se por dimensionamento energético-econômico a definição dos principais parâmetros de um aproveitamento hidrelétrico que tem influência direta no seu desempenho energético (níveis de armazenamento, potência instalada e quedas das turbinas).

Na análise energética do empreendimento utiliza-se o Critério Tradicional (cf 3.1). A razão disso se deve a facilidade de implementação computacional, garantindo assim tanto a reprodutibilidade quanto à transparência dos resultados, que são condições fundamentais num ambiente competitivo. Desse modo, a avaliação do benefício energético de um aproveitamento hidroelétrico se dá por meio do ganho de energia firme que o mesmo acrescenta ao sistema. A metodologia utilizada para otimizar os parâmetros físico-operativos de um empreendimento hidrelétrico é baseada na análise benefício/custo incremental. Algumas questões merecem especial atenção do grupo de trabalho uma vez que pode influenciar a garantia física dos empreendimentos hidroelétricos, quais sejam:

i) Custos de Referência: os benefícios energéticos proporcionados pelos ganhos de energia firme, de energia secundária e de ponta devem ser valorizados por custo marginais de longo prazo que são representados por um valor equivalente de uma série crescente de custos marginais do sistema ao longo da vida útil do aproveitamento. Infelizmente estes valores não estão disponibilizados já há algum tempo.

ii) Período Crítico: observa-se que desde 2012 está sendo registrada uma sequência de período secos o qual poderá resultar num novo período crítico. Sendo assim foi realizada uma simulação individualizada com o deck de garantia física do Leilão A-4 de 2019 publicado pela EPE. O modelo foi simulado de forma a buscar um período crítico dentro do histórico de vazões. A Figura 6 mostra o resultado obtido que encontrou o período crítico compreendido entre maio de 1951 a novembro de 1955. Nota-se também que o período de março de 2012 a novembro de 2017 também foi definido como um período candidato do modelo. Porém não foi, até o momento (2017), o período mais crítico. A Tabela 7 comprova este resultado com a Energia Firme do SIN para ambos os períodos. Observa-se que os valores são muito próximo. Isto pode inferir que ao colocar o ano de 2018 existe a possibilidade de haver um novo período crítico. Tal fato poderá exigir, desde que continuando o procedimento atual, uma revisão extraordinária de garantia física dos aproveitamentos hidroelétricos.

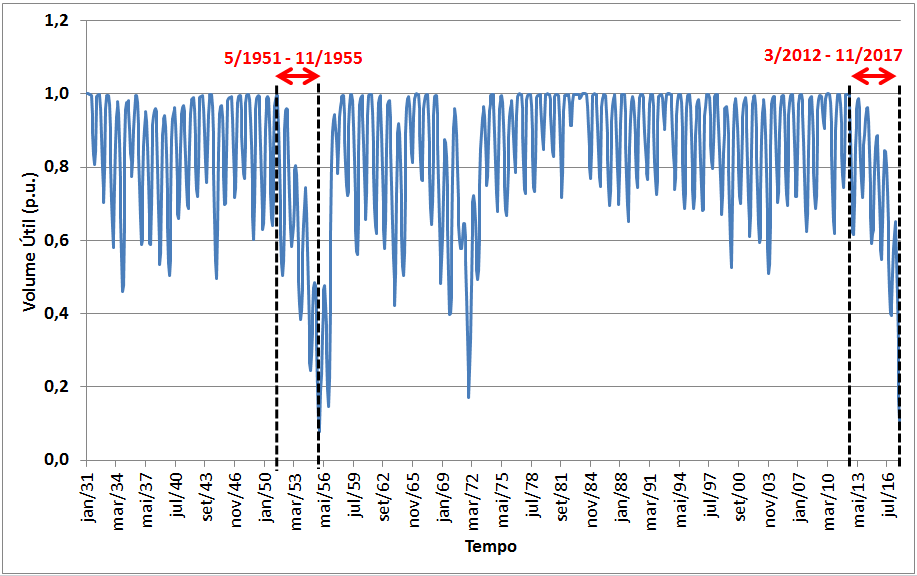


Figura 6

Tabela 6 – Energia Firme do SIN – Modelo MSUI

|  |  |
| --- | --- |
| Período | EFS (MWa) |
| 5/1951 – 11/1955 | 50.613 |
| 3/2012 – 11/2017 | 52.298 |

# 7 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 rebatimentos no Preço de Liquidação de Diferenças (PLDs) na garantia física e no Índice Custo Benefício (ICB) das termoelétricas. 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 de 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?

# 8 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 (34). 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 afluente 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.

# 9 Conclusões

Conforme comentado o agente planejador terá a função típica de um arquiteto de escolhas. Dentro desse novo contexto deverá desenvolver, com o apoio do Comitê Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP). O presente IT de despertar nos componentes do grupo de trabalho que tão importante de utilizar novas métricas de risco é verificar se ensinamentos do passado podem auxiliar na tomada de decisões numa cadeia não linear que será a futura IEEB.

# 10 Referências Bibliográficas

1. Frank, R.H. **Microeconomia e Comportamento**. Porto Alegre: AMGH, 2013, 8 ed.
2. 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.
3. Thaler, R.H. & Sunstein, C.R. **Nudge: O empurrão para a escolha certa.** Rio de Janeiro: Elsevier, 2009.
4. Barros, 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.
5. Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema – GCPS. **Avaliação Energética Estática. Comitê Técnico de Estudos Energéticos.** Grupo de Trabalho para Estudos de Critérios de Planejamento Energético. GTPE. 11/1982.
6. 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.
7. Fortunato, L.A.M., Araripe Neto, T.A., Albuquerque, J.C.R., Pereira, M.V.F. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produçao de Energia Elétrica**. Niterói: EDUFF, 1990.
8. Fill, H.D. **Curso sobre Aproveitamentos Hidrelétricos: Estudos Energéticos**. Centro de Pesquisas de Hidráulica e Hidrologia-CEHPAR. Universidade Federal do Paraná. s/data.
9. 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.
10. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ **Critérios de Garantia de Suprimento para a Produção de Energia Elétrica**. VI Seminário de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Camboriú. 1981.
11. Rosenblatt, J. **Utilização da Energia Garantida como Critério para o Planejamento da Expansão**. Eletrobras. Informação Técnica no 46/85. DEGE/DVPG.
12. Sub-Grupo Misto GCPS-GCOI. **Estabelecimento de Critérios Probabilísticos de Suprimentos de Energia Elétrica e sua Aplicação**. 1984.
13. Grupo Coordenador do Planejamento de Sistemas Elétricos - GCPS. **Adoção de Critérios Provisórios para Garantia de Suprimento e Rateio de Energia e da Potência**. Rio de Jaaneiro. Junho de 1989.
14. Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI. **Metodologia para o Cáclculo de Disponibilidades e Suprimentos de Energia e Potência no Plano de Operação para 1989**. SCEN-GTMC-04/1988. Dezembro/1988.
15. Carvalho,M.A.P & Rosemblatt,J.. **Cálculo de Custos Marginais de Operação e Benefícios Marginais de Capacidade de Intercâmbio para Subsistemas Equivalentes**. Eletrobras. Diretoria de Planejamento e Engenharia. DEGE/DVPG. Nota Técnica no 01/86.
16. Sureck, M.A.A. **Critérios para Cálculo de Disponibilidade de Geração de Usinas Hidrelétricas e Termelétricas**. Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. 05/1998.
17. Eletrobras-DOE. **Cálculo das Energias e Potências Asseguradas dos Aproveitamentos Hidroelétricos para o Período apóes 2002**. Preliminar. Maio de 1998.
18. Rosemblatt,J.; Prais, M.; Pinto de Almeida, J.R. **Avaliação de Critérios de Planejamento da Expansão. Eletrobras**. Diretoria de Planejamento. DPE – 014/98.
19. Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI. **Metodologia e Critérios para o Planejamento da Expansão da Geração**. PT-CTEE-01/98. 09/10/1998.
20. Rosemblatt,J. & Ferreira, T.P. **Avaliação de Critérios de Planejamento da Expansão da Geração – Etapa Dinâmica. Eletrobras**. Diretoria de Planejamento. DPE – 014/98.
21. Energia Brasil – Departamento Nacional de Política Energética. **Avaliação da Metodologia de Cáluco de Energia Assegurada de Usinas Hidrelétricas**. Relatório Técnico. Janeiro de 2002.
22. Empresa de Pesquisa Energética – **Metodologia de Cálculo das Garantias Físicas das Usinas - Nº EPE-DEE-RE-099/2008** – r0. 2 de julho de 2008.
23. Steiner, P.O. ***Peak Loads and Efficient Pricing.*** *The Quartely Journal of Economics*. Nov 1957, 585-610.
24. Boiteaux. ***Margin Cost Pricing in Practice***. *Journal of Business. XXIII. April 1960*. 157-79.
25. Munasinghe,M., Warford, J.. ***Electricity Pricing: Theory and Case Studies****. Baltimore. The Johns Hopkins University Pres*s, 1982. 368 p.
26. TURVEY, Ralph, ANDERSON, Dennis. ***Electricity Economics****. Baltimore. The Johns Hopkins University* Press, 1977.
27. Albuquerque, J.C.R., BORN, P.H. **Custos Marginais em Sistemas Predominantemente Hidroelétricos: A Experiência Brasileira**. 1992.
28. BITU, Roberto, BORN, Paulo. **Tarifas de Energia Elétrica: Aspectos Conceituais e Metodológicos**. São Paulo : MM Editora, 1993. 164 p..
29. Secretaria Nacional de Energia. **Atualização do Custo Marginal de Expansão**. Versão Preliminar. Março de 2001.
30. Empresa de Pesquisa Energética – **Custo Marginal de Expansão: metodologia e cálculo 2016-** Usinas - No EPE-DEE-RE-010/2016-r0. 19 de fevereiro de 2016.
31. Centro de Pesquisa de Energia Elétrica- Cepel. **Metodologia do Parâmetro do Custo de Déficit de Energia**. Rio de Janeiro. 2001.
32. Empresa de Pesquisa Energética – **Atualização do Valor do Patamar Único do Custo de Déficit** - No EPE-DEE-RE-014/2016-r0. 12 de fevereiro de 2016.
33. D´ÁRAÚJO, R. **Setor Elétrico Brasileira: uma aventura mercantil**. Brasilia. Confea. 2009.
34. 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.

# DADOS BIOGRÁFICOS



Engenheiro Eletricista e Economista, com especialização em Planejamento Energético (COPPE) e Mestrado em Engenharia de Produção (UFF). Possui 30 anos de experiência na Indústria de Energia Elétrica, tendo prestado serviço a diversas empresas como: Eletrobrás, Furnas, Iberdrola, Intertechne, Marte Engenharia e Petrobras. Sócio-diretor da Global Performance Management (GPM). Foi Coordenador Acadêmico do Ibmec/Soluções Corporativas e responsável pelos cursos de MBA em Gestão de Negócios na Indústria de Energia Elétrica para as empresas Enel e Furnas. Credenciado junto a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel para avaliar projetos de P&D. Docente em Finanças e Métodos Quantitativos para cursos de MBA (Ibmec, FGV, Mackenzie, Fundação Dom Cabral e UFF). Premiado no XXIV SNPTEE, Grupo de Estudos de Aspectos Empresariais e Gestão Corporativa – GEC, com o Informe Técnico: **O custo e a estrutura de capital para a indústria de energia elétrica brasileira: aspectos metodológicos e aplicações**.

1. Tal argumento elimina a crítica, baseada nos princípios de subaditividade de custo e sobreaditividade de produto, de que dada a característica do sistema hidrotérmico brasileiro é uma falácia dizer que existe competição no segmento de geração, uma vez que a formação de preços é originada de um modelo de otimização (4). Portanto, se comporta como um monopólio natural. Entretanto, se é colocada a competição pelo mercado e não na competição no mercado a afirmativa anterior é descaracterizada pois a mesma não é realizada no mercado spot. [↑](#footnote-ref-1)
2. Outro fator de perda pode ser constatado nos contratos relativos a acordos internacionais de integração energética os quais foram violados seja por desapropriação de ativos (Bolívia) seja por racionamento de energia importada (Venezuela). [↑](#footnote-ref-2)
3. Define-se custos fixos aqueles gastos que não variam com a atividade realizada dentro de uma faixa determinada de volume de produção, ao contrário dos custos variáveis. [↑](#footnote-ref-3)
4. No caso da UTE não ser integrada ao sistema temos FCesp = FCmáx. [↑](#footnote-ref-4)
5. O gasto total de combustível é obtido por modelo de simulação. [↑](#footnote-ref-5)
6. Definida como a relação entre as quantidades de vários insumos utilizados nem determinado período de tempo e a quantidade máxima de uma determinada mercadoria que pode ser produzida no mesmo intervalo de tempo. [↑](#footnote-ref-6)
7. Considerou-se satisfeitas as condições de 2a ordem. [↑](#footnote-ref-7)
8. No curto prazo a capacidade é fixada, isto é, CTCP=h(GT,D). [↑](#footnote-ref-8)
9. Se Z = f(x,y,w), enquanto x=g(t), y=h(t) e w=i(t), então define-se derivada de Z em relação a t, chamada de derivada total, por: [↑](#footnote-ref-9)
10. As usinas em expansão, que entram no cálculo tanto do custo anual de investimento quanto no de operação e manutenção, são aquelas que entraram entre o 6o e o 10o ano do horizonte decenal de planejamento. A razão desta faixa vem do fato de que, sendo um sistema predominantemente hidrelétrico, a decisão imediata de investir num projeto de geração hídrica iria repercutir num aumento da oferta de energia apenas daqui a aproximadamente 6 anos. [↑](#footnote-ref-10)