

Energia Elétrica e Sustentabilidade

Jaqueline Oliveira Rezende
(Organizadora)



Atena
Editora

Ano 2018

JAQUELINE OLIVEIRA REZENDE

(Organizadora)

Energia Elétrica e Sustentabilidade

Atena Editora
2018

2018 by Atena Editora

Copyright © da Atena Editora

Editora Chefe: Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira

Diagramação e Edição de Arte: Geraldo Alves e Natália Sandrini

Revisão: Os autores

Conselho Editorial

Prof. Dr. Alan Mario Zuffo – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
Prof. Dr. Álvaro Augusto de Borba Barreto – Universidade Federal de Pelotas
Prof. Dr. Antonio Carlos Frasson – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Prof. Dr. Antonio Isidro-Filho – Universidade de Brasília
Profª Drª Cristina Gaio – Universidade de Lisboa
Prof. Dr. Constantino Ribeiro de Oliveira Junior – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Profª Drª Daiane Garabeli Trojan – Universidade Norte do Paraná
Profª Drª Deusilene Souza Vieira Dall’Acqua – Universidade Federal de Rondônia
Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Prof. Dr. Fábio Steiner – Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul
Prof. Dr. Gianfábio Pimentel Franco – Universidade Federal de Santa Maria
Prof. Dr. Gilmei Fleck – Universidade Estadual do Oeste do Paraná
Profª Drª Girlene Santos de Souza – Universidade Federal do Recôncavo da Bahia
Profª Drª Ivone Goulart Lopes – Istituto Internazionele delle Figlie de Maria Ausiliatrice
Prof. Dr. Julio Candido de Meirelles Junior – Universidade Federal Fluminense
Prof. Dr. Jorge González Aguilera – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
Profª Drª Lina Maria Gonçalves – Universidade Federal do Tocantins
Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte
Profª Drª Paola Andressa Scortegagna – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Profª Drª Raissa Rachel Salustriano da Silva Matos – Universidade Federal do Maranhão
Prof. Dr. Ronilson Freitas de Souza – Universidade do Estado do Pará
Prof. Dr. Takeshy Tachizawa – Faculdade de Campo Limpo Paulista
Prof. Dr. Urandi João Rodrigues Junior – Universidade Federal do Oeste do Pará
Prof. Dr. Valdemar Antonio Paffaro Junior – Universidade Federal de Alfenas
Profª Drª Vanessa Bordin Viera – Universidade Federal de Campina Grande
Prof. Dr. Willian Douglas Guilherme – Universidade Federal do Tocantins

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) (eDOC BRASIL, Belo Horizonte/MG)	
E56	Energia elétrica e sustentabilidade [recurso eletrônico] / Organizadora Jaqueline Oliveira Rezende. – Ponta Grossa (PR): Atena Editora, 2018. Formato: PDF Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader Modo de acesso: World Wide Web Inclui bibliografia ISBN 978-85-85107-45-1 DOI 10.22533/at.ed.451180110 1. Desenvolvimento energético – Aspectos ambientais. 2. Desenvolvimento sustentável. 3. Energia elétrica. I. Rezende, Jaqueline Oliveira. CDD 338.4
Elaborado por Maurício Amormino Júnior – CRB6/2422	

O conteúdo do livro e seus dados em sua forma, correção e confiabilidade são de responsabilidade exclusiva dos autores.

2018

Permitido o download da obra e o compartilhamento desde que sejam atribuídos créditos aos autores, mas sem a possibilidade de alterá-la de nenhuma forma ou utilizá-la para fins comerciais.

www.atenaeditora.com.br

APRESENTAÇÃO

A sustentabilidade pode ser entendida como a capacidade de o ser humano utilizar os recursos naturais para satisfazer as suas necessidades sem comprometer esses recursos para atender as gerações futuras. Nesse contexto, a sustentabilidade está inter-relacionadas em diversos setores, sendo os principais o social, o ambiental e o econômico. Dessa forma, constitui um dos desafios da sociedade moderna o desenvolvimento sustentável que objetiva preservar o meio ambiente durante a realização de outras atividades.

A energia elétrica representa um dos principais pilares para o progresso econômico de uma nação e, conseqüentemente, para o atendimento de inúmeras necessidades da humanidade. Portanto, esse setor também tem se preocupado com a geração, a transmissão, a distribuição de energia elétrica e a construção de novos empreendimentos, como as usinas hidrelétricas, de maneira a preservar o meio ambiente. Logo, a Engenharia Elétrica tem apresentado significativas pesquisas e resultados de ações pautadas na sustentabilidade.

Neste ebook é possível notar que a relação da Engenharia Elétrica e a Sustentabilidade é de preocupação de diversos profissionais envolvidos nesse setor, sendo esses advindos da academia, das concessionárias de energia elétrica e do governo. Dessa forma, são apresentados trabalhos teóricos e resultados práticos de diferentes formas de aplicação da preservação do meio ambiente na engenharia elétrica.

Inicialmente são apresentados artigos que discorrem sobre o desenvolvimento sustentável e a sustentabilidade ambiental, custos ambientais em empreendimentos de geração de energia elétrica, recuperação ambiental, conservação da fauna, políticas administrativas e direcionamento de resíduos eletrônicos.

Em seguida, são descritos estudos sobre formas de geração de energia elétrica renováveis não convencionais, sendo apresentadas a energia eólica e a energia solar fotovoltaica. Essas formas de geração contribuem para o desenvolvimento sustentável, uma vez que geram energia elétrica utilizando recursos naturais não finitos, o vento na geração eólica e o sol na geração fotovoltaica.

Além disso, neste exemplar são expostos artigos que contemplam diversas áreas da engenharia elétrica, como redes smart grids, sistema de proteção, operação remota de usinas hidrelétricas, inteligência computacional aplicada a usina termelétrica, transformadores de potência, linhas de transmissão, tarifa horária, lâmpadas led, prevenção de acidentes em redes de média tensão e eficiência energética.

Jaqueline Oliveira Rezende

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	1
O PARADIGMA INTERDISCIPLINAR DO DESENVOLVIMENTO AMBIENTALMENTE SUSTENTÁVEL	
<i>Tiago Borga</i>	
<i>Rodrigo Regert</i>	
<i>Ludimar Pegoraro</i>	
CAPÍTULO 2	15
SUSTENTABILIDADE, RECICLAGEM E MEIO AMBIENTE: A RELEVÂNCIA DA LOGÍSTICA	
<i>Welleson Feitosa Gazel</i>	
<i>Wesley Gomes Feitosa</i>	
<i>Antônio Adriano Alves de Souza</i>	
<i>Jeremias Monteiro Vaillant Junior</i>	
<i>Maria de Nazaré Souza Nascimento</i>	
<i>Márcio Costa</i>	
<i>Marcos José Alves Pinto Junior</i>	
<i>Carlos Renato Montel</i>	
CAPÍTULO 3	32
A CONTRIBUIÇÃO DO SISTEMA DE CONTAS ECONÔMICAS E AMBIENTAIS PARA ESTIMAR OS CUSTOS AMBIENTAIS NOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	
<i>Adriana Maria Dassie</i>	
<i>José Eustáquio Diniz Alves</i>	
<i>David Montero Dias</i>	
CAPÍTULO 4	42
LEVANTAMENTO DOS IMPACTOS INERENTES À IMPLANTAÇÃO DE PCHS E IDENTIFICAÇÃO DO CUSTO DE OPORTUNIDADE NO RIO COXIM, MS, BRASIL	
<i>Thiago Oliveira Barbosa</i>	
<i>Poliana Ferreira da Costa</i>	
<i>Bruna Souza dos Santos</i>	
<i>Adriana Maria Güntzel</i>	
CAPÍTULO 5	57
MUDANÇAS CLIMÁTICAS E A AMPLIAÇÃO DAS SÉRIES DE DADOS DISPONÍVEIS, E AS POSSÍVEIS ALTERAÇÕES NO DIMENSIONAMENTO DE VERTEDORES	
<i>Marcos Vinicius Andriolo</i>	
CAPÍTULO 6	66
RECUPERAÇÃO SUSTENTÁVEL DO ENTORNO DE RESERVATÓRIOS DE HIDRELÉTRICAS: UM ESTUDO NA UHE CORUMBÁ IV	
<i>Jorge Santos Ribas Jr.</i>	
<i>José Roberto Ribas</i>	
<i>Tatiana Maria Soeltl</i>	
<i>André Nicolau Brylynskyi</i>	
CAPÍTULO 7	81
LT 500 KV ARA-TAU: COMO O LICENCIAMENTO AMBIENTAL PODE PROPICIAR A CONSERVAÇÃO DA ESPÉCIE AMEAÇADA <i>CALLITHRIX AURITA</i> (SAGUI-DA-SERRA-ESCURO)	
<i>Jéssica Motta Luiz Bom</i>	
CAPÍTULO 8	95
NOVAS DIMENSÕES DA GOVERNANÇA DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO	
<i>Fernando Amaral de Almeida Prado Jr.</i>	
<i>Ana Lúcia Rodrigues da Silva</i>	

CAPÍTULO 9	107
A GOVERNANÇA COMO INSTRUMENTO DE POLÍTICA PÚBLICA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO BRASIL	
<i>Denise Pereira Barros</i>	
CAPÍTULO 10	120
O ACORDO DE PARIS E OS NOVOS CAMINHOS PARA A GESTÃO SOCIOAMBIENTAL: DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA AS EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO	
<i>Gustavo André Santana de Sá</i> <i>Pedro Magalhães Sobrinho</i>	
CAPÍTULO 11	133
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	
<i>Luiz Claudio Gutierrez Duarte</i>	
CAPÍTULO 12	151
MITIGAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO- LEILÃO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA NA MODALIDADE SWAP DA ELETRONORTE	
<i>Ivan Rezende</i> <i>Virginia Fernandes Feitosa</i> <i>João David Resende</i> <i>Dante de Castro Simplicio</i> <i>Rafael Capistrano dos Santos Stanzani</i> <i>Gervásio Nery De Albuquerque</i>	
CAPÍTULO 13	159
A INOVAÇÃO TECNOLÓGICA COMO RESULTADO DO APROVEITAMENTO DO CAPITAL INTELECTUAL PROTEGIDO PELO DIREITO DA PROPIEDADE INTELECTUAL – UM VETOR DE AUMENTO DE RECEITA EM POTENCIAL	
<i>Fernando da Silva Jansen</i>	
CAPÍTULO 14	174
O CUSTO E A ESTRUTURA DE CAPITAL PARA A INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA: ASPECTOS METODOLÓGICOS E APLICAÇÕES	
<i>Luiz Claudio Gutierrez Duarte</i> <i>Washington Blanco</i>	
CAPÍTULO 15	188
GESTÃO DE CUSTOS EMPRESARIAIS NO NEGÓCIO TRANSMISSÃO	
<i>Ana Rita Xavier Haj Mussi</i> <i>Marcos Paulo Boaventura Severino Rezende</i>	
CAPÍTULO 16	202
GESTÃO E GERENCIAMENTO DOS RESÍDUOS PROVENIENTES DE EQUIPAMENTOS ELETROELETRÔNICOS EM GARANHUNS-PE	
<i>Rosalva Raimundo da Silva</i> <i>José Romenik de Almeida</i> <i>Marcela Caroline S F Azevedo</i> <i>Maria Claudjane J. L. Alves</i>	
CAPÍTULO 17	213
METODOLOGIA PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA EM LARGA ESCALA NA MATRIZ ELÉTRICA NACIONAL	
<i>Sérgio Pinheiro dos Santos</i> <i>Fernando Rodrigues Alves</i>	

*Antônio Roseval Ferreira Freire
Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino
Otoni Nóbrega Neto
Pedro Alves de Melo*

CAPÍTULO 18 225

GRUPO GPT, GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS
COMPARAÇÃO DE CÁLCULO DE PRODUÇÃO EÓLICA UTILIZANDO WASP, OPENWIND E WINDSIM EM
TERRENO COMPLEXO NA BAHIA, BRASIL

*Daniel Agnese Ramos
Vanessa Gonçalves Guedes
Angelo Alberto Mustto Cabrera
Sérgio Roberto Ferreira Cordeiro de Melo
Wady Abrahamo Cury Netto
Tulio Anselmo dos Santos Valentim*

CAPÍTULO 19 235

A INFLUÊNCIA, SOB O ASPECTO DE CURTO-CIRCUITO, DE GERADORES EÓLICOS NO SISTEMA
ELÉTRICO DE POTÊNCIA.

*Eloi Rufato Junior
Lucas Marino Bianchessi Sganzeta
William Da Veiga*

CAPÍTULO 20 247

PLATAFORMA DE AQUISIÇÃO E CONTROLE IOT INTEGRADO A SISTEMA DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA

*Caio Castro Rodrigues
Joice Machado Martins
Layse Pereira do Nascimento
João Vitor Natal Silva Quincó Maciel
Otavio Andre Chase
José Felipe Souza de Almeida*

CAPÍTULO 21 258

DETERMINAÇÃO DE PROCESSOS PARA LEVANTAMENTO PRÁTICO DAS CURVAS
CARACTERÍSTICAS DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

*Jaqueline Oliveira Rezende
Sebastião Camargo Guimarães Júnior*

CAPÍTULO 22 272

ANÁLISE DO PAYBACK DE UM GERADOR FOTOVOLTAICO EM UMA RESIDÊNCIA UNIFAMILIAR
NO NOROESTE DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

*Samara Iasmim Schardong
Andréia Balz
Fábio Augusto Henkes Huppes
Mauro Fonseca Rodrigues*

SOBRE A ORGANIZADORA 283

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, como também 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: Critérios Energético-Econômicos, Custo de Déficit, Custos Marginais, Garantia Física, Taxa de Desconto.

1 | INTRODUÇÃO

Pode-se considerar, de uma maneira expedita, que a Indústria de Energia Elétrica Brasileira (IEEB) passou por quatro fases : a primeira (até 1982) foi caracterizada pela ação do Estado na expansão

da infraestrutura (“Estado Empresário”), onde as necessidades de financiamento eram supridas por um modelo tripartite (geração interna de recursos, recursos institucionais e da união-estados e municípios) que depois foi substituído por um crescente endividamento das empresas públicas (Duarte, 2003); a segunda fase (1983 – 1993) apresentou uma total deterioração dos serviços da IEEB e afetou o equilíbrio econômico financeiro dada a estagnação dos empréstimos internacionais para os países em desenvolvimento (Pinto Junior, 1997). A fase três (1994-2002) caracterizou-se pela colocação de diversos diplomas legais que contribuíram para um processo de privatização da IEEB e colocou o Estado no papel de regulador e indutor de competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica. Cabe observar que esta reforma de cunho liberal teve seu momento crítico quando da crise de abastecimento no biênio 2001-2002 e implicou que o governo tomasse medidas drásticas de racionamento de energia elétrica. A quarta fase (2003-2014) apresentou primeiramente um novo modelo cujos objetivos principais abrangeram: segurança de suprimento, modicidade tarifária e inserção social a partir de programas de universalização de atendimento. Entretanto, as medidas populistas advindas da lei 2.873, associada à crise de abastecimento de energia elétrica, criaram como resultante um

aumento tarifário para o ano de 2015. Atualmente está sendo discutido um projeto de lei que propõe reformas modernizantes na IEEB tais como: eliminação de barreiras à entrada de investidores estrangeiros, melhoria na flexibilidade de gestão de compras, melhorias na gestão do risco hidrológico, implementação da tarifa horária, etc.

Até o final do século passado a 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) em tentar atender os consumidores atuais e potenciais pelo mínimo custo possível. Tal função objetivo configura-se num problema de otimização estocástica de grande porte cuja resolução é 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 garantia de suprimento que, de uma maneira geral, são utilizados até hoje. Portanto, cabe perguntar se as premissas constantes nos critérios 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 Frank (2013), a partir das idéias de Kahneman e Tversky, tal efeito resulta em estimativas viesadas. Em primeiro lugar, em razão da “âncora” inicial não está relacionada ao valor estimado e, em segundo lugar, mesmo havendo uma relação, as pessoas tendem a ajustá-la muito pouco.

Além dessa introdução, este trabalho 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 é apresentada no item 4.

2 | BREVE HISTÓRIO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

Segundo Fortunato (1990), 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 ou

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 atravessava. 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 (Eletrobras, 2001), 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 (Eletrobras, 2002).

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

Segundo Duarte (1998), 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. 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. 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, quais sejam: a primeira está relacionada ao dimensionamento energético-econômico de um empreendimento hidroelétrico que tem como otimizar o 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” (Eletrobras, 2001, p.140). O segundo e terceiro pontos se referem aos Critério de Suprimento Probabilístico e Abordagem Marginalista (cf. 3.2 e 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, ao capital privado. Diante disso, a forma de captação de recursos passou 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 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 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 nesta fase 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, primeiramente, o planejamento sob incerteza (Pereira, 1991) 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 poderia evitar. Tal método criava um incentivo para construção de usinas de pequeno porte localizadas no centro de carga. Por último, cabe destacar 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 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 Planejamento da Expansão, continuaram a ser utilizados os mesmos parâmetros. Entretanto, o Custo Marginal de Operação (cf. 3.3) ficou sendo uma “proxy” do preço de energia e o Custo Marginal de Expansão (cf. 3.3) ficou relacionado ao Valor Normativo (VN), dado pela ANEEL. O VN era uma forma do agente regulador assegurar que a energia fosse 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 (Barroso, Flach e Bezerra, 2012): 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 faz 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 (conselho Nacional de Política Energética, 2017) 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 I 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 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 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 afluições 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. Kelman (2002) comenta que este conceito surgiu no século XIX, associado ao dimensionamento de reservatórios para o abastecimento de água a 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 três opções para calcular a energia garantida de um sistema hidrotérmico (Carvalho, Rosenblatt e Pinheiro, 1980; Carvalho, Rosenblatt e Pinheiro, 1981; GCPS, 1982; Rosenblatt, 1980). O primeiro enfoque baseia-se na Probabilidade Anual de Déficit (PDEF). Outra abordagem está relacionada a convolução da curva com uma função o qual corresponde ao déficit esperado. Por último, tem-se a opção dada pela convolução da curva com a função custo unitário de déficit de energia. Cabe observar que qualquer um dos procedimentos faz com que toda a informação contida na curva se transforme num único valor. 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 (custo de déficit) e tendo como objetivo a minimização do custo de operação do sistema. Portanto, incrementos na carga de um sistema implicam 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 (Carvalho, Rosenblatt e Pinheiro, op. cit.; Rosenblatt, op. cit.): 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 (Fortunato, op.cit.):

- 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 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. 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 termoelétricas 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 estabilidade 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 (Empresa de Pesquisa Energética, 2008). 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” (Kelman, op. cit.). 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 marginalista 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 → $CMO = \text{custo específico da térmica}$;
- Déficit → $CMO = \text{custo unitário de déficit}$;
- 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 (Secretaria Nacional de Energia, 2001). 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 (Empresa de Pesquisa Energética, 2014).

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 são realizados enquanto a seguinte regra empírica for superior a 3%: $CDE_{i+1} = CED_i \times CME_i / CMO_i$, 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 (Eletrobras/GCPS, 1998) e trabalhos técnicos (eg: Rosenblatt, Prais e Almeida, 1998), 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 (Cepel, 2001). 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 para atualizações dos 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. 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 D'Araújo(2009): “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 D'Araújo(ibidem).

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 rebatimentos 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, porém a existência de curvas de aversão ao risco impõe retornos esperados mais baixos em razão do trade off do binômio retorno-risco. Acrescenta-se a isso a hipótese de 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 (Lopes, 2003). 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 afluenta 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 de UHEs 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; possível 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 | CONCLUSÃO

O presente artigo apresentou, a partir de documentos 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.

REFERÊNCIAS

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.

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.

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.

Centro de Pesquisa de Energia Elétrica- Cepel. **Metodologia do Parâmetro do Custo de Déficit de Energia**. Rio de Janeiro. 2001.

Conselho Nacional de Política Energética – disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/cpamp> - acesso em 14/03/2017.

D'ÁRAÚJO - **Setor Elétrico Brasileira: uma aventura mercantil**. Brasília. Confea. 2009.

DUARTE, L.C.G - A Importância do Planejamento Indicativo na Nova Indústria de Eletricidade Brasileira. **XVII Seminário Nacional de Energia Elétrica**. Campinas. 2003.

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.

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.

Eletrobras/GCPS – **Metodologia e Critérios para o Planejamento da Expansão da Geração** – CTEE – 01/98.

Empresa de Pesquisa Energética – **Metodologia de Cálculo das Garantias Físicas das Usinas** - Nº EPE-DEE-RE-099/2008 – r0. 2 de julho de 2008.

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.

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.

FRANK, R.H. - **Microeconomia e Comportamento**. Porto Alegre: AMGH, 2013, 8 ed.

Grupo de Trabalho para Estudos de Critérios de Planejamento (GTPE) - **Avaliação Energética Estática**. GCPS. Novembro de 1982.

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.

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.

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

PINTO JUNIOR, H.D - O Novo Contexto de Financiamento para a Indústria de Energia Brasileira. **Seminário Internacional de Financiamento do Setor Elétrico**. Anais. Rio de Janeiro. Grupo de Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, maio de 1997.

ROSENBLATT, J. – **Utilização da Energia Garantida como Critério para o Planejamento da Expansão**. Eletrobras. Informação Técnica nº 46/85. DEGE/DVPG.

ROSENBLATT, 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.

Secretaria Nacional de Energia – Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão: **Atualização do Custo Marginal da Expansão**. 03/2001.

SOBRE A ORGANIZADORA

Jaqueline Oliveira Rezende Possui graduação em Engenharia Elétrica, com certificado de estudos em Engenharia de Sistemas de Energia Elétrica e mestrado em Engenharia Elétrica, ambos pela Universidade Federal de Uberlândia (UFU). Atualmente é aluna de doutorado em Engenharia Elétrica, no Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos, pela Universidade Federal de Uberlândia. Atuou como professora nos cursos de Engenharia Elétrica e Engenharia de Controle e Automação. Tem realizado pesquisas em Sistemas de Energia Elétrica, dedicando-se principalmente às seguintes áreas: Energia Solar Fotovoltaica; Curvas Características de Painéis Fotovoltaicos; Dinâmica de Sistemas Elétricos; Geração Distribuída; Simulação Computacional; Algoritmo Genético.

Agência Brasileira do ISBN
ISBN 978-85-85107-45-1

