**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

DOUGLAS WITTMANN

**A INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E O
DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL: UMA PROPOSTA PARA O
HORIZONTE 2050 À LUZ DA TEORIA DE SISTEMAS**

**SÃO PAULO
2014**

DOUGLAS WITTMANN

**A INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E O DESENVOLVIMENTO
SUSTENTÁVEL: UMA PROPOSTA PARA O HORIZONTE 2050 À LUZ DA
TEORIA DE SISTEMAS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da
Universidade de São Paulo para a obtenção do
título de Doutor em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Célio Bermann

Versão Corrigida

(versão original disponível na Biblioteca da Unidade que aloja o Programa e na Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da USP)

São Paulo
2014

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES
TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA
FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Wittmann, Douglas.

A indústria de energia elétrica no Brasil e o desenvolvimento sustentável: uma proposta para o horizonte 2050 à luz da teoria de sistemas. / Douglas Wittmann; orientador: Célio Bermann – São Paulo, 2014.

200 f.: il.; 30cm.

Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Energias renováveis. 2. Desenvolvimento sustentável. 3. Planejamento energético. 4. Eficiência energética. 5. Emissões de gases de efeito estufa. Título.

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

DOUGLAS WITTMANN

***“A Indústria de Energia Elétrica no Brasil e o Desenvolvimento Sustentável: Uma
Proposta para o Horizonte 2050 à Luz da Teoria de Sistemas”***

Tese defendida e aprovada pela Comissão Julgadora em 18 de novembro de 2014:

Prof. Dr. Célio Bermann – PPGE-IEE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora

Profa. Dra. Patrícia Helena Lara dos Santos Matai – PPGE-IEE/USP

Dr. Ricardo Lacerda Baitelo – Greenpeace Brasil

Prof. Dr. Murilo Tadeu Werneck Fagá – PPGE-IEE/USP

Prof. Dr. Sinclair Mallet-Guy Guerra - UFABC

Dedico esta tese a meu pai, Zorislav Wittmann (Zorko), in memoriam.

AGRADECIMENTOS

“... Para não serdes os martirizados escravos do Tempo, embriagai-vos. Embriagai-vos sem tréguas! De vinho, de poesia ou de virtude, como achardes melhor...”

Charles Baudelaire (1857)

Desenvolver uma tese é como embriagar-se de conhecimento... O cérebro pede mais. Barreiras, possibilidades, ideias e cenários se atropelam. Momentos de confusão se intercalam com outros de esclarecimento e de suor da pele... Em um longo trajeto, que tem seu início bem antes da tese, em si, e por vezes se estende além dela. O conteúdo que aqui se disponibiliza representa essa jornada. E o resultado não teria sido alcançado sem a participação de pessoas e entidades, a quem se expressa agradecimento:

À minha mulher, Verkin, pelo apoio incondicional, dedicação e sacrifício de tempo e de dinheiro.

Aos meus filhos, Thiago, Victor, Raphael e Matheus, pelo incentivo e pelo exemplo que tomaram para as suas próprias formações educacional/profissional.

Ao meu professor orientador, Célio Bermann, pelo conhecimento, tempo e paciência disponibilizados, e pela maestria em saber argumentar, conduzir, motivar, frear e acelerar..., não apenas nos momentos simples, mas também nos obscuros e de divergência de ideias.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES, e à Comissão Coordenadora do Programa de Pós-Graduação em Energia – CCP PPGE, pelo suporte financeiro em forma de bolsa de pesquisa, e despesas de campo.

Aos professores das disciplinas, de doutorado, cursadas: Alexandre Piantini, Arnaldo Gakiya Kanashiro, Célio Bermann, Edmilson Moutinho dos Santos, Geraldo Francisco Burani, HédioTatizawa, Ildo Luis Sauer, José Goldemberg, Maria Cecília Loschiavo dos Santos, Maria Lígia Coutinho Carvalhal, Miguel Edgar Morales Udaeta, Murilo Tadeu Werneck Fagá, Oswaldo Lucon, Patrícia Helena Lara dos Santos Matai, Pedro Roberto Jacobi, Roberto Hukai, Sinclair Mallet Guy Guerra, Sonia Maria Flores Ganesella, Sonia Seger Pereira Mercedes, Tatiana Magalhães Gerosa, Virginia Parente de Barros e Wagner Costa Ribeiro; pela formação de conhecimento propiciada.

Aos professores membros da comissão julgadora do exame de qualificação, Patrícia Helena Lara dos Santos Matai e Sílvio de Oliveira, pelas contribuições trazidas ao desenvolvimento da pesquisa.

Ao professor Alessandro Barghini, pelas sessões de esclarecimento acerca da operação de usinas térmicas e suas inserções no despacho junto ao sistema interligado nacional, bem como disponibilização de sua biblioteca particular.

Aos demais professores e convidados que propiciaram palestras e seminários, pelos conhecimentos, em áreas específicas, disponibilizados.

Aos colegas, companheiros e amigos que contribuíram com sua presença e interatividade durante o curso.

Aos funcionários, do IEE, administrativos, da biblioteca e da secretaria, em especial a: Luciano de Souza, Renata Boaventura da Conceição e Adriana Fátima Pelege, sempre prestativos.

Aos professores, Biagio Fernando Gianetti e Sílvia Helena Bonilla, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Paulista – UNIP, pelas sessões de colaboração nos aspectos metodológicos; afora os ensinamentos anteriormente propiciados quando do desenvolvimento do mestrado.

Ao professor Simoni Bastianoni, titular de Química do Ambiente e do Patrimônio Cultural da Università degli Studi Di Siena – UNISI, pelos conselhos sobre a aplicação da termodinâmica à análise dos sistemas ambientais.

Ao professor Mark T. Brown, diretor do Centro de Política Ambiental e titular de Engenharia Ambiental da University of Florida – UF, pelo incentivo à pesquisa sobre a instalação de hidroelétricas na Amazônia.

A todos os autores citados ao longo deste documento, pelo acesso propiciado a pensamentos, dados e informações.

E acima de tudo a Deus, pela Graça de permitir que eu aqui esteja!

RESUMO

WITTMANN, Douglas. **A Indústria de Energia Elétrica no Brasil e o Desenvolvimento Sustentável: Uma Proposta para o Horizonte 2050 à Luz da Teoria de Sistemas**. 2014. 200 f. Tese (Doutorado em Ciências). Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

Há um cenário de agrave na indústria de energia elétrica no Brasil, por escassez de energia afluyente na produção hídrica, exigindo maior acionamento térmico. Para o futuro, usinas predominantemente a fio d'água, que estão sendo inseridas, estarão pronunciando ainda mais essa necessidade. Por força da estruturação térmica, sobrarão mais emissões de gases de efeito estufa - GEEs e consumo de recursos fósseis por unidade de energia elétrica produzida. Este estudo visa testar a possibilidade de construção de um cenário futuro, eleito 2050, de fornecimento de energia elétrica no país, balizado na aceleração do uso das fontes renováveis, premissa postulada como alinhamento à busca de desenvolvimento sustentável para o país. É utilizada a “pesquisa, análise e síntese”, com abordagem sistêmica, e aplicação de indicadores eleitos fundamentais para alcance do objetivo. São sistematizados dados e informações existentes em diferentes tipos de documentos elaborados por autores e organizações nacionais e internacionais, e nos planos governamentais de expansão da produção de energia elétrica. A partir do referencial teórico metodológico adotado, os resultados obtidos demonstram que é possível estabelecer um planejamento de longo prazo baseado no uso renovável dos recursos de que o país dispõe, com menores pressões socioambientais, consumos de fósseis, e emissões de gases de efeito estufa, por unidade de energia produzida. São obtidas maiores participações de fontes renováveis com menor participação da fonte hídrica, e menores participações de emissões de gases de efeito estufa e de consumo de óleo combustível. Sem incorrer em aumento nos custos de produção. Resulta um sistema descentralizado, híbrido, com maior expansão das fontes térmicas renováveis, eólica e solar, maior participação de produção independente – cogeração, autoprodução, e geração distribuída – e menor carga na rede de transmissão, comparativamente ao cenário atual.

Palavras-chave: energias renováveis; desenvolvimento sustentável; planejamento energético; eficiência energética; emissões de gases de efeito estufa.

ABSTRACT

WITTMANN, D. **The Industry of Electric Energy in Brazil and Sustainable Development: A Proposal for Horizon 2050 in the Light of Systems Theory**. 2014. 200 p. Thesis (Ph D Degree) – Graduate Program on Energy, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

There is an aggravated prospect in the Brazilian electric energy industry, due to a shortage of affluent energy in the hydric production, requiring a greater thermal use. For the future, the insertion of hydroelectric power plants predominantly without reservoirs will make this need even more evident. Due to the thermal structuring, there will be more emissions of greenhouse gases (GHGs) and consumption of fossil resources per unit of electric energy produced. This study aims to test the possibility of building a future setting, elected 2050, of electric energy supply in the country, beacons on the acceleration of the use of renewable sources, premise postulated in alignment with the pursuit of sustainable development for the country. The “research, analysis and synthesis” is adopted, with a systemic approach, and applying the indicators elected as paramount to reach the goal. Data and information from different types of documents produced by international and national authors and organizations as well as governmental plans of expansion of electric energy production were systematized. From the theoretical and methodological framework adopted, the results obtained have shown that it is possible to establish a long term plan, based on the use of the available resources, with decreased social and environmental pressure, fossil consumption, and emission of GHGs per unit of energy produced. A greater participation of renewable sources is achieved, while the participation of hydric sources, the emissions of GHGs and consumption of oil-fuels are reduced. There is no increase in the production costs. The result is a decentralized, hybrid system with larger expansion of renewable thermal, wind and solar sources, larger participation of independent production – co-generation, auto-generation and distributed generation – and a diminished load on the transmission network, compared to the current scenario.

Keywords: renewable energies; sustainable development; energy planning; energy efficiency; emissions of greenhouse gases.

FIGURAS

1	Estrutura do documento	25
1.1	Relação evolutiva: Energia; Terra; Homem	32
1.2	Distribuição do IDHM no território brasileiro	40
1.3	Índice de Gini na distribuição de renda, de 1992 a 2012	41
2.1	Diagrama esquemático do SIN, ano base 2012	50
2.2	Diagrama esquemático das linhas de gasoduto instaladas em 2013 no país	51
2.3	Localização, em 2013, das UTEs a combustível líquido no SIN	51
2.4	Perturbações e impacto sobre o atendimento às cargas do SIN, 2008 a 2012	52
2.5	Balanco de energia do SIN, em GWh, em 2012	52
2.6	SIN: Sazonalidade da energia natural afluenta	53
2.7	Descrição sinótica das diferenciações institucionais do SEB	54
2.8	Diagrama institucional da gestão do sistema elétrico	56
2.9	Diagrama institucional da gestão da Política Nacional do Meio Ambiente	57
2.10	Relação entre agentes e consumidores	59
2.11	Componentes da tarifa de energia elétrica	61
2.12	Nível meta 2010	64
2.13	Gráfico da acentuação da OIEE de 1970 a 2013	67
2.14	Matriz elétrica brasileira ano base 2013	68
2.15	Participação das fontes renováveis em 2013	69
2.16	Fluxos da cadeia de fornecimento de energia elétrica em 2013	71
2.17	Relação de uso, entre energia elétrica, e outras fontes, no setor industrial	72
3.1	Autoprodução e consumo na rede até 2050	82
3.2	Comparativo de dados de consumo entre o PNE 2050 e o PNE 2030	83
4.1	Árvore de decisões utilizada no gerenciamento da demanda e da oferta	86
4.2	Evolução estimada do consumo per capita de energia elétrica	87
4.3	Árvore de decisões utilizada no gerenciamento da expansão da oferta	91
4.4	Diagrama unifilar simplificado	92
4.5	Relações percentuais entre o uso de fontes renováveis e não renováveis	112
4.6	Participação das UTEs fósseis na expansão	113
4.7	Comparativo entre a matriz de produção (Wh) atual e de 2050	114

5.1	Curvas entre energia afluyente, produção efetiva de EOLs e safras de cana	120
5.2	SOL conectada em <i>netmetering</i> à rede pública de distribuição	124
5.3	Integração de <i>smart meter</i> residencial	127
A.1	Equilíbrio termodinâmico do planeta Terra	158
A.2	Unidades elétricas consideradas no estudo	162
B.1	Visualização integrada da conversão de diferentes fontes em energia elétrica	163
B.2	Formas de produção em larga escala de energia elétrica no Brasil	164
B.3	Esquema básico de transformação de energia elétrica	165
B.4	Sistema trifásico	166
B.5	Esquema simplificado do aproveitamento hidroelétrico	170
B.6	Curvas de emissões ao longo do tempo de GEEs por UHEs	174
B.7	Combustíveis usados na produção termoelétrica	179
B.8	Esquema simplificado de uma UTE a ciclo combinado	181
B.9	Produção de energia elétrica a partir de tecnologia termonuclear PWR	188
B.10	Capacidade instalada eólica mundial	193
B.11	Evolução da produção eólica no Brasil	193
B.12	Diagrama de bloco de um sistema eólico	194
B.13	Evolução da potência dos aero geradores	194
B.14	Evolução global da capacidade instalada de fotovoltaicos	198
B.15	Sistema de coletor solar predial	198
B.16	Célula fotovoltaica, e sistema fotovoltaico isolado	199

TABELAS

1.1	Evolução do IDHM, de 1991 a 2010, por número de municípios	41
2.1	Evolução de indicadores: energia; energia elétrica; população; PIB	45
2.2	Evolução de parâmetros e indicadores de energia, de 1970 a 2013	66
2.3	Produção de energia elétrica (GWh)	67
2.4	Capacidade Instalada (MW)	68
2.5	Percentuais de variação da participação hídrica e das perdas ocorridas no SEB	70
3.1	Evolução da capacidade instalada, por fonte de produção, de 2012 a 2022	75
3.2	Consumo na rede, por classe, de 2013 a 2022	76
3.3	Projeção de consumo no SIN, por subsistema, de 2013 a 2022	77
3.4	Capacidade instalada de produção de energia elétrica em 2030	78
3.5	Projeção de consumo de energia elétrica, por classe, em 2030 (TWh)	79
3.6	Projeção de consumo de energia elétrica no SIN em 2030 (TWh)	79
3.7	Custos, de investimento, referenciais na implantação, até 2030	80
3.8	Elasticidade-renda e intensidade do consumo de energia elétrica até 2050	81
3.9	Consumo de energia elétrica e eficiência elétrica até 2050	82
4.1	Balanço de carga prospectado para o cenário de 2050	89
4.2	Fatores de capacidade fixados	94
4.3	Base de dados de referência para o projeto da expansão até 2050	95
4.4	Repotenciação de UHEs, item 1 a ser considerado na expansão	100
4.5	Expansão de UHEs, item 2 a ser considerado na expansão	101
4.6	Expansão de PCHs, item 3 a ser considerado na expansão	101
4.7	Expansão de UTEs renováveis, item 5 a ser considerado na expansão	103
4.8	Expansão de EOLs, item 7 a ser considerado na expansão	105
4.9	Expansão de SOLs, itens 8 e 9 a serem considerados na expansão	106
4.10	Introdução de Maremotriz, item 10 a ser considerado na expansão	107
4.11	Resumo da expansão prospectada	108
4.12	Somatória da oferta existente, com a expansão prospectada para 2050	110
4.13	Relações entre custos de implantação atuais e resultantes em 2050	116
B.1	Relação entre potência elétrica instalada e área inundada	175
B.2	Dez maiores países no uso da fonte nuclear na produção de energia elétrica	184
B.3	Instalações em operação, em construção e em estudo de UTNs no Brasil	185

ABREVIATURAS, SIGLAS, SÍMBOLOS E UNIDADES

* O estudo segue o Sistema Internacional de Unidades – SI, e a Tabela Periódica, salvo indicado.

a.a.	ao ano
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
BRICS	Grupo de mercados emergentes – Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CE	carbono equivalente
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CFURH	Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos
CIA	Central Intelligence Agency (Agência Central de Inteligência)
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
$\cos \varphi$	fator de potência
CVU	custo variável unitário
DE	despacho econômico
EOL	central eólica
EOF	central eólica offshore (marítima)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
FP	fator de potência
GEE	gás de efeito estufa
GSM	Global System for Mobile Communication (Sistema Global para Comunicação Móvel)
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IDH	Índice de desenvolvimento humano
IDHM	Índice de desenvolvimento humano médio

IEA	International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
IPEA	Instituto de Pesquisa Aplicada
MAR	usina hidroelétrica maremotriz
MCH	micro central hidroelétrica
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
OIEE	Oferta Interna de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	Organização das Nações Unidas
PCH	pequena central hidroelétrica
PDE	Plano Decenal de Energia
PNE	Plano Nacional de Energia
PIB	Produto interno bruto
PNMA	Política Nacional do Meio Ambiente
PNUD	Programa das Nações Unidas para o desenvolvimento
PNUMA	Programa das Nações Unidas para o meio ambiente
PPGE	Programa de Pós-Graduação em Energia
Ppm	parte por milhão
PWC	Price Water House & Coopers
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SIPOT	Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro
SOL	central solar, fotovoltaica ou heliotérmica
TGA	Teoria Geral da Administração
UHE	usina hidroelétrica
UTE	usina termoelétrica
UTN	usina termonuclear
US\$	dólar norte americano
WEC	World Energy Council
WWF	World Wide Fund for Nature

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	19
1. O CONCEITO DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL.....	27
1.1. A Teoria de Sistemas.....	27
1.1.1. Principais definições.....	28
1.2. Visão Sistêmica do Modelo Insustentável Existente.....	29
1.2.1. A Questão das Mudanças Climáticas.....	31
1.3. A Difícil, mas Possível Transição.....	33
1.3.1. Projeções no Lado da Oferta de Energia.....	33
1.3.2. Projeções no Lado da Demanda de Energia.....	33
1.4. O Encaminhamento de Solução às Questões.....	34
1.4.1. Na Componente Ambiental.....	34
1.4.2. Na Componente Sociopolítica.....	35
1.4.3. Na Componente Econômica.....	36
1.4.4. Outros Componentes.....	37
1.5. As Especificidades do Nosso País.....	38
1.5.1. Aspectos Socioeconômicos.....	38
1.5.2. Aspectos Diretamente Envolvidos com a Energia Elétrica.....	41
2. PERFIL DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	43
2.1. Marco Atual do Brasil & a Energia Elétrica.....	43
2.1.1. Cenário Presente.....	43
2.1.1.1. Segurança de Fornecimento.....	45
2.1.1.2. Modicidade Tarifária.....	46
2.1.1.3. Operação de Despacho – Despacho Econômico – DE.....	46
2.1.2. Projeção do Cenário Futuro.....	47
2.2. Características Gerais do Sistema Elétrico Brasileiro.....	48
2.3. Perfil Institucional.....	53
2.3.1. Estrutura da Gestão.....	56
2.4. Cadeia de Fornecimento.....	58
2.4.1. Transmissão e Distribuição.....	58
2.4.2. Custos da Cadeia nas Tarifas para os Consumidores.....	60

2.4.3. Paradoxo na Eficiência e na Gestão.....	61
2.4.4. Sistema de Despacho Elétrico Brasileiro – DE.....	63
2.5. Dados Consolidados de Oferta e Demanda.....	66
2.5.1. Oferta, Demanda, Perdas Técnicas e Intensidade.....	66
2.5.2. Fontes de Produção e Participação na Matriz Elétrica.....	67
2.5.3. Capacidade Instalada.....	68
2.5.4. Emissões e GEEs.....	70
2.5.5. Fluxos de Oferta e Demanda.....	70
2.5.5.1. Setor Industrial.....	71
3. OS PLANOS GOVERNAMENTAIS DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO.....	73
3.1. Visão Geral da Expansão Presente.....	73
3.2. Expansão Planejada no Horizonte até 2022.....	74
3.3. Expansão em Estudo até 2030.....	77
3.4. Perspectivas de Expansão até 2050.....	80
3.5. A Discutível Metodologia dos Planos Governamentais.....	83
4. CONSTRUÇÃO DE UM CENÁRIO MAIS SUSTENTÁVEL PARA 2050.....	85
4.1. Prospecção da Necessidade de Energia Elétrica em 2050.....	86
4.2. Prospecção das Formas de Obtenção da Oferta frente à Demanda.....	90
4.3 Prospecção das Fontes de Obtenção da Oferta frente à Demanda.....	96
4.3.1. Lógica do Sistema.....	96
4.3.2. Expansão da Fonte Hídrica.....	97
4.3.2.1. Repotenciação.....	98
4.3.2.2. UHEs.....	100
4.3.2.3. PCHs.....	101
4.3.3. Expansão da Fonte Térmica.....	101
4.3.3.1. UTEs Fósseis.....	101
4.3.3.2. UTEs Renováveis.....	102
4.3.3.3. UTNs.....	103
4.3.4. Expansão de Outras Fontes.....	104
4.3.4.1. EOLs.....	104
4.3.4.2. SOLs.....	105
4.3.4.3. Maremotrizes.....	107
4.4. Reunião dos Dados Obtidos.....	108

4.5. Avaliação dos Resultados.....	111
4.5.1. Relações entre Uso de Fontes Renováveis e Não Renováveis.....	111
4.5.2. Emissões de GEEs e Consumo de Óleo combustível Evitados.....	113
4.5.3. Relações Obtidas entre as Diferentes Fontes em Ambos Cenários.....	114
4.5.4. Relações entre os Custos de Produção Atuais e os Resultantes.....	115
4.5.5. Sustentabilidade Passível de Ser Obtida.....	117
4.5.5.1. Pela Ótica da Entropia.....	117
4.5.5.2. Pela Ótica dos Princípios Fundamentais.....	118
5. ESTRATÉGIAS PARA TRANSIÇÃO AO CENÁRIO MAIS SUSTENTÁVEL...	119
5.1. Principais Aspectos Obtidos, e Ajustes Necessários.....	119
5.1.1. Estruturação do Sistema.....	120
5.2. Implementações Técnicas, Operacionais e Normativas Aplicáveis.....	122
5.2.1. Implementação de Redes Inteligentes – <i>Smart Grids</i>	124
5.2.2. Internalização do Uso da Água e das Emissões de GEEs.....	127
5.2.2.1. O Uso da Água.....	127
5.2.2.2. As Emissões de GEEs.....	129
5.2.3. Políticas Tarifárias que Equilibrem Crescimento & Desenvolvimento.....	130
5.2.4. Maior Estímulo à Eficiência Energética.....	131
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	134
REFERÊNCIAS CITADAS.....	140
GLOSSÁRIO.....	149
APÊNDICE A – Energia.....	156
A.1. Visão Cosmológica: a origem e a evolução físico-químicas de tudo.....	156
A.2. Relação Termodinâmica com a Terra.....	157
A.3. A Questão da Entropia e o Não Equilíbrio Termodinâmico Estacionário.....	159
A.4. Energia Elétrica, Corrente Elétrica e Eletricidade.....	161
APÊNDICE B – Estado da Arte da Produção de Energia Elétrica.....	163
B.1. Geradores Elétricos.....	165
B.2. Usinas Hidroelétricas.....	168
B.2.1. Histórico.....	168
B.2.2. Expansão.....	168
B.2.3. Aspectos Técnicos.....	169
B.2.3.1. Turbinas.....	171

B.2.3.2. Classificação.....	171
B.2.4. Aspectos socioambientais.....	172
B.2.4.1. Disputas Econômicas.....	172
B.2.4.2. Impactos Sociais.....	172
B.2.4.3. Impactos Ambientais.....	173
B.2.4.3.1. As Emissões de GEEs.....	173
B.2.4.3.2. A questão dos Alagamentos.....	174
B.2.5. Perspectivas.....	177
B.3. Usinas Termoelétricas.....	177
B.3.1. Aspectos Gerais.....	178
B.3.1.1. Combustão (ou queima)	178
B.3.1.2. Combustíveis.....	179
B.3.2. Tipos de Usinas.....	179
B.3.3. Benefícios e Danos.....	182
B.4. Usinas Termonucleares.....	182
B.4.1. Histórico, Desenvolvimento e Representatividade Global Atual.....	182
B.4.2. O Programa Nuclear Brasileiro.....	184
B.4.2.1. Programa Paralelo.....	185
B.4.3. Aspectos Técnicos.....	186
B.4.4. Validade da Energia Nuclear.....	188
B.5. Centrais Eólicas (Aero Geradores)	192
B.5.1. Aspectos Técnicos.....	194
B.5.2. Potencial Eólico Brasileiro.....	195
B.5.3. Impactos Associados.....	195
B.5.4. Perspectivas.....	196
B.6. Centrais Solares (Painéis Solares Fotovoltaicos e de Acumulação)	196
B.6.1. Representatividade Atual.....	197
B.6.2. Perspectivas.....	199
B.7. Usinas Maremotrizes.....	199

INTRODUÇÃO

Faz-se a abertura apresentando os antecedentes que conduziram a este estudo; em sequência introduzem-se o contexto da questão, a formulação da hipótese, o objetivo da tese, o método de pesquisa, a sistematização do conhecimento acumulado, e a estrutura de organização do documento.

(A) Apresentação

Sobre o autor. Douglas Wittmann¹. Doutorado em Ciências, área de concentração Energia, linha de pesquisa Energia e Meio Ambiente (PPGE-USP). Mestrado em Engenharia de Produção, área de concentração Gestão de Sistemas de Operação, linha de pesquisa Produção mais Limpa e Ecologia Industrial (UNIP). Especialização em Gestão Empresarial (UNICSUL). Graduação em Processos Gerenciais (FATECI). Trajetória profissional em Administração e Projetos, no setor industrial. Na academia, professor nas áreas de Administração e Projetos.

Inserção com as questões energéticas. Existiu ao longo da trajetória profissional. O foco em pesquisa ocorreu durante o mestrado, sobre a produção de hidroeletricidade na Amazônia; e no doutoramento, sobre a obtenção e o uso de energia elétrica; temáticas aqui aplicadas.

Motivação do estudo. Há amplo debate na sociedade brasileira, sobre o palco da Indústria² de Energia Elétrica no Brasil – em forma de diferentes narradores e narrativos, dissonantes entre si. Significa insuficiência de massa crítica frente a questões abertas. Lacuna de conhecimento que motivou este estudo. Não se tem a pretensão de dar solução ao palco. Delimita-se a que, nos aspectos aqui tratados, as lições aprendidas possam ser úteis a outros pesquisadores. Justificativa e importância advêm subjacentes.

(B) Contexto da Questão

O grande problema, da indústria de energia elétrica no Brasil, está no custo que ela impõe à sociedade – somatória do econômico com o ambiental e o social. No econômico a energia vem

¹ Endereço Lattes: [//lattes.cnpq.br/65408038426707008](http://lattes.cnpq.br/65408038426707008)

² Tratada pelos órgãos governamentais como “Setor Elétrico Brasileiro”. Não é encontrado tal setor na Classificação Nacional de Atividades Econômicas – CNAE, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE. Neste estudo é adotada a denominação Indústria de Energia Elétrica no Brasil, e também Sistema Elétrico Brasileiro – SEB, ao referir-se às características de representação de um sistema.

sendo tratada como uma mercadoria das máquinas governista e capitalista, não um subproduto, que é, do meio ambiente, e utilidade à sociedade. No socioambiental sobram para a sociedade as externalidades produzidas, diminuem os recursos não renováveis da nação, e aumentam as emissões de gases de efeito estufa – GEEs. Há ainda um quadro de recente agrave, por escassez de energia afluenta na produção³ de energia elétrica por fonte hídrica, exigindo maior acionamento térmico. Para o futuro, usinas predominantemente a fio d’água, que estão sendo inseridas, estarão pronunciando ainda mais essa necessidade. Por força da estruturação térmica, sobrarão mais emissões de gases de efeito estufa - GEEs e consumo de recursos fósseis por unidade de energia elétrica produzida. A problemática apresentada, e sua projeção futura, representam um modelo que não se alinha ao conceito de desenvolvimento sustentável, com as tecnologias existentes.

Buscar transição para um modelo sustentável implica em crescimento alinhado com desenvolvimento. Significa fazer uso renovável dos recursos de que se dispõe, diminuir externalidades negativas, modificar padrões de consumo, desenvolver tecnologias apropriadas de produção e suprimento no sistema por inteiro, obter ganhos na eficiência dos usos finais, e eliminar ingerências existentes no planejamento, gestão e operação.

Torna-se improvável a uma só pessoa e estudo, dar cabo a todo contexto de preocupações, apresentado. Mas dentre ele, há aspectos técnicos operacionais – o planejamento da expansão e a operação do sistema elétrico, que são decisivos para a aproximação do sistema com a busca de sustentabilidade. Três preocupações centrais são o uso da água acima da sua capacidade de reposição, pelas usinas hidroelétricas – UHEs, a queima das reservas fósseis por expansão do aumento no acionamento das usinas térmicas – UTEs, e as emissões de GEEs provocadas.

Delimitando-se a estes aspectos, uma pergunta é neste estudo eleita: **É possível promover alinhamento da Indústria de Energia Elétrica no Brasil com busca de desenvolvimento sustentável para o país? Como?**

³ Por conceituação, os termos “energia elétrica” e “eletricidade” são etimologicamente quase sinônimos. Talvez por isso, sejam empregados indistintamente, como observado na mídia, literatura e entidades. Neste estudo utiliza-se “energia elétrica”. Da mesma forma, adotam-se suas “produção” e “uso”.

(C) Formulação da Hipótese

Esta investigação parte das seguintes hipóteses (1 a 3):

- (1) As bases conceituais e metodológicas de elaboração dos planos governamentais de expansão da produção de energia elétrica no nosso país não conduzem à sustentabilidade;
- (2) O aumento da participação de fontes renováveis na matriz de oferta de energia elétrica pode ser compatível com os princípios da modicidade tarifária;
- (3) A eficiência energética pode ser considerada como uma alternativa de aumento da oferta de energia elétrica.

(D) Objetivo da Tese

Objetivo Geral

Identificar uma modelagem de composição e operação do parque produtor, com a qual a indústria da energia elétrica no Brasil se sintonize com a busca de desenvolvimento sustentável para o país, com matriz equalizando uso renovável de fontes disponíveis, menores emissões de GEEs, e custos associados.

Para tanto, faz-se necessário (1 a 4):

- (1) Identificar o que é sustentabilidade no que tange a energia e às especificidades do nosso país;
- (2) Identificar como evoluiria a projeção de demanda de energia elétrica para um cenário futuro projetado em longo prazo, aqui fixado no ano base 2050;
- (3) Identificar se é possível prospectar uma matriz de produção baseada na expansão de fontes renováveis e diminuição relativa de emissões associadas de GEEs, para o cenário fixado em 2050;
- (4) Identificar os principais mecanismos que seriam necessários para que o balanço futuro obtido entre oferta e demanda pudesse ser alcançado e praticado.

Objetivos específicos. As metas compreendem (1 a 5):

- (1) Acelerar a participação das fontes renováveis;
- (2) Obter eficiência por melhoria da relação entre energia útil e energia total do sistema elétrico;
- 3) Reduzir perdas técnicas;
- (4) Evitar emissões de GEEs;
- (5) Descentralizar a oferta, a partir de autoprodução, coprodução e geração distribuída.

Há questões importantes, ligadas à prospecção, que não são tratadas nesta pesquisa, a exemplo das questões políticas, aos limites entrópicos, ao mapeamento dos potenciais hídricos de menor pressão socioambiental disponíveis, às emissões unitárias por usinas, aos métodos para suas internalizações, às taxas de progresso das curvas de aprendizado das fontes não tradicionais, à evolução ano a ano da transição, e à quantificação das fontes de eficiência. Elas são citadas e consideradas, mas as soluções não fazem parte do escopo desta tese.

(E) Método de Pesquisa

O caráter multisetorial e interdisciplinar dos assuntos tratados, faz o estudo transitar por áreas da engenharia, física, química, ecologia, administração, economia e sociologia. Desta forma, o caminho traçado, para elaboração geral do estudo, faz uso da clássica Metodologia da Pesquisa Científica – **Pesquisa; Análise; e Síntese**; a partir da exploração, em caráter **dedutivo**, de dados secundários, com base bibliográfica – livros, documentos, artigos, eventos e entrevistas publicadas.

Para análise e tratamento dos dados levantados, são utilizados o **Pensamento e Abordagem Sistêmicos**. O método advém da **Teoria de Sistemas - TS**. (CHIAVENATTO, 1999; MAXIMIANO, 2006; SILVA, 2008). Aplica-se, aqui, a TS nas análises tanto qualitativas como quantitativas dos assuntos tratados. Entendendo-se que um todo – sistema – é composto por partes que interagem entre si e com o meio externo, de forma que para entender o todo é necessário entender a inter-relação de suas partes. Literalmente, a aplicação de **pensamento sistêmico** trata cada assunto complexo pelo entendimento do mecanismo de inter-relação das diferentes partes que o compoem; e **abordagem sistêmica** trata o assunto fazendo uso das diferentes disciplinas que ao assunto estão relacionadas e necessárias. Aplica-se, aqui o método, em caráter **dedutivo**, na sistematização de dados secundários, e **indutivo**, na sistematização de dados próprios obtidos.

Para alcance dos objetivos propostos, o método utilizado consiste na aplicação de **cinco indicadores** eleitos na presente investigação (1 a 5):

- (1) Participação das fontes renováveis na Oferta de energia elétrica: Energia renovável / Energia total;
- (2) Eficiência na Oferta: Energia útil / Energia total do sistema elétrico;
- 3) Perdas técnicas: Energia elétrica consumida / Energia elétrica produzida;
- (4) Emissões de GEEs: tCO_2 / Energia elétrica produzida;
- (5) Participação da autoprodução, coprodução e geração distribuída / Energia elétrica total produzida.

Não se projeta, nesta pesquisa, um cenário futuro mais provável; e sim prospecta-se um cenário futuro a partir da sistematização de dados no presente existentes.

(F) Sistematização do Conhecimento Acumulado

Em 2007, o órgão responsável por subsidiar o planejamento energético do Ministério de Minas e Energia – MME, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, publicou estudo, iniciado em 2005, de planejamento energético integrado de longo prazo, o Plano Nacional de Energia - PNE 2030 (EPE-PNE, 2007). O PNE 2030 vem sendo utilizado como referência, pela EPE, na edição, de Planos Decenais de Energia – PDEs, iniciada em 2006 e atualizada em edições anuais. Nesta pesquisa são utilizados dados do PDE 2022, publicado em 2013 (EPE-PDE, 2013) (houve a disponibilização, em fase de consulta pública, do PDE 2023, em setembro de 2014, quando este presente estudo encontrava-se em edição).

A EPE vem trabalhando no planejamento de cenário futuro mais longínquo, na elaboração de um Plano Nacional de Energia para 2050 – PNE 2050. Até a edição deste presente estudo (agosto de 2014) não houve a publicação do PNE 2050. De cinco documentos previstos, pela EPE, para compor o PNE 2050, duas Notas Técnicas foram publicadas (1 e 2): 1) Cenário Econômico (EPE-CE, 2014); e 2) Demanda de Energia (EPE-DE, 2014). Estas duas Notas Técnicas foram elaboradas pela EPE, por meio de análise do cenário presente, econômico-energético – nacional e internacional, e projetando o futuro por meio da técnica de Cenários Futuros Alternativos. Além de estudos próprios, a EPE baseou-se, também, em dados globais, analíticos, estatísticos e

probabilísticos, da *International Energy Agency* – IEA (Agência Internacional de Energia), do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* – IEEE (Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos), da Exxon Mobil Corporation, e da Price Water House & Coopers – PWC. Às duas Notas Técnicas da EPE, são promovidas, nesta pesquisa, alterações de critérios visando ganho de rendimento e diminuição da carga resultante na rede de energia elétrica, no cenário, aqui, prospectado para 2050.

Em 2007, o Greenpeace Internacional e o Conselho Europeu de Energia Renovável – EREC, apresentaram estudo, em forma de relatório, de projeção de cenário futuro, eleito 2050, visando uma matriz de energia global mais limpa e renovável – Energy Revolution (TESKE, 2007). Atualizações foram apresentadas em 2008, 2010 (TESKE et al, 2010) e 2012, também pelo Greenpeace e pelo EREC. O cenário foi adaptado para mais de 20 países e regiões. No Brasil recebeu três versões. Com relação à energia elétrica, o estudo parte do cenário presente em 2007 e da projeção futura do PDE 2019, com este projetando um cenário, que o estudo chama de “Referência 2050”. Por meio de propostas, é construído um segundo cenário, que o estudo chama de “Revolução Energética 2050”. Ambos são comparados, e apresentada como possível, a obtenção de uma matriz elétrica futura mais limpa e renovável que a projetada partir do PDE 2019. Em 2013, o Greenpeace Brasil, o EREC e o Conselho Internacional de Energia Eólica – GWEC, apresentaram uma terceira edição do cenário brasileiro (TESKE, 2013). Em relação à energia elétrica, o estudo reforça as propostas de aumento de investimento em fontes renováveis. Em 2014 houve a publicação do relatório e 2013 em forma de artigo científico (BAITELO; FUJII; TESKE, 2014). O conjunto desses estudos representa notável instrumento para evolução dos conceitos, de planejamento energético, tradicionalmente praticados. A esse conjunto é feita, nesta pesquisa, uma análise crítica – qualitativa e quantitativa, em subsídio à obtenção do cenário aqui, prospectado para 2050.

A pesquisa se embasou também na análise da bibliografia existente sobre o binômio energia e sustentabilidade – os diferentes tipos de documentos elaborados por autores e organizações nacionais e internacionais, em forma de publicações, resoluções, relatórios e eventos.

(G) Estrutura de Organização do Documento

O documento⁴ está estruturado em três partes principais, além desta breve introdução que contém as definições gerais iniciais (ver figura 1):

Figura 1 – Estrutura do documento.

Fonte: elaboração própria, com base em Silva (2003).

O desenvolvimento está dividido em duas partes. A primeira – obtenção dos dados – levanta e analisa, *pari passu*, os dados e informações. É formada pelos capítulos 1 a 3, complementados pelos apêndices A e B. Estes apêndices têm significado elementar para o nível do documento – uma tese, mas são necessários à compreensão por parte de leitores não especialistas no binômio em estudo – sustentabilidade & obtenção de energia elétrica. O conjunto, da primeira parte, representa o embasamento teórico, a formação de visão crítico analítica sobre o estado da arte, e a reflexão obtida das leituras e participações selecionadas. A segunda parte, do desenvolvimento, promove tratamento aos dados e informações apurados na primeira, que por necessidade de tratamento específico, permaneceram abertas frente ao alcance dos objetivos formulados. É formada pelos capítulos 4 e 5. Representa a obtenção dos resultados e de suas discussões. A última parte do documento, capítulo 6 – conclusão – sintetiza as principais lições aprendidas e apresenta sugestões, que podem ser úteis a outros pesquisadores. No pós-texto é fornecido, também, glossário com a terminologia técnica aplicada.

De forma específica, o escopo, de cada capítulo e apêndice, é representado por:

- Capítulo 1: uma macro visão sobre a questão do desenvolvimento sustentável.

⁴ A formatação impressa segue o manual de Diretrizes para Apresentação de Dissertações do PPGE-USP, edição 2014. Disponível em: <www.usp.br/iee/?q=pt-br/biblioteca>.

- Capítulo 2: as principais características, mecanismos de gestão e operação, e atual base de dados – oferta e demanda de energia, do sistema elétrico brasileiro.
- Capítulo 3: uma análise dos documentos governamentais da expansão da geração: Plano Decenal da Expansão – PDE 2022; Plano Nacional de Energia - PNE 2030; Cenário Econômico - CE 2050; e Demanda de Energia - DE 2050.
- Capítulo 4: a possibilidade de se projetar, para o cenário futuro, uma matriz elétrica mais sustentável, baseada na aceleração da expansão das fontes renováveis de energia.
- Capítulo 5: os fatores necessários de se implementar para que se transite em sentido a um cenário mais sustentável, na obtenção de energia elétrica, até 2050.
- Capítulo 6: a síntese das principais lições aprendidas.
- Apêndice A: os principais conceitos físicos, sobre energia, que fundamentam o estudo.
- Apêndice B: o atual estágio de desenvolvimento das diferentes fontes de produção de energia elétrica.

1. O CONCEITO DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

Este capítulo examina o conceito de desenvolvimento sustentável, tendo como referencial teórico a Teoria de Sistemas.

1.1. A Teoria de Sistemas

Em 1937, o biólogo Ludwig von Bertalanffy propôs uma teoria que nomeou Teoria Geral de Sistemas – TGS, com objetivo de analisar a natureza dos sistemas e a inter-relação entre suas partes, assim como a inter-relação entre eles em diferentes espaços – a exemplo dos sistemas sociais e econômicos – e ainda, as suas leis fundamentais. A aplicação da TGS se expandiu para outras áreas da ciência, citem-se a sociologia, a psicologia, a cibernética, a economia, a administração e muitas ciências físicas. Nas exatas palavras de Bertalanffy:

“Um problema básico postulado para a ciência moderna é a teoria geral da organização. A Teoria Geral de Sistemas é, em princípio, capaz de dar definições exatas para tais conceitos e, em casos específicos, capaz de coloca-los para uma análise quantitativa” (Op. cit.).

Os teóricos de sistemas, ao invés de explicar o todo em termos das partes, explicam as partes em termos do todo. Diferentemente das antigas disciplinas científicas que se viam cada uma separada das demais, as novas interdisciplinas procuram ampliar-se para combinar e abranger mais aspectos da realidade – uma visão do todo, que significa uma concepção holística, a unificação das ciências (SILVA, 2008).

Nas áreas da ecologia, da engenharia ecológica, e da economia ecológica, a TGS permite entender a inter-relação existente entre o sistema humano, o sistema de produção, e o sistema natural, bem como as inter-relações existentes dentro cada um destes sistemas e suas interações. Com isso pode-se ter uma ideia de como eles são formados, como são organizados, quais são seus potenciais e rendimentos, entre outros indicadores, auxiliando entender e compreender como eles funcionam e como tendencialmente funcionariam no futuro. Dentre outros estudos na área, com base na TGS, e estudando a relação entre economia e sustentabilidade, Herman

Daly (DALY, 1991) propôs uma economia de estado estacionário, sem crescimento, ou quase sem, a partir de alcance de determinado estágio de desenvolvimento. Também com base na TGA, e aplicando-a à biologia, ecologia, geologia, termodinâmica, economia e sociologia, Howard Odum (ODUM, 1996) propôs avaliar as atividades antropogênicas frente ao meio ambiente por meio da exergia resultante em determinado sistema em análise, ao que nomeou contabilidade por emergia – também conhecida por síntese emergética.

No compêndio – reunião de diferentes teorias eleitas em utilização – da atual Teoria Geral da Administração – TGA (ou Teoria das Organizações – TO, como é também chamada por algumas escolas e autores), a TGS tem o nome de **Teoria de Sistemas - TS**.

A TS, em administração, entende que as organizações – sociais e empresariais – representam sistemas abertos, complexos, e interdependentes, tanto em relação aos seus subsistemas internos, como também em relação aos sistemas externos – os ambientes físico, econômico e sociopolítico, nos quais estão inseridas. A TS permite **análises tanto qualitativas como quantitativas**. Entende que um todo – sistema – é composto por partes que interagem entre si e com o meio externo, de forma que para entender o todo é necessário entender a inter-relação de suas partes. Literalmente, na TGA, “pensamento sistêmico” significa tratar um assunto complexo pelo entendimento do mecanismo de inter-relação das diferentes partes que o compoem; e “abordagem sistêmica” significa tratar o assunto fazendo uso das diferentes disciplinas que ao assunto sejam relacionadas e necessárias. (CHIAVENATTO, 1999; MAXIMIANO, 2006; SILVA, 2008).

1.1.1. Principais Definições

Silva (2008) apresenta as seguintes definições:

Teoria de Sistemas – TS. Um campo lógico matemático cuja tarefa é a formulação e derivação dos princípios aplicáveis aos sistemas em geral. Há três aspectos principais:

- (1) Ciência de sistema: exploração científica dos todos e da totalidade;
- (2) Tecnologia de sistema: técnicas, modelos e abordagens matemáticas de engenharia de sistemas;
- (3) Filosofia de sistema: reorientação do pensamento e visão geral

Sistema. Um conjunto de elementos interagentes e interdependentes relacionados cada um ao seu ambiente de modo a formar um todo organizado.

Análise pela ótica de sistema. Quando alguma coisa, tal como uma organização, é examinada a partir da perspectiva de sistema, significa que a atenção é dada tanto aos elementos como à interação. No caso de uma organização, significa que nenhuma parte pode ser totalmente compreendida se a relação de uma parte com as outras partes não for examinada.

Considerações básicas. Há seis considerações básicas relativas ao pensamento de sistemas:

- (1) Os objetivos do sistema total: as metas ou fins
- (2) O ambiente do sistema: tudo o que está do “lado de fora” do sistema
- (3) Os recursos do sistema: os meios disponíveis
- (4) Os componentes do sistema: todas atividades que contribuem para a realização dos objetivos
- (5) A administração do sistema: o planejamento e o controle do sistema
- (6) A sinergia obtida: a soma dos benefícios das operações combinadas de uma organização é maior do que se as operações fossem realizadas separadamente; essa criação de um todo maior que a soma de suas partes é denominada sinergia.

A partir da fundamentação teórica apresentada, aplica-se, nesta pesquisa, a TS como método de análise tanto quantitativo como qualitativo dos assuntos tratados. A aplicação de **pensamento sistêmico** trata cada assunto complexo pelo entendimento do mecanismo de inter-relação das diferentes partes que o compoem; e a aplicação de **abordagem sistêmica** trata o assunto fazendo uso das diferentes disciplinas que ao assunto estão relacionadas e necessárias.

1.2. Visão Sistêmica do Modelo Insustentável Existente

Seja qual for a definição que se queira dar ao desenvolvimento sustentável, o conceito mais aceito é o “desenvolvimento capaz de suprir as necessidades da geração atual, sem comprometer a capacidade de atender as necessidades das futuras gerações”.

Trata-se de conceito sistêmico, formado por três componentes: o econômico, o ambiental e o sociopolítico. Onde para ser alcançado, depende de ações frente ao reconhecimento de que os recursos naturais são finitos.

A ideia é simples e cientificamente amparada. Mas mesmo após todos os acontecimentos que marcaram a evolução do conceito, progressos tecnológicos, aumento da conscientização das populações, e ações de governos, organizações e pensadores – desde a década de 1960 até os dias atuais – permanece ainda incipiente, frente ao prenúncio catastrófico de, em futuro incerto, a falta poder vir a representar, até mesmo, a própria extinção da raça humana.

O fato é que não há como fugir do estado de não equilíbrio termodinâmico que rege o funcionamento dos sistemas naturais do planeta Terra, e que dão sustento à vida, na concepção que conhecemos e usufruímos. Esse imperativo foi demonstrado, entre outros, por Howard Odum¹ (ODUM, 1996), que com base na biologia, ecologia, geologia, termodinâmica, sociologia, e outras ciências, apresenta (1 a 3):

- (1) As reservas fósseis como sendo estoques de carbono – C sequestrado pela biosfera ao longo de eras geológicas passadas, sem possibilidade de renovação no intervalo de vida da civilização atual – a exemplo do petróleo.
- (2) Os recursos renováveis como sendo passíveis de uso no limite da taxa com que a biosfera seja capaz de repô-los dentro do intervalo de vida da civilização atual.
- (3) Se o consumo de renováveis for predatório, acima da taxa de regeneração, recursos de reposição lenta – a exemplo da biomassa oriunda de florestas – tornam-se também não renováveis.

Herman Daly (DALY, 1991), reconhecido teórico da sustentabilidade, preconiza (1 e 2):

- (1) Os recursos naturais não devem ser consumidos a uma velocidade que impeça sua recuperação.

¹ Odum faz a avaliação das atividades antropogênicas frente ao meio ambiente por meio da exergia resultante em determinado sistema em análise. Para poder contabilizar diferentes unidades, propôs unificá-las em mesma base comum, via aplicação de fatores de transformidade oriundos da relação com a fonte que considera básica, a energia do sol, proposição, esta, que nomeou emergia.

(2) A produção de bens não deve gerar resíduos que não possam ser absorvidos pelo ambiente de forma rápida e eficaz.

Das postulações de Odum e Daly, pode-se extrair e eleger um conjunto de três premissas fundamentais para busca de sustentabilidade (1 a 3):

- (1) O uso, dos recursos renováveis, não deve superar as suas capacidades de renovação.**
- (2) A velocidade, de uso dos recursos não renováveis, não deve superar a velocidade de desenvolvimento dos recursos renováveis.**
- (3) A emissão de poluentes não deve superar a capacidade de absorção do meio ambiente.**

O que vivenciamos na civilização atual é que a partir da Revolução Industrial, o crescimento da economia mundial, baseado na queima das reservas fósseis, além da exploração dessas reservas, está revertendo, em menos de três séculos, os ciclos biogeoquímicos de sequestro de carbono, acumulados durante milhões de anos, podendo, conforme convergem pesquisadores, cite-se Ortega (2012), pôr em risco o equilíbrio da biosfera.

Dentre os efeitos atuais, em parte decorrentes, estão os já sentidos efeitos das alterações climáticas, no caso da energia elétrica, já em 2014, trazendo comprometimento à produção hídrica.

1.2.1. A Questão das Mudanças Climáticas

Mudanças (ou alterações) climáticas – variações de temperatura, precipitação, vento, nebulosidade e outros fenômenos climáticos – são atribuídas a processos naturais da própria Terra, onde se incluem variações orbitais, variações da composição da atmosfera, deriva de continentes e vulcanismo, dentre outros fatores. A forças externas, onde se incluem variações na intensidade da radiação solar, dentre outros fatores. E mais recentemente, à ação do homem – ação antropogênica.

Não há consenso, mas há presunção, pela maior parte da comunidade científica, de que as alterações atuais, em parcela principal mas não definida, tenham causas antropogênicas. O principal atributo seria a elevação da concentração de GEEs, de 280 ppm a partir da Revolução Industrial, para os atuais 400 ppm. E os principais fatores de causa seriam o desmatamento, a queima de combustíveis fósseis e o cultivo de gado. A relação existente no trinômio energia-terra-homem, frente às condicionantes físico-químico-geológico-biológico, elencadas, é a seguir esquematizada por meio da figura 1.1.

Figura 1.1 - Relação evolutiva: Energia; Terra; Homem

Fonte: Wittmann (2010).

Frente à evolução e ao estágio atual do modelo insustentável de desenvolvimento existente, apresentados, **como poderá estar o mundo em um futuro não muito distante**, a exemplo do cenário de 2050? É possível uma transição?

1.3. A Difícil, mas Possível Transição

Traçar projeções acertadas é tarefa complexa em diversas áreas da sociedade humana, mas no campo da energia há premissas que podem ser aplicadas.

1.3.1. Projeções no Lado da Oferta de Energia

A menos que uma tecnologia totalmente nova venha revolucionar a obtenção de energia, o que não é impossível, mas ainda não passa de abstrata possibilidade – de forma que pelo Princípio da Precaução² não deve hoje ser elencada como solução – as atuais reservas fósseis estarão se esgotando – ou esgotadas – ao longo do século XXI, e o petróleo, hoje base da cadeia econômica, inevitavelmente será³ objeto de extração mais onerosa e alvo de disputas geopolíticas, culminando em restrições de suprimento, elevação de preço e destinação a nichos de aplicação mais nobres que a simples queima, a exemplo da química fina e dos plásticos de engenharia.

A partir desse prisma, em termos de fontes de produção de energia, o que sobra é **desenvolver as fontes renováveis**. Única outra alternativa de produção – econômica e comercialmente viável com as tecnologias hoje existentes – é a fonte nuclear, para a qual não há consenso, em razão dos já apontados riscos associados. Essa conclusão representa a convergência dos pesquisadores da área, citem-se Goldemberg (2010), Guimarães (2010), Reis (2011) e Veiga (2008), dentre série de outros que se dedicam ao binômio energia & sustentabilidade.

1.3.2. Projeções no Lado da Demanda da Energia

Além de fazer uso das fontes renováveis, a premissa fundamental, conforme já estabelecido a partir de Odum (1996), é **equilibrar os fluxos termodinâmicos entre o consumo e a capacidade de regeneração dos ecossistemas**. O que é consenso entre ecologistas, físicos e outros pesquisadores das áreas das ciências exatas e da terra.

² Foi formulado pelos gregos significando ter cuidado e estar ciente. Na era moderna trata das ações antecipatórias para proteger a saúde das pessoas e dos ecossistemas. Dentre as diferentes interpretações existentes, especificamente o Princípio 15 - Princípio da Precaução - da Declaração do Rio/92 sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (1992) diz: "Para que o ambiente seja protegido, serão aplicadas pelos Estados, de acordo com as suas capacidades, medidas preventivas. Onde existam ameaças de riscos sérios ou irreversíveis, não será utilizada a falta de certeza científica total como razão para o adiamento de medidas eficazes, em termos de custo, para evitar a degradação ambiental".

³ Colocação advinda de Matai (2010).

De um lado esse equilíbrio é enfraquecido pelas perdas causadas à natureza, por culpas das atividades econômicas – os impactos ambientais decorrentes, que são: emissões, calor residual, rejeitos produzidos e recursos perdidos. Em termos de física, conforme já apresentado, a entropia, do sistema Terra, aumenta mais. Concorre em paralelo a máquina do capitalismo – o estímulo ao consumo.

Por outro lado esse equilíbrio pode ser fortalecido na medida em que se diminua o atual – e elevado – padrão de consumo da sociedade mundial (BERMANN, 2008). Em termos de física a entropia, do sistema Terra, aumenta menos. Há outros dois principais fatores que em paralelo podem concorrer (1 e 2): 1) o aumento da eficiência global no uso da energia – a parte conservada assume o efeito de gratuito componente da matriz de produção; e 2) o atingimento de estabilização ou decrescimento demográfico mundial.

1.4. O Encaminhamento de Solução às Questões

Frente às projeções traçadas apresentam-se questões abertas, cujo tratamento pode representar transição para o alcance de uma modelagem sustentável na atuação humana.

1.4.1. Na Componente Ambiental.

Vê-se como questão central a ser focada, a **desassertividade das ações humanas sobre o meio ambiente**. Em razão da inobservância e descumprimento dos limites da estabilidade entrópica do planeta. Conforme já visto, a “vida” existe graças a processos que degradam energia de alta qualidade, o que mantém estável a entropia na Terra, com liberação para o universo. De forma que a continuidade da existência dos ecossistemas depende de que os fluxos de entropia do planeta não se afastem significativamente dos níveis atuais.

Entretanto, frente à mencionada continuidade, e às principais e atuais preocupações ambientais presentes na humanidade, que são a **exploração de recursos fósseis, o aumento de emissões de GEEs e a escassez de água potável**, Carvalho e Sauer (2010) relatam que **há falta de trabalhos experimentais** – dados quantitativos, com escalas – graus entrópicos, capazes de definir os limites entrópicos dos diferentes fluxos e elementos que interagem no sistema Terra,

a partir das quais os humanos melhor pudessem balizar suas atividades frente ao uso dos recursos naturais e seus efeitos decorrentes.

1.4.2. Na Componente Sociopolítica

Apresentam-se duas principais questões abertas (1 e 2).

(1) A **perversa diferença social e geopolítica**. O Relatório de Desenvolvimento Humano de 2014, do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento – PNUD, da Organização das Nações Unidas – ONU, aponta o planeta dividido em 49 países com Índice de Desenvolvimento Humano – IDH, muito alto; 53 países com IDH alto; 42 países com IDH médio; e 43 países com IDH baixo (PNUD, 2014). Significa⁴**divisão em diferentes blocos** de suprimento de necessidades básicas, conquista de qualidade de vida, e formulação de políticas, objetivos e metas – **ações desalinhadas** decorrentes. A descrição dessas diferenças é disponibilizada na mídia, como coexistência desde miséria e fome, principalmente, em países do território africano, a até exageração da riqueza, principalmente, em países do hemisfério norte. E não só externamente entre países, como também internamente entre regiões e classes sociais. A Teoria Marxista já previa a exacerbação dessas diferenças – pela Mais-Valia⁵ desenfreada do Capitalismo, reinante até a atualidade. Sachs (2005) aponta que dever-se-ia rever o Consenso de Washington⁶, de forma a efetivamente **transferir aos países subdesenvolvidos, o grau de recursos que possibilitou no passado aos países hoje desenvolvidos, o alcance de seus atuais estágios de desenvolvimento**. Veiga (2008) endossa e acrescenta ser necessário **substituir os atuais paradigmas de crescimento econômico socialmente perverso** – perverso porque se alimenta de desigualdades sociais. Por ações para **erradicar a miséria, assegurar os**

⁴A Central de Inteligência (Central Intelligence Agency - CIA) acusa a existência, em 2014, de 252 países no planeta (CIA, 2014); 193 deles reconhecidos e pertencentes à ONU. De partida, atente-se que esses dados representam 59 países fora das ações e acordos conjuntos do grupo de países membros. Do total de 252 países citados, diferentes critérios de apuração têm sido utilizados para classifica-los, de acordo com seu nível de desenvolvimento, sendo que não são encontrados dados oficiais em mesma base e fonte sobre todos eles. Utilizando-se de critério mormente aceito, ainda que não o ideal, o IDH, montado no Relatório de 2014 do PNUD, da ONU, cobrindo 187 países, tem-se como classificação: 49 países com IDH entre 0,808 e 0,944, muito alto; 53 países com IDH entre 0,70 e 0,79, alto; 42 países com IDH entre 556 e 698, médio; e 43 países com IDH entre 0,337 e 0,54, baixo. A ONU não oficializa definição para país subdesenvolvido, em desenvolvimento, ou desenvolvido. Diferentes entidades utilizam diferentes critérios próprios.

⁵Termo cunhado por Karl Marx em 1905, na série de 4 estudos – O Capital – iniciada 1867. Marx o aplicou à diferença entre o valor final de uma mercadoria frente à soma do valor dos meios de produção com o valor do trabalho – este o valor mínimo, o que seria a base para o lucro no sistema capitalista. (MARX, 2008).

⁶ Conjunto de medidas acordadas em Washington, em 1989, que passou o Fundo Monetário Internacional – FMI a ser o receitado, a partir de 1990, para promover o ajustamento macroeconômico dos países em dificuldades. Analistas diferem das ações do FMI, estendendo-se a buscar saber o que substituí-lo (RODRIK, 2006). Até a edição deste documento – 2014 – tal encaminhamento não foi encontrado.

serviços básicos – principalmente educação e saúde, diminuir as desigualdades sociais, melhorar a qualidade de vida, e possibilitar pleno acesso à cidadania. Parkin (2014) instiga, para tanto, ser necessário alterar o modo de pensar, onde cada pessoa passe a constituir uma liderança positivamente divergente do retrato atual, este qual a autora também cunha de perverso.

2) O expressivo **crescimento demográfico**. Em 1950, a população do planeta era estimada em 2,6 bilhões de pessoas. Relatório, da ONU, aponta que o planeta atingiu 7,2 bilhões em 2013, com projeção de atingir 9,6 bilhões em 2050 (ONU, 2013). Essa projeção de aumento, do número de habitantes, vem ainda acompanhada de (1 a 3): 1) aumento da expectativa de tempo de vida por habitante; 2) aumento da concentração urbana; e 3) maior incidência de crescimento nos países subdesenvolvidos e emergentes (ONU, 2013) – justamente a parcela onde decorre, de esperado desenvolvimento, elevação de consumo⁷ per capita de energia. Portanto, significa um **contingente humano expressivamente maior e mais dependente de recursos naturais**, estes em parte exauridos e finitos. Vê-se, daí, necessidade de **ampliar as ações de planejamento familiar⁸ e orientação à contracepção, até agora desenvolvidas** por governos e organizações, dentre outras cite-se a ONU, ainda incipientes, conforme comprovam os dados e informações acima expostas.

1.4.3. Na Componente Econômica

Países desenvolvidos – se é que nesse tocante o termo cabe adequado – consomem mais energia. Cinco vezes mais que os emergentes, por habitante, conforme Lucon (2006). Esse dado significaria, então, a **sustentabilidade como uma utopia? Hoje sabe-se que não⁹**, uma interpretação acertada é que a abismal diferença existente está relacionada, no lado dos mais desenvolvidos, aos excessos no consumo – a já citada exacerbação da riqueza; e no lado dos menos desenvolvidos, à carência de recursos – financeiros, materiais e tecnológicos, para acesso e uso. Mas foi justamente essa interrogativa, acima colocada, que permitiu no passado,

⁷ Nos países desenvolvidos o consumo per-capita de energia é verificado cinco vezes maior que nos emergentes. (LUCON, 2006).

⁸ Outras medidas seriam o controle da natalidade, a exemplo do aplicado pelo governo totalitário chinês, mecanismo repudiado pela maior parte de outras lideranças; e a plena liberação do aborto, objeto atual de vasta polêmica moral, religiosa e jurídica.

⁹ O padrão de consumo de energia de determinado país está associado à quantidade de produção industrial, e à quantidade de consumo de sua população – por seu padrão socioeconômico cultural. Daí, países que reúnem maior produção industrial, grandes contingentes populacionais, e cultura com elevado padrão de consumo, são os que mais consomem energia. Melhor exemplo, os Estados Unidos.

a existência de um modelo de desenvolvimento – chamado “antigo” por Diniz; Bermann, (2012), entre outros autores, conduzindo ao cenário econômico presente.

Carvalho; Sauer (2010) esclarecem que os conceitos de sustentabilidade econômica e ambiental seguem sendo confundidos por parte dos economistas, na errônea suposição de que a tecnologia e o mercado sejam suficientemente capazes de, frente às crescentes necessidades, sempre transformar o capital natural em capital econômico – “feito pelo homem”; de forma a ser preciso passar-se a eleger essa distinção.

O Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente – PNUMA, resume a análise em uma curta e incisiva frase: **Uma era marcada pelo uso inadequado do capital** (PNUMA, 2011). O Programa atribui as recentes crises verificadas nas últimas décadas no planeta, tanto as econômicas, como as ambientais – fósseis, água e GEEs, ao que ele considera **falha estrutural do sistema econômico**. E apresenta – com argumentos econômicos, ambientais e sociais – que a solução só pode ser obtida a partir de transição, da economia atual, calcada no Equilíbrio de Mercado, para uma **Economia Verde**¹⁰, esta interdisciplinar e capaz de dar mesmo tratamento – conjuntural e interdisciplinar, aos demais tripés da sustentabilidade, o ambiente e a sociedade, estes a força motriz da economia, portanto não podendo ter desprezo ou menor peso. Esse entendimento é compartilhado por pesquisadores, especialmente os da economia ecológica, e os conectados com o ambiente e a sociedade, a exemplo de Diniz; Bermann, (2012); Sachs (2005) e Veiga (2008), dentre série de outros.

1.4.4. Outros Componentes

Vê-se outro fator, neste final a ser acrescentado, em razão de não se tê-lo encontrado discutido na literatura ligada à sustentabilidade. É aqui cunhado **Efeito Gen**. A Psicologia Evolucionista¹¹ aceita que o comportamento instintivo seja desenvolvido e transmitido geneticamente pela hereditariedade; não tem definido como a outra parte do comportamento – o cognitivo que cada indivíduo experimenta durante sua existência, se agrega à genética – nem como, nem quanto (Ades, 2009). De toda forma, somos exemplares da primeira geração a se

¹⁰ Em 1950 o economista alemão Karl Wiliam Kapp apresentou a necessidade de integrar diferentes disciplinas do saber no trato da economia, caminho para o qual propôs a Eco-Sócio-Economia. Desta e de outras proposições e pesquisadores, desenvolveu-se a Economia Ecológica, e mais recentemente a Economia Verde. Em 2011, o relatório Towards a Green Economy (Rumo a uma Economia Verde) do PNUMA, assim passou a definir Economia Verde: a “economia que resulta na melhoria do bem estar humano e na equidade social, enquanto reduz significativamente os riscos sociais e ambientais”; ou a “economia de baixo carbono, com eficiente uso de recursos e socialmente inclusiva”.

¹¹ Ciência interdisciplinar que busca uma síntese entre os aportes darwinianos e os propriamente psicológicos.

deparar com as questões da sustentabilidade, consensualmente conceituadas só em passado recente – a partir da segunda metade do século XX. Esse atual limiar, portanto, é racional – o cognitivo, não estando gravado em nossa genética, tal qual está o instintivo. Daí a dificuldade, os humanos – como os demais seres vivos – são mais capazes de reagir frente a questões imediatas, instintivas e gravadas em suas genéticas, do que a questões novas, embora presentes – e digam-se perversas as do desenvolvimento insustentável – que incidem “homeopaticamente” à frente no tempo. Dificuldade que aqui se cunha como **Efeito Gen.** Possivelmente um fator a ser discutido no prosseguimento dos estudos sobre os desafios dos paradigmas do século XXI, ligados às questões da sustentabilidade.

De posse da visão macro obtida de desenvolvimento sustentável, a seguir centra-se o foco no país e na obtenção de energia elétrica.

1.5. As Especificidades do Nosso País

Ficou claro que desenvolvimento e crescimento representam curvas diferentes. As escolhas de crescimento econômico, de cada país, estão ligadas, como ponto de partida, ao seu estágio de desenvolvimento, e suas especificidades.

Veiga (2008) assim as descreve: países desenvolvidos, onde a sociedade já obteve os meios de que precisa para esperada qualidade de vida, não precisam de crescimento. Países subdesenvolvidos, onde ainda há miséria e falta de recursos, necessitam imperativamente de crescimento. No meio termo, para países emergentes – caso do Brasil, cabe alinhar crescimento com desenvolvimento.

1.5.1. Aspectos Socioeconômicos

No caso do Brasil, busca de sustentabilidade implica em conciliar diferenças socioeconômicas:

- A coexistência, no nosso país, de mercado capitalista, com crescimento de economia e de população, sendo esta com assimetrias sociais por eliminar, necessidade de combate à

pobreza e à miséria¹², e parcelas carentes de atendimento básico – saneamento, saúde, educação, segurança, transporte e moradia.

Apontado como a sétima maior economia mundial, em 2013, o Brasil está também entre os maiores em território (quinto maior), e em população (quinta maior). No entanto em índice de desenvolvimento humano – IDH, de acordo com (PNUD, 2014) é o 79º mundial.

Em termos de população, o país atingiu cerca de 201 milhões de habitantes, com densidade de 22,43 habitante/km – inferior à média mundial – e distribuída irregularmente no território, com maiores concentrações, respectivamente, nas regiões sudeste, sul e nordeste; e menores, respectivamente, nas regiões norte e centro-oeste (IBGE, 2013). Essa população cresce em taxas com curva em declínio do aumento, tendendo a estabilizar-se a partir de 2040, projetando-se representar, em 2050, cerca de 260 milhões de pessoas (IBGE, 2013). Essa projeção de aumento segue nos mesmos moldes mundiais (1 a 3): 1) aumento da expectativa de vida por habitante (81,3 anos, ao nascer, segundo IBGE (2013)); 2) aumento da concentração urbana; e 3) e aumento de consumo per capita de energia.

Em termos sócio econômicos, O IDH do Brasil – ano base 2013 – foi apontado em 0,744 (IDH alto); superando a média da América Latina e Caribe (0,74); e colocando-o na já citada 79ª posição no ranking mundial. Os países latino-americanos com maior IDH são apontados por Chile (41º no ranking), Cuba (44º) e Argentina (49º). Os três com IDH muito alto. Além destes, na América Latina, estamos também abaixo¹³ do Uruguai, Panamá, Venezuela e Costa Rica. O brasileiro está abaixo da média latino-americana em anos de estudo (Brasil 7,6 anos) e expectativa de vida (Brasil 73,9 anos). Em relação ao grupo dos cinco grandes mercados emergentes – BRICS – Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul, a classificação coloca o Brasil na segunda posição (PNUD, 2014).

¹² Pensar que a miséria está erradicada no Brasil é utopia. Trata-se de problema grave e crônico – estende-se desde a antiga senzala até a atual favela. Mesmo com os avanços perpetrados durante as últimas décadas pelos governos Collor, Itamar, FHC, Lula e Dilma, a miséria ainda existe. O governo federal informou – na pessoa da Presidente Dilma Rousseff, em 10.06.2014 – “em dez anos” terem sido tirados “36 milhões de brasileiros da miséria”, por meio de programas de transferência de renda. Esses dados são considerados inflados – em termos de retirada – pelo Instituto de Pesquisa Econômica aplicada – IPEA (PATU, 2014). Mas, de toda forma, 2,5 milhões de miseráveis não são ainda atendidos – em 2014 – pelo atual programa Brasil Carinhoso, conforme admite o próprio governo (id, 2014). E por outro lado, todo o discursado contingente de 36 milhões de pessoas representa, em verdade, parte da sociedade vivendo de bolsas de auxílio, não de meios próprios de subsistência. Não se trata de crítica aos programas, as iniciativas são necessárias, trata-se e apresentar os fatos.

¹³ Abaixo também do México, mas este aqui não conta por ser classificado como da América do Norte.

Cientistas sociais entendem que o IDH é insuficiente para análises apuradas. Por falta de variáveis consideradas, por representar apenas o valor médio, e por não apresentar a distribuição. A preocupação central está em conhecer as desigualdades. Onde, no caso do Brasil, as desigualdades sociais e regionais representam a maior questão.

Essas desigualdades podem ser vistas por meio de outro índice, o IDH Médio – IDHM¹⁴, do Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil (IPEA, 2013), do Instituto de Pesquisa Aplicada - IPEA. Uma visualização da distribuição por regiões brasileiras é fornecida a seguir por meio da figura 1.2:

Figura 1.2 – Distribuição do IDHM no território brasileiro.

Fonte: IPEA (2013). Notas (1 a 3): 1) Dados de 2013 referentes ao senso de 2010; 2) Brasil: IDHM Alto e Médio 74% dos municípios; Baixo 25,4%; Muito Baixo 0,6%. 3) Predominância por regiões: Sul: Alto 25%; Sudeste: Alto 52%; Centro-Oeste: Médio 57%; Norte: Médio 50%.

Uma tabulação da distribuição do IDHM projetado na figura 1.2, por número de municípios e contemplando também a evolução temporal, é fornecida a seguir por meio da tabela 1.1:

¹⁴ Apura médias por municípios, com critérios mais abrangentes que o IDH do PNUD, e englobando (1 a 4): 1) expectativa e vida ao nascer; 2) escolaridade da população adulta; 3) Fluxo escolar da população jovem; e 4) renda per capita.

Tabela 1.1 – Evolução do IDHM, de 1991 a 2010, por número de municípios.

Desenvolvimento Humano	1991		2000		2010	
	Nº de municípios	%	Nº de municípios	%	Nº de municípios	%
Muito alto	0	0,0	1	0,0	44	0,8
Alto	0	0,0	133	2,4	1.889	33,9
Médio	43	0,8	1.451	26,1	2.233	40,1
Baixo	745	13,4	1.652	29,7	1.367	24,6
Muito baixo	4.777	85,8	2.328	41,8	32	0,6

Fonte: IPEA (2013).

Um outro indicador, comumente eleito pelos estatísticos, em apuração de desigualdades, é o Coeficiente de Gini – número adimensional entre 0 e 1 onde 0 corresponde à completa igualdade e 1 à completa desigualdade. É utilizado em qualquer estatística de distribuição. No caso da distribuição de renda no Brasil, em 2012 o índice situou-se em 0,507. A figura 1.3 apresenta a evolução:

Figura 1.3 – Índice de Gini na distribuição de renda, de 1995 a 2012.

Fonte: elaboração própria a partir de dados de dados levantados de IBGE (2014).

Tornam-se justificados, pelas figuras 1.2; 1.3; e tabela 1.2, os argumentos de que o nosso país é **caracterizado por assimetrias sociais**, que não estão e precisam ser baixadas¹⁵ – em busca de desenvolvimento – e alinhadas ao crescimento econômico do país.

1.5.2. Aspectos Diretamente Envolvidos com a Energia Elétrica

Suprimento de energia elétrica representa agente motriz tanto para crescimento, como para desenvolvimento. Se favorece um ou outro, depende de como esse agente motriz é utilizado – ideal, como já visto, é que esteja alinhado para ambos.

¹⁵ Não se trata de querer tornar os ricos menos ricos. Trata-se de, conforme explica Veiga (2008), propiciar mais condições aos pobres; do ambiente geral resultante, beneficiam-se todos, tanto os ricos como os pobres.

Esse ideal não é o que ocorre! Há, envolvidas, questões de preços concorrenciais, emissões de GEEs, queima de combustíveis fósseis, falta de ganhos de eficiência e falta de avanço no uso de fontes renováveis. São aspectos vistos adiante no estudo.

Cabe a aplicação de políticas públicas para atenuar as externalidades negativas, acentuar a eficiência na obtenção e no uso da energia elétrica, e acentuar o uso das fontes renováveis de produção. Um caminho para a busca de desenvolvimento – não só de crescimento – e de sustentabilidade.

Para o direcionar esse entendimento, a seguir são vistos o estado presente e a projeção futura do sistema elétrico brasileiro.

2. PERFIL DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Este capítulo visa reunir o estado presente e sua projeção futura; as principais características; os mecanismos de gestão e operação; e a atual base de dados – oferta e demanda de energia, do sistema elétrico brasileiro.

O sistema elétrico brasileiro – SEB é chamado hidrotérmico, em razão da maior parte da energia ter origem hídrica, complementada por térmica. As fontes hidroelétrica e termonuclear operam em regime de base, e as fontes termoeletricas (óleo, carvão, gás e biomassa), eólica e solar operam em complemento. Um mecanismo regulador – sistema de despacho – procura otimizar a alimentação a um sistema principal de transmissão – o Sistema Interligado Nacional – SIN – que atravessa a maior parte do país e representa 98,3% da carga de energia transmitida (ONS, 2014). Há também sistemas isolados de produção e transmissão. Os principais aspectos, números e detalhes são vistos a seguir.

2.1. Marco Atual do Brasil & a Energia Elétrica

2.1.1. Cenário Presente

O Sistema Elétrico Brasileiro – SIN vem sendo, historicamente, objeto de contínua expansão. Essa expansão é calcada na do PIB, com adição de chamada margem de segurança. Há um conjunto de principais fatores que, combinados, vêm conduzindo a essa seguida expansão.

São eles (1 a 9):

(1) O modelo econômico do país, caracterizado por crescimento exponencial. A partir da série histórica do PIB, disponibilizada por IBGE (2013), é possível calcular a evolução verificada no período de 1948 a 2011, em média anual de 5,1359%.

(2) O aumento populacional;

- (3) O aumento da intensidade elétrica na sociedade, verificado principalmente a partir da década de 1970¹, decorrente do perfil eletrointensivo do setor industrial de base – extração e transformação; com soma de outros fatores, tais como, aumento da distribuição de renda, do poder de consumo², do uso de eletroeletrônicos; e mais recentemente, da tendência de eletrificação do transporte – metrô e trólebus; além de prenunciada inserção de veículos elétricos – VEs pessoais, já em utilização utilitária em ambientes confinados, e nos últimos anos em processo de partida para as vias públicas;
- (4) A complementação da infraestrutura de fornecimento, que ainda não é completa e se estende³ no presente – Programa Luz para Todos – com obras em andamento;
- (5) A falta de eficiência no sistema, com perdas apontadas, em 15,9%, em 2012, pelo Balanço Energético Nacional – BEN (EPE-BEN, 2013) – muito acima da média mundial;
- (6) A falta de políticas públicas, mais eficazes, para maiores ganhos de eficiência nos usos finais, fator ao qual o BEN sequer se estende;
- (7) O jogo de interesses dos grupos econômicos envolvidos no imenso volume de capital – e fonte de lucro – representado pela atividade, no qual pode-se dizer que o chamado setor elétrico está transformado em uma indústria e a energia elétrica, em sua mercadoria;
- (8) A aplicação de tarifas artificiais, que escondem externalidades arcadas pela sociedade, e que favorecem o aumento do consumo – a exemplo da Medida Provisória nº 579/2012, que promoveu foco na redução do valor das tarifas;
- (9) O uso da expansão do setor, como retórica de desenvolvimento, pelo palanque político, e uso pela máquina capitalista envolvida na atividade.

Um resumo da evolução dos indicadores resultantes é apresentado por meio da tabela 2.1:

¹ Exceção a esse comportamento, no histórico desde 1970, só ocorreu, segundo Tolmasquim (2005), em 2001, atribuída basicamente ao racionamento de energia elétrica ocorrido nesse ano.

² Os anos mais recentes têm apresentado queda da elasticidade-renda. Esta significa, no caso do consumo de energia elétrica, a relação matemática entre a variação do consumo e a do PIB. Seria erro a queda ser entendida como diminuição no uso. Mais correto se mostra ser atribuí-la a ganhos de eficiência obtidos nos usos finais.

³ Obras da “fase dois” do Programa de Aceleração do crescimento seguem em andamento. O governo informa que as regiões sul, sudeste, nordeste e centro-oeste, estariam próximas dos 100% de atendimento; e que a região norte estaria atendida em cerca de 97%. Certos ou não esses dados, deve-se entender que esse programa de atendimento significa, em maior parte, infraestrutura de iluminação – luz; não significa necessariamente disponibilização de potência trifásica – força; para o desenvolvimento econômico dessas populações.

Tabela 2.1 – Evolução de indicadores: energia; energia elétrica; população; PIB.

Parâmetros	Unidade	1970	1980	1990	2000	2010	2012
Oferta Interna de Energia (OIE)	10 ⁶ tep	66,9	114,7	141,9	190,1	268,8	283,6
Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) ¹	TWh	45,7	139,2	249,4	393,2	550,4	592,8
População	10 ⁶ hab	95,7	122,2	148,1	170,6	191,6	194,7
PIB [2012] ²	10 ⁶ US\$	445,6	1.019,4	1.191,8	1.524,0	2.173,5	2.252,4
Indicadores	Unidade	1970	1980	1990	2000	2010	2012
PIB per capita	US\$/hab	4.656	8.342	8.047	8.938	11.344	11.570
OIE per capita	tep/hab	0,699	0,939	0,958	1,114	1,403	1,457
OIE por PIB [2012]	tep/10 ³ US\$	0,150	0,113	0,119	0,125	0,124	0,126
OIEE per capita	kWh/hab	478	1.139	1.684	2.305	2.873	3045
OIEE por PIB [2012]	kWh/10 ³ US\$	103	137	209	258	253	263

Fonte: EPE-BEN (2013). Notas (1 e 2): 1) Inclui autoprodução; 2) PIB divulgado pelo IBGE convertido para US\$ pela taxa média de câmbio de 2012 (Banco Central: US\$ 1,00 = R\$ 1,9546).

Veem-se alguns principais desalinhamentos específicos, no cenário presente, que são a seguir contextualizados.

2.1.1.1. Segurança de Fornecimento

Mesmo após a superação da crise que afetou o fornecimento de energia elétrica no Brasil em 2001 e 2002, e da implantação do Novo Modelo para o Setor Elétrico, em 2004, houve blecautes⁴ em: janeiro de 2005, setembro de 2007, novembro de 2009, fevereiro de 2011, setembro de 2012, três em outubro de 2012, dezembro de 2012, agosto de 2013, e dois em fevereiro de 2014. O governo federal vem reiterando tranquilidade à opinião pública, afirmando a não existência de falhas estruturais, nem risco de racionamento, ou mesmo, falta de energia para o crescimento do país.

Blecautes podem ter série de outras causas, além do cruzamento das curvas de oferta e demanda, indicando desacertos que necessitam ser identificados e eliminados – ou minimizados; trata-se de diminuir a probabilidade, possibilidade é impossível de extinguir. Falhas frequentes, como as registradas, se não são estruturais, como defendido pelo governo, então são de planejamento, gestão, operação ou manutenção. Não se cuida neste estudo de investigar apagões; dada a exposta frequência, ocupa-se de identificar fatores de risco, ao longo do desenvolvimento,

⁴ Um total de 181 apagões, se considerados independentemente de área, período ou carga interrompidos, ocorreu entre 01/2011 e 02/2014, segundo levantamento do Centro Brasileiro de Infra Estrutura – CBIE (G1, 2014).

2.1.1.2. Modicidade Tarifária

Atores, envolvidos com a atividade empresarial do país, vêm há tempos pressionando o governo, com o apoio da imprensa, para a redução das tarifas de energia elétrica, de fato, não módicas⁵.

Em 2013 entrou em vigor a Medida Provisória – MP nº 579/2012, com redução do valor das tarifas, redução de encargos, e prorrogação, por 30 anos, das concessões⁶ de geração e distribuição vincendas até 2017. Para alguns uma medida corajosa, capaz de promover melhoria social e crescimento econômico. Para outros, um desastre gestor, populista, inoportuno e passível de resultar em efeitos totalmente adversos.

Da polêmica, o que se verifica atualmente é que são sérios os riscos de não renovação dos contratos, nas bases da MP – as condições foram unilaterais desfavorecendo margem operacional à atividade. Por outro lado, os efeitos, da redução das tarifas, estão sendo diluídos por reajustes aplicados por concessionárias. E, em paralelo, o custo de produção está sendo brutalmente elevado por questões climáticas – falta de chuvas obrigando aumento de complementação térmica com maior custo de produção que a base hídrica. Do contexto sobram incertezas futuras, e a acumulação de um déficit cujo montante pode ser avaliado em R\$ 17,9 bilhões – agosto de 2014 – por Bermann (2014), amparado por outras fontes. Montante, de custos, que não será arcado pelo Tesouro Nacional, e por conseguinte terá de ser repassado à população, a partir de 2015, conforme admite o próprio governo, na forma de novos aumentos tarifários.

2.1.1.3. Operação de Despacho – Despacho Econômico – DE

A operação do DE é utilizada pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, para alimentação do SIN. O DE atua como o regente das variáveis de entrada no SIN (1 a 4): 1) limitação por sazonalidade do volume de água disponível de cada Usina Hidroelétrica⁷ – UHE; 2)

⁵ Em 2012 o Brasil apresentava a terceira maior tarifa industrial, em relação aos 34 países membros da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico – OCDE (IEA, 2013), economias com as quais o país compete. No valor da tarifa residencial, cerca de 52% eram relativos à energia em si; todo o restante a encargos e tributos.

⁶ Por força da Constituição, os recursos físicos são bens da União. No passado, os empreendimentos foram outorgados em caráter de concessão. Vencidos os prazos, eles retornam à União. Que, desta forma, os detém sem os custos de investimento realizados. A partir da renovação da concessão, conforme a MP 579, passam a incidir somente custos de produção, resultando no que analistas chamam de “custo da energia velha”.

⁷ O SEB, chamado hidrotérmico, opera as UHEs e as UTNs em regime de base, e todas as demais fontes em regime de complemento, frente ao atendimento da demanda instantânea do consumo.

intermitência das fontes complementares – eólica, solar e biomassa, pelos respectivos fluxos de vento, luz e safra; 3) paradas técnicas periódicas, necessárias, de cada Usina Termonuclear – UTN; e 4) complemento, frente à demanda instantânea, por meio das Usinas Termoelétricas – UTEs – a óleo, carvão e gás.

O objetivo é o atendimento à demanda do consumo, por mérito de custo e segurança. Entretanto, o que os dados históricos revelam que nem sempre ocorrer. Operacionalmente, resulta em que a energia consumida não seja representada pela disponível para produção e sim, a parte despachada. O despacho ocorre contabilizado em função do custo econômico, representado monetariamente pelo custo direto de produção – operação, manutenção e combustível – sem incluir os custos associados existentes, que são as externalidades. A não internalização produz dados irreais, com implicações que favorecem o mercado livre⁸ e seus grandes consumidores, freiam a competitividade das fontes complementares – biomassa, eólica e solar, e prejudicam a formação e utilização eficazes da matriz.

Torna-se claro, pela exposição efetuada, e esse é entendimento importante para este estudo, que no cenário atual do chamado setor elétrico **há desalinhamento entre crescimento e desenvolvimento sustentável**, com características que vão contra o conjunto de premissas apresentado no tópico 1 – Desenvolvimento Sustentável, portanto, criando um **modelo insustentável**.

2..1.2. Projeção do Cenário Futuro

Os planos⁹, governamentais, de expansão, têm cenários futuros calcados em projeções do Produto Interno Bruto – PIB, com adição da chamada margem de segurança, e com desprezo às expressivas perdas, contabilizadas no Balanço Energético Nacional – BEN, em 15,9%, em 2012 (EPE-BEN, 2013). Isso, além das obtenções passíveis por meio de aumento da eficiência no consumo, parte à qual o BEN simplesmente não se estende¹⁰.

⁸ Para os consumidores, o atual modelo do setor elétrico opera dois mercados distintos, regidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. O primeiro é o mercado cativo – Ambiente de Contratação Regulada – ACR, no qual os consumidores são obrigados a comprar a energia das distribuidoras de suas localidades. O segundo é o mercadolibre – Ambiente de Contratação Livre – ACL, no qual grandes consumidores têm a opção de negociar diretamente com as geradoras. À natureza e à população, sobram os custos das externalidades.

⁹ A responsabilidade de elaboração é da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, e de aprovação e implementação, do Ministério de Minas e Energia – MME. São elaborados em cenário decenal, com atualizações anuais. O mais recente é o Plano Decenal de Energia – PDE – 2022.

¹⁰ Deduzível da não aplicação de uma política, consistente, de conservação e uso racional da energia, capaz de propiciar dados oficiais, expressivos, passíveis de contabilização.

Na atualidade – no ano base 2012 – o quociente de aproveitamento, obtido da capacidade instalada disponível do parque produtor brasileiro, pode ser calculado¹¹ em 47,03%. Veja-se, abaixo da metade. E em mesma base de tempo, a demanda instantânea pode ter seu pico calculado¹² em 63,04% da capacidade instalada disponível. O recorde mais recente de 71,1%, ocorreu no dia anterior ao apagão de 04/02/2014.

Esses dados demonstram que na expansão da produção, o país necessita mais de energia que de potência¹³. No entanto, o gestor da expansão – Ministério de Minas e Energia – MME, em seu Plano Decenal de Energia – PDE 2022, tem no escopo, grandes UHEs a fio d'água, que virão a resultar para o contexto do plano, até o final de 2022 (limite planejado) na elevação de 40% da capacidade instalada hídrica – potência – acompanhada de 2% da capacidade de armazenamento – energia (!). Os números são do PDE 2022 (EPE-PDE, 2013: 89).

A diminuição do estoque de regulação do SEB exigirá aumento de complementação térmica, mais cara, emissora de Gases de Efeito Estufa – GEEs, e com exceção da biomassa, consumidora de recursos não renováveis.

Tem-se aí, e esse é entendimento importante para o estudo, que **o cenário futuro não se alinha com a busca de desenvolvimento sustentável, cabendo ser reprojetoado.**

2.2. Características Gerais do Sistema Elétrico Brasileiro

O sistema elétrico brasileiro – SEB apresenta características particulares, que o diferenciam substancialmente em relação aos demais países. É possível que o país que mais se aproxime

¹¹ A capacidade instalada disponível de produção de energia elétrica do Brasil foi de 120.973 MW em 2012. Frente a um consumo final de 498,4 TWh no mesmo ano (EPE-BEN, 2013), inclusas todas as fontes da matriz, inclusive importação. O valor de 47,03% é o resultado dessa relação. A relação é dinâmica, variando em função do comportamento das curvas de oferta e demanda, e de como a operação de despacho regule as variáveis – diferentes plantas de produção – na alimentação do Sistema Interligado Nacional – SIN. O valor apurado seria ainda menor, se fosse computada a eficiência ocorrida no consumo final da energia elétrica, contabilização já citada como não abordada pelo BEN. E que deveria ser computada

¹² 76.262 MW foi o pico de demanda em 2012; e 85.959 MW o recorde em 04/02/2014 (ONS, 2014); frente à já citada capacidade de 120.973 MW em 2012.

¹³ Potência instalada não garante suprimento. Este depende da disponibilidade de energia potencial a ser transformada, e outros fatores. Na fonte hídrica, depende de água passível de armazenamento ou em curso na barragem. Nas fontes complementares – biomassa, eólica e solar, é sujeita à intermitência de ciclos, respectivos, de safra, vento e sol. Na produção térmica, é condicionada às questões de tempo de partida. E na termonuclear, é influenciada pelas necessárias paradas técnicas periódicas.

seja o Canadá, com território cerca de 17 % maior, cerca de 61 % de participação hídrica, e liderança mundial em transmissão de longa distância.

As principais razões para a particularidade do sistema brasileiro podem ser entendidas como (análise a partir de ANEEL-ATLAS (2008); Wittmann (2010)):

- Contorno sem planejamento estratégico com o qual o sistema foi desenvolvido ao longo do tempo.
- Características peculiares das cinco regiões geográficas em que o país se divide (Norte; Nordeste; Centro-Oeste; Sudeste; Sul), em relação às diferenças de geografia, densidade populacional, circulação de renda, entre outras.
- Dificuldades econômicas para a expansão da rede elétrica por toda extensão territorial
- Longas distâncias entre os grandes centros de consumo e as maiores usinas de geração.
- Sazonalidade da maior fonte da matriz, o estoque hídrico

O sistema interligado Nacional – SIN abrange a maior parte do território do país, tendo atingido 106.443 km de extensão de linhas em 2012 (ONS, 2014). É constituído por conexões, realizadas ao longo do tempo, com instalações inicialmente restritas ao atendimento exclusivo das regiões de origem: Sul; Sudeste; Centro-Oeste; Nordeste; e parte da região Norte (ANEEL-ATLAS, 2008). A figura 2.1 ilustra o SIN e sua conexão com as bacias hidrográficas:

Figura 2.1 – Diagrama Esquemático do Sistema Interligado Nacional – SIN – ano base 2012.

Fonte: ONS (2014). Notas (1 e 2): (1) O esquema resume um total existente de 931 circuitos de transmissão, agrupados por subsistemas. (2) Os subsistemas e suas participações percentuais de carga: Sudeste e Centro-Oeste 61,4%; Sul 16,6%; Nordeste 14,9%; e Norte 7,1%.

Ao sistema principal, o SIN, há sistemas de menor porte, não conectados. São chamados de Sistemas Isolados, e se concentram principalmente na região da Amazônia. As principais dificuldades para a construção e a conexão de linhas de transmissão, a eles são (análise a partir de ANEEL-ATLAS (2008) e Wittmann, 2010):

- As características geográficas da região, composta por floresta ombrófila densa, e por rios caudalosos e extensos.
- Características socioambientais, ligadas a aspectos legais da preservação da natureza; e disputas com grupos de populações indígenas locais.

A seguir as figuras 2.2 e 2.3 apresentam, respectivamente, a localização geográfica das linhas de gasoduto que alimentam UTEs a gás; e a localização das UTEs a combustível líquido.

Figura 2.2 – Diagrama esquemático das linhas de gasoduto instaladas em 2013 no país.

Fonte: ONS (2014).

Figura 2.3 – Localização, em 2013, das UTEs a combustível líquido no SIN.

Fonte: ONS (2014).

A figura 2.4 apresenta as perturbações – apagões, e o impacto sobre o atendimento às cargas do SIN, ocorridas de 2008 a 2012:

Figura 2.4 – Perturbações e impacto sobre o atendimento às cargas do SIN, de 2008 a 2012.

Fonte: ONS (2014)

O balanço de energia do SIN, por carga, fonte e subsistema, em GWh, verificado em 2012, é apresentado por meio da figura 2.5:

Figura 2.5 – Balanço de energia do SIN, em GWh, em 2012.

Fonte: ONS (2014).

A sazonalidade da energia natural afluyente no SIN é apresentada na figura 2.6:

Figura 2.6 – SIN: Sazonalidade da energia natural afluyente

Fonte: EPE-SIN (2009)

Dados de Wittmann (2010) estimam que a sazonalidade pluviométrica, ilustrada na figura 2.6; conduz no Brasil, a que o fator de capacidade (FC) das UHEs se situe na ordem de 55 % como média das UHEs de todo o país e na ordem de 42% como média das UHEs especificamente na Amazônia.

2.3. Perfil Institucional

Histórico

A concepção do sistema elétrico no Brasil remonta suas origens a 1883, quando foi instalada a primeira usina de produção de eletricidade (Térmica, em Campos RJ). A primeira usina hidroelétrica iniciou sua operação em 1886 (Ribeirão do Inferno, Diamantina, MG). Por fim, em 1889 foi inaugurada a primeira usina hidroelétrica realmente voltada à utilidade pública: Marmelos, Juiz de Fora, MG (WITTMANN, 2010). A partir dos anos seguintes, iniciou-se a produção de eletricidade por meio da participação de pequenas empresas privadas e de empresas de governos municipais. De forma efetiva, os primeiros movimentos de regulamentação pela União, se deram por meio da Lei 1.145-1903; e do Decreto 5.704-1904, que regulamentaram, em termos gerais, a concessão dos serviços de eletricidade (id, 2010).

Traçar toda essa evolução, até os dias atuais, não pertence ao foco deste trabalho. Trata-se de história detalhada em mudanças, disputas, conquistas, altas e baixas. Uma das obras, onde ela pode ser encontrada, é a de Gastaldo (2009).

Uma sinopse das mudanças, dividindo a evolução institucional em três períodos marcantes, relativamente aos períodos: anterior a 1995; de 1995 a 2003; e a partir de 2004; é apresentada por meio da figura 2.7:

<i>MODELO ANTIGO (ATE 1995)</i>	<i>MODELO DE LIVRE MERCADO (1995 A 2003)</i>	<i>NOVO MODELO (2004)</i>
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência entre empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado regulado	Mercado Livre	Convivência entre mercados livre e regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho nacional de política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% do mercado (até dezembro/2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras / déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE, Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD) para as distribuidoras

Figura 2.7 – Descrição sinótica das diferenciações institucionais do sistema elétrico brasileiro.

Fonte: Gastaldo (2009).

Contemporaneamente, duas grandes mudanças institucionais são relevantes:

- A primeira, em 1996, representou a privatização das companhias operadoras, e determinou (Lei 9427-1996) que a exploração dos potenciais hidráulicos fosse concedida por meio

concorrência ou leilão, em que o maior valor oferecido pela outorga (uso do bem público) determinasse o vencedor. É de se entender que representa um modelo neoliberal.

- A segunda ocorreu em 2004, com a introdução do que oficialmente é nominado por Novo Modelo do Setor Elétrico (ANEEL-ATLAS, 2008). É de se entender que esse modelo permanece neoliberal.

Uma das principais alterações, advindas do modelo atual, foi a substituição do critério utilizado para a concessão de novos empreendimentos de produção. Passou a vencer os leilões o investidor que oferecesse o menor preço para a venda da produção das futuras usinas.

Foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR, restrito a geradoras e distribuidoras, e o Ambiente de Contratação Livre – ACL, do qual participam produtoras, comercializadoras, importadores, exportadores, e consumidores livres (id, 2008).

Ambiente de Contratação Regulada – ACR

No ACR a expansão do parque produtor ocorre via contratação regulada. É representada por leilões de novos empreendimentos, os quais contratam a expansão, basicamente com antecedência de um, três e cinco anos:

- Um ano (A-1): priorização de aumento de capacidade em empreendimentos existentes.
- Três anos (A-3): priorização de usinas termoelétricas (gás, óleo, carvão e biomassa).
- Cinco anos (A5): priorização de usinas hidroelétricas.

Além desses (A1; A3; A5), há ainda leilões de ajuste e de reserva. Os de ajuste priorizam corrigir erros das projeções. Os de reserva priorizam corrigir situações de escassez das hidroelétricas.

O MME determina as datas e as classes dos leilões e fixa o preço máximo para o MWh a ser ofertado, conforme a fonte, se térmica ou hídrica. A prioridade é dada ao lance com menor preço.

Ambiente de Contratação Livre – ACL

No ACL, na parte vendedora participam Produtores Independentes de Energia – PIEs; na parte compradora, consumidores com demanda acima de 0,5 MW, para consumo próprio.

2.3.1. Estrutura da Gestão

Na atualidade, o sistema elétrico brasileiro está atrelado a dois ministérios e compartilhado com a iniciativa privada. O órgão responsável pela gestão é o MME, e em paralelo há a gestão da Política Nacional do Meio Ambiente – PNMA, regulamentada socioambientalmente e está centralizada no Ministério do Meio Ambiente – MMA.

Na sequência, as figuras 2.8 e 2.9 apresentam as respectivas estruturas. Embora a ANEEL e outras entidades utilizem a nomenclatura de “setor elétrico”; opta-se neste trabalho, por utilizar “sistema elétrico”.

Figura 2.8 – Diagrama institucional da gestão do sistema elétrico.

Fonte: ANEEL-ATLAS (2008)

No MME, a regulação das ações de geração, transmissão, distribuição e comercialização são compartilhadas com a iniciativa privada. A Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S. A., holding de economia mista com 15 empresas (incluem-se a Eletronorte, a Eletronuclear e 50 %

da Itaipu Binacional), sob controle acionário do governo federal, foi responsável, em 2011, por 36 % da geração total nacional e por 56 % do total de linhas de transmissão (ELETROBRÁS, 2011).

Do MMA, há interferência no tocante ao licenciamento ambiental. Desde a década de 1980 (Lei 6.938 / 1981), as usinas, que até então eram construídas sem avaliação prévia de seus impactos; passaram a ter de se submeter, para aprovação, a procedimentos de análise de seus efeitos socioambientais.

Figura 2.9 – Diagrama institucional da gestão da Política Nacional do Meio Ambiente.

Fonte: Elaboração própria a partir de MMA (2009).

Há um aspecto a expor, no tocante ao licenciamento ambiental, que tem sido objeto de críticas. A estruturação atual permite, à população, poder de veto aos empreendimentos e também discussão das medidas mitigadoras e compensatórias. Isso é feito em forma de audiência pública, antes da concessão da Licença Prévia - LP, a primeira das etapas do licenciamento. A questão decorre da forma como são realizadas as audiências. Rezende (2003) descreve que elas o fazem de uma forma em que ambas as vontades sejam exercidas em um mesmo momento de participação. Desta forma, interesses contraditórios têm que ser exercidos simultaneamente, o que do ponto de vista lógico, é quase impossível, o que faz prevalecer os interesses da parte

com maior poder de representatividade. Exemplos não faltam; um notório, de 2014, é o caso da UHE Belo Monte.

No tocante ao perfil institucional e sua gestão, há inúmeras críticas. Em Sauer *et al*, (2003) é apontado que a reforma liberal ocasionou “apagão”, carestia, e retração dos investimentos. Tem-se no Brasil, de acordo com d’Araujo (2009), tarifas residenciais e industriais maiores que em muitos países desenvolvidos, mesmo descontados os impostos (115% de aumento nas tarifas residenciais, de 1990 a 2005, em termos reais com a inflação descontada); perda de otimização e sobrecarga no sistema, só não ocorrendo problemas de fornecimento porque as chuvas têm sido favoráveis.

2.4. Cadeia de Fornecimento

A logística da energia elétrica no Brasil é formada por exportações e importações – que resultam em importações líquidas – integradas aos sistemas de produção, transmissão, distribuição e uso. Ela pode ser encontrada, dispersa, no Atlas de Energia Elétrica (ANEEL-ATLAS, 2008). Visa-se aqui formar um raciocínio sistêmico e reunir os dados principais.

A cadeia de fornecimento é geograficamente disforme. Em 2008 a região norte (Amazônia) representou, em relação ao total, 45 % do território, 3 % da população, 4 % da produção e 3 % do consumo. Por essa característica logística, somada às dificuldades físicas para construção de novas linhas, em razão da floresta (ombrófila densa) e das extensas áreas de rios cortando esse território, a região norte é atendida pelos sistemas isolados. Muitas das localidades são abastecidas por produções locais, pulverizadas em forma de UTEs (principalmente centrais geradoras a óleo diesel), pequenas centrais hidroelétricas – PCHs e usinas solares – SOLs. Trata-se de problema logístico, pois justamente na região amazônica encontra-se metade do depositário hídrico disponível do país.

2.4.1. Transmissão e Distribuição

A transmissão, no país, é feita em linhas de alta tensão (138 kV, 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV, e 750 kV) em corrente alternada – CA, de 60 Hz. Há a linha C de Itaipu (600 kV) em corrente contínua – CC, retificada a partir de importação do Paraguai que produz na sua parte da binacional Itaipu em 50 Hz.

A distribuição é feita a partir de estações de transformação, em linhas ou redes, em tensões chamadas de médias ou secundárias (13,8 kV, 23,1 kV ou 34,5 kV). Por fim, redes e linhas de alimentação fornecem a energia às unidades consumidoras, em baixas tensões (nominais de 110 V, 220 V, 380 V, 440 V, ou 760 V), ou em médias tensões, e em sistemas monofásicos, bifásicos ou trifásicos, conforme o disponível ou contratado. Em meio a essa logística, intercorrem também operações de produção isolada.

Sessenta e quatro concessionárias, por meio de concessões obtidas a partir de leilões públicos (válidas por 30 anos com direito a prorrogação por igual período), operam a extensão das linhas. Elas são responsáveis pela implantação e operação da rede que interliga as usinas de produção com as instalações das companhias distribuidoras localizadas junto aos centros consumidores, tecnicamente chamados de centros de carga (ANEEL-ATLAS, 2008).

A conexão e o atendimento ao consumidor, independentemente do seu porte, são realizados pelas distribuidoras de energia elétrica. Duas classes de entidade atuam na distribuição:

- 63 permissionárias, entre estatais e privadas, são responsáveis pelo atendimento de 61,5 milhões de unidades consumidoras do país.
- 53 cooperativas de eletrificação rural, de pequeno porte, transmitem e distribuem energia elétrica exclusivamente para os seus associados.

A figura 2.10 ilustra a relação entre os agentes e os consumidores:

Figura 2.10 – Relação entre agentes e consumidores.

Fonte: ANEEL-ATLAS (2008). Notas: TUST = Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão. TUSD = Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição.

Os direitos e obrigações das companhias que atuam na transmissão e na distribuição são estabelecidos no contrato de concessão firmado com a União para a exploração do serviço público em sua área de concessão (território geográfico do qual cada uma detém o monopólio).

2.4.2. Custos da Cadeia nas Tarifas para os Consumidores

Os custos e remunerações da cadeia de fornecimento, que incidem para os consumidores finais, são compostos de:

- Produção, transmissão, distribuição, encargos, e tributos.

Há incidência de diferentes tarifas em diferentes Estados e regiões – concessionárias – e para diferentes classes de consumidores – industriais, comerciais e residenciais.

Em média nacional – todos os consumidores do país, uma composição média apurada, após a aplicação¹⁴ da MP 579/2012 e Lei 12.783/2013, indica 37,8% referentes à produção da energia, 3,3% à transmissão, e 29,5% à distribuição, totalizando 70,6% para a cadeia produtiva. Outros 29,4% são relativos a encargos (4,9%) e tributos (24,5%).

Essa relação segue ilustrada na figura 2.11:

¹⁴ O conjunto de medidas da MP 579/2012, transformada na Lei 12.783/2013, entrou em vigor em 24.01.2013. Consistiu na redução de valores das concessões de geração e de transmissão a serem renovadas; redução de valores de encargos setoriais; extinção da anterior existente Reserva Global de Reversão – RGR; redução da base de cálculo de tributos; e aporte direto do Tesouro Nacional. Teoricamente teve significado de redução média de 20,2% na tarifa final para os consumidores. Na prática, agiu unilateralmente em relação à renovação de contratos firmados; não analisou o regime desfavorável hidrológico – já então existente – o qual veio a se pronunciar obrigando maior acionamento térmico complementar, com consequente elevação de custos de produção, o que culminou em elevação de tarifas por parte de concessionárias, que diluíram os efeitos da redução teórica, e em prejuízo ao Tesouro Nacional, estimado, em agosto de 2014, na ordem de 17,9 bilhões de reais, segundo convergem estudiosos da área, cite-se Bermann (2014).

Figura 2.11 – Componentes¹⁵ da tarifa de energia elétrica.

Fonte: Elaboração própria a partir de levantamento de ANEEL (2014); CCDE (2014).

2.4.3. Paradoxo na Eficiência e na Expansão

Quando foram estabelecidas as primeiras análises científicas administrativas, no início do século XX (em 1903 Frederick Taylor – Teoria da Administração científica; e em 1906 Henri Fayol – Teoria Clássica da Administração), que na atualidade fazem parte da coleção de teorias que compõem a Teoria Geral da Administração – TGA; ainda que a ênfase de Taylor fosse às tarefas e a de Fayol fosse aos processos, em ambos, o foco era no lucro. Hoje é no cliente. Em verdade, o que mudou é que se descobriu, ao longo de um século de desenvolvimento, que para obter lucro é preciso ter o cliente.

Esse enfoque atual capitalista, de foco no cliente, é a base da gestão da cadeia logística da energia elétrica no Brasil. Ainda que o fornecimento deva representar infraestrutura, ao invés de atividade empresarial; o que ele fomenta, na ponta da cadeia, é o capitalismo. Isso ocorre

¹⁵ Os encargos e tributos são (1 e 2): (1) Encargos setoriais: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; Encargos de Serviço do Sistema – ESS; Programa de Incentivo às fontes Alternativas – PROINFA; Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D; Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos – CFURH; e Royalties de Itaipu. (2) Tributos e impostos: Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS; Programa de Integração Social – PIS; Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PASEP; Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS; Contribuição Social – CS; Contribuição para a Iluminação Pública – CIP; Imposto de Renda – IR.

não só aqui; os Estados Unidos, por exemplo, chegam a representar um *outlier* (ponto afastado da média – no caso acima) em apurações estatísticas energéticas.

Explica-se. Para balanceamento das curvas de oferta e de demanda, A EPE prospecta cenários futuros para o consumo, por exemplo EPE-PROJEÇÕES (2011), e com base nos valores obtidos projeta a expansão da capacidade de produção do sistema – exemplo a publicação EPE-PDE (2011). Os resultados dos estudos passam a balizar o planejamento e as ações do MME, por meio dos mecanismos institucionais e gestores já expostos.

A ANEEL tem desenvolvido, desde 1998, ações para busca de eficiência energética, de modo a trabalhar também a demanda máxima e o consumo. O órgão sinaliza obtenção de economias com redução de 5.597 GWh /ano (dado de 2008) no consumo de energia elétrica (ANEEL, 2008).

Perceba-se, fazendo os cálculos, que essa redução significa 1,2 % do consumo verificado em 2010 (454.100 GWh (EPE-BEN, 2011)). Seria suficiente?

Atente-se ainda, que as perdas no sistema são da ordem de 15 % (15,9% em 2012 segundo EPE-BEN (2013). Os sistemas dos EUA, com perdas de 9 % e do Japão, com perdas de 8 %, são referenciais de baixo nível de perdas. O bom resultado advém principalmente do uso de térmicas próximas dos centros de carga – menores distâncias, menores perdas por efeito-joule.

É de se entender que as medidas de eficiência energética até o presente colocadas em prática pela ANEEL, sejam insuficientes. Em verdade as perdas não ocorrem apenas por efeito joule. Há necessidade de mudança na condução da questão das perdas. Que pode ser revertida por meio da adoção de novos procedimentos. Verificar onde as perdas ocorrem (Na transmissão? Na distribuição? Na alimentação dos domicílios?), e daí definir metas de redução.

A cadeia logística merece primordial preocupação nas análises do sistema elétrico brasileiro:

- A expansão da produção é calcada basicamente na demanda de produção. Isso diminui a sustentabilidade da cadeia de fornecimento podendo até levar à exploração dos recursos. A eficiência energética até agora obtida denota ser insuficiente. Não assume representatividade frente às projeções de aumento do consumo. O maior estoque hídrico está longe dos maiores centros de consumo, e não atende sequer a massa consumidora da sua própria região.

2.4.4. Sistema de Despacho Elétrico Brasileiro - DE

O DE compreende o controle da produção de energia elétrica no país. Determina quais usinas de cada fonte devem produzir energia e por qual período, por mérito de custo, e segurança – garantia física de 95% de confiabilidade. O planejamento abrange um largo espectro de atividades, desde o planejamento plurianual até a programação diária da operação dos reservatórios. No gerenciamento é utilizada inteligência computacional (DECOMP no curto prazo, e NEWAVE no médio prazo – até cinco anos), programada com ênfase em minimizar o custo de produção. O objetivo é o chamado “Despacho econômico”, ou “Despacho ótimo”, que não compreende a internalização (SEMINÁRIO..., 2010):

- UTEs operam em regime de complementação às UHEs e com retardo no acionamento.
- De forma básica, a prioridade de despacho contabiliza o menor Custo Variável Unitário – CVU (de dada usina), frente ao Custo Marginal de Operação – CMO (do sistema).
- Visa-se capacidade de suprimento de toda a demanda do país pelo menor custo, atendendo o nível meta de estoque hídrico.

Por menor custo, entenda-se que o atual método de cálculo de custo em utilização é o econômico (critério do menor custo operacional de produção acrescido do custo de déficit). Não engloba, portanto, os custos das externalidades socioambientais incidentes.

O Custo Variável Unitário – CVU é basicamente composto pelo custo variável de combustíveis das UTEs somados a uma função atribuída às penalizações por déficits no fornecimento de energia (ANEEL, 2014).

$$CVU = C_{comb} + CO\&M \quad (5.1)$$

Onde: CVU = Custo Variável Unitário em R\$/MWh; Ccomb é a parcela vinculada ao custo do combustível destinada à geração de energia flexível em R\$/MWh, e CO&M é a parcela do CVU vinculada aos demais custos variáveis – operação e manutenção; informadas mensalmente pelo agente produtor à EPE, em R\$/MWh.

O Custo Marginal de Operação – CMO é obtido pelo Operador Nacional do Sistema elétrico – ONS com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de produção e transmissão. O modelo de precificação obtém o despacho ótimo

para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada período estudado, patamar de carga e submercado (ONS, 2014).

Por nível meta, entenda-se o resguardo do suficiente nível mínimo de água em cada reservatório, durante o período de estiagem, que permita sua plena recomposição no próximo período de chuva (Caminada, 2010).

O órgão responsável pelo gerenciamento do DE é o ONS. Conforme o exposto, ele gere o SIN com a decisão do despacho priorizando o menor custo de produção combinado ao resguardo dos níveis meta, o que resulta em as UHEs operarem em regime de base e as UTEs em regime de complementação, e todas sem inclusão de externalidades existentes.

O resultado, na prática, é insatisfatório. Tem promovido redução do armazenamento hídrico e até não atendimento dos níveis meta (ver figura 2.12). Trata-se de ponto crítico que tem sido objeto de debates entre os atores envolvidos e de reavaliações pela EPE.

Por outro lado, a decisão de despacho nem sempre é de mérito econômico. Existiram no passado recente, diversas situações nas quais, por necessidade imposta pelas térmicas a gás da Petrobrás, verteu-se água nos reservatórios.

Figura 2.12 – Nível Meta 2010.

Fonte: Caminada (2010). Notas (1 e 2): (1) Região Sudeste: 39% = Atendido. Região Nordeste: 45% = Não atendido. (2) Apesar de ser o órgão gestor, o ONS recebe interferência de instância superior, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Em 2010 o Nível Meta da região nordeste não foi atendido por decisão do CMSE.

É de se entender, pelo levantado, que o mais exequível, na alimentação do SIN, seria equalizar dois conjuntos de variáveis:

- Equilibrar a matriz de produção com maior participação de diferentes fontes, com vistas a diminuir a variação sazonal final da produção.
- Alterar a métrica de apuração dos custos, com vistas a viabilizar as alternativas.

A alteração da métrica implicaria em considerar custos ambientais associados. Cabe salientar que o meio ambiente é único. Se os custos associados não são agregados ao sistema que os produz (situação atual), eles são suportados por toda sociedade. Os lucros, entretanto, ficam restritos aos envolvidos economicamente com o sistema. Grandes participações são de grupos internacionais, e parcela significativa deixa o país via exportações com baixo valor agregado, embutida em forma de commodities.

Entende-se que a não internalização representa deficiência que resulta em consequências:

- Favorecimento aos setores eletro intensivos
- Freio ao desenvolvimento das fontes complementares
- Não alinhamento com a busca de desenvolvimento sustentável para o país.

UHEs não são similares em termos de suas: eficiências, relações de consumo de recursos renováveis e não renováveis, e emissões de GEEs. UHEs podem se apresentar piores que os de UTEs, em termos de eficiência energética, e emissão de GEEs, por unidade de energia elétrica produzida (kWh). Externalidades podem ser quantificadas, deveriam ser levantadas individualmente; e terem seus valores aplicados na montagem do custo de produção utilizado pelo ONS na operação de DE (Wittmann, 2014).

A razão da não internalização parece ser os órgãos gestores não terem definida metodologia aplicável. Duas principais internalizações cabíveis se apresentam no uso da água e nas emissões de GEEs (id, 2014).

Dada a relevância apresentada, a questão da internalização é estudada em tópico específico à frente.

2.5. Dados Consolidados de Oferta e Demanda

Os dados referentes à oferta e à demanda de energia elétrica, no país, são contabilizados pela EPE, a partir de bases de dados de outras instituições, e de complementação por pesquisa própria. São publicados, em ciclos anuais, agregados no Balanço Energético Nacional – BEN. O BEN não tem em seu escopo a eficiência nos usos finais. Os principais dados relacionados ao presente estudo são sumarizados a seguir.

2.5.1. Oferta, Demanda, Perdas Técnicas e Intensidade

Em 2013, a produção de energia elétrica foi de **570 TWh**, com oferta interna - OIEE de **609,9 TWh** (39,9 TWh importados do Paraguai – Itaipu) e consumo de **516,3 TWh**. A diferença verificada entre oferta e demanda significou perdas técnicas e comerciais de **15,3%**. A OIEE, per capita, representou **3.021 kWh / habitante**; e **272 kWh / 10³ US\$ em relação ao PIB** (EPE-BEN, 2014).

A evolução desses dados, e outros relacionados, de 1970 a 2013, é apresentada a seguir por meio da tabela 2.2 e da figura 2.13:

Tabela 2.2 – Evolução de parâmetros e indicadores de energia, de 1970 a 2013

Parâmetros	Unidade	1970	1980	1990	2000	2010	2013
Oferta Interna de Energia (OIE)	10 ⁶ tep	66,9	114,7	141,9	190,1	268,8	296,2
Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) ¹	TWh	45,7	139,2	249,4	393,2	550,4	609,9
População	10 ⁶ hab	95,7	122,2	148,1	174,7	196,4	201,9
PIB [2013] ²	10 ⁹ US\$	433,0	990,6	1.158,1	1.480,9	2.112,1	2.242,3
Indicadores	Unidade	1970	1980	1990	2000	2010	2013
PIB per capita	US\$/hab	4.525	8.106	7.820	8.477	10.754	11.106
OIE per capita	tep/hab	0,699	0,939	0,958	1,088	1,369	1,467
OIE por PIB [2013]	tep/10 ³ US\$	0,154	0,116	0,123	0,128	0,127	0,132
OIEE per capita	kWh/hab	478	1.139	1.684	2.251	2.802	3.021
OIEE por PIB [2013]	kWh/10 ³ US\$	106	141	215	266	261	272

Fonte: EPE-BEN (2014). Notas (1 e 2): (1) inclui importação e autoprodução. (2) PIB divulgado pelo IBGE convertido para US\$ pela taxa média do Banco Central (US\$ 1 = R\$ 2,1576) em 2013.

Figura 2.13 – Gráfico da acentuação da OIEE de 1970 a 2013

Fonte: EPE-BEN (2014).

2.5.2. Fontes de Produção e Participação na Matriz Elétrica

As fontes de produção, respectivas participações na matriz de produção elétrica, e capacidade instalada são apresentados a seguir por meio da tabela 2.3 e da figura 2.14:

Tabela 2.3 – Produção de energia elétrica (GWh).

Fonte	2013	2012	Δ 13 / 12
Hidrelétrica	390.992	415.342	-5,9%
Gás Natural	69.017	46.760	47,6%
Biomassa ¹	39.679	34.662	14,5%
Derivados do Petróleo ²	22.090	16.214	36,2%
Nuclear	14.640	16.038	-8,7%
Carvão Vapor	14.801	8.422	75,7%
Eólica	6.579	5.050	30,3%
Outras ³	12.241	10.010	22,3%
Geração Total	570.025	552.498	3,2%

Fonte: EPE-BEN (2014). Notas (1 a 3): (1) Inclui lenha, bagaço de cana e lixo. (2) Inclui óleo diesel e óleo combustível. (3) Inclui outras recuperações, gás de coqueria e outras secundárias.

Figura 2.14 – Matriz elétrica brasileira ano base 2013.

Fonte: EPE-BEN (2014). Notas 1; 2; 3: 1 - Inclui gás de coqueria; 2 - Inclui importação; 3 – Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações.

2.5.3. Capacidade Instalada

A tabela 2.4, a seguir, apresenta a capacidade instalada de produção, em 2013:

Tabela 2.4 – Capacidade instalada (MW).

Fonte	2013	2012	Δ 13/12
Hidrelétrica	86.018	84.294	2,0%
Térmica ¹	36.528	32.778	11,4%
Nuclear	1.990	2.007	-0,8%
Eólica ²	2.207	1.894	16,5%
Capacidade disponível	126.743	120.973	4,8%

Fonte: EPE-BEN (2014). Notas (1 e 2): (1) Inclui biomassa, gás, petróleo e carvão mineral. (2) Inclui solar.

Em agosto de 2014, a capacidade instalada atingiu **130.869.871 kW** de potência. Representada por um total de **3.348** empreendimentos¹⁶ em operação. Esses dados não incluem outros 178 empreendimentos atualmente em construção e mais 584 outorgadas (ANEEL-BIG, 2014).

Participação de Fontes Renováveis

A seguir a figura 2.15 apresenta a participação das fontes renováveis na matriz elétrica

Figura 2.15 – Participação das fontes renováveis na matriz elétrica em 2013

Fonte: EPE-BEN (2014).

Não Linearidade de Perdas por Efeito Joule

Nos últimos dois anos (2013 e 2012) houve decréscimo da oferta de energia hidráulica em relação aos anos anteriores.

Devido às condições hidrológicas desfavoráveis no período. Analisando o triênio (2013; 2012; e 2011), a tabela 2.5, a seguir, apresenta a relação com as perdas totais ocorridas no sistema elétrico.

¹⁶ A relação completa e individualizada dos empreendimentos; listando classificação, potência outorgada (MW), garantia física (MW médio), destino da energia, proprietário e município; compõe 14 páginas. Ela existe disponível para acesso público no Banco de Dados da ANEEL: < www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15 >.

Tabela 2.5 – Percentuais de variação da participação hídrica e das perdas ocorridas no SEB.

Anos base	Variação da oferta hídrica	Variação das perdas totais no SEB
2013 em relação a 2012	Decréscimo de 5,4%	Decréscimo de 0,6%
2012 em relação a 2011	Decréscimo de 1,9%	Acréscimo de 0,5%

Fonte: EPE-BEN (2012; 2013; 2014). Nota: As perdas foram: 15,3% em 2013; 15,9% em 2012; e 15,4% em 2011.

Observa-se, na tabela 2.5, que não houve linearidade – teoricamente esperada em função das perdas por efeito joule representado pelas longas extensões de transmissão da energia das UHE. O que significa que outros fatores interagem com maior representatividade nas perdas.

Pode-se entender que estes outros fatores sejam advindos de deficiências de manutenção, a exemplo de fugas em isoladores. Cabe, como já citado, identificar a origem das perdas e estabelecer um plano de reversão com metas de redução.

2.5.4. Emissões de GEEs

As emissões de GEEs do SEB são apontadas pelo EPE-BEN (2014) em apenas **115 kg** de CO₂ para produzir cada **1 MWh**, índice apontado como favorável ao se estabelecer comparações internacionais, a exemplo dos setores elétricos dos EUA e da China, respectivamente, 9 e 14 vezes mais.

Contudo, há de se atentar que a EPE não apura as emissões. Ela utiliza a base de dados da International Energy Agency – IEA. E até onde se pesquisou, a IEA não contabiliza as emissões de carbono equivalente – CE, produzidas por alagamentos de UHEs. Assim, é de se entender que se as emissões das UHEs estivessem contabilizadas, os valores resultantes no SEB seriam expressivamente maiores.

2.5.5. Fluxos de Oferta e Demanda

Os fluxos logísticos, da cadeia de fornecimento de energia elétrica, ocorridos em 2013, são representados, a seguir, por meio da figura 2.16. Acima da reta horizontal visualiza-se a oferta, por fontes, e abaixo a demanda, por setores:

Figura 2.16 – Fluxos da cadeia de fornecimento de energia elétrica em 2013.

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE-BEN (2014). Nota: Valores em TWh.

2.5.5.1. Setor Industrial

A relação de uso, entre energia elétrica, e outras fontes de energia, pelo setor industrial – o de maior participação de consumo na cadeia, é apresentada, a seguir, por meio da figura 2.17:

Figura 2.17 – Relação de uso, entre energia elétrica, e outras fontes, no setor industrial

Fonte: EPE-BEN (2014).

No ano 2000, a exportação da indústria de base – extração e transformação inclusa agropecuária, somou 41%, contra 59% de produtos manufaturados. A participação dos manufaturados decaiu ao longo do tempo. Em 2012, os manufaturados representaram apenas 37,4% (FUNCEX, 2014). Exportar commodities não é necessariamente ruim; mas depender, cada vez mais de commodities, apresenta impactos negativos:

- Em termos de economia, significa menor valor agregado, o que representa menos empregos, menos arrecadação para o Tesouro – impostos, e menos benefício para a cadeia produtiva.
- Em termos de energia, significa exportar, embutidos, os recursos naturais do país, que foram consumidos principalmente durante os processos industriais de eletrotermia, representando perdas ao meio ambiente associadas e as econômicas elencadas acima.
- Tanto em termos de economia como de energia, beneficiam-se mais as sociedades estrangeiras, do que a brasileira, o que a nós significa perda social.

Dessa exposição, é de se extrair, portanto, que a indústria eletro intensiva, de extração e transformação, não implica, necessariamente, em aspecto positivo para a busca de sustentabilidade da sociedade brasileira, quer do prisma econômico, como social e ambiental.

Passa-se, a seguir, aos planos governamentais de expansão do sistema.

3. OS PLANOS GOVERNAMENTAIS DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Este capítulo visa analisar os planos, estudos e perspectivas governamentais, de expansão da produção de energia elétrica no país. É feita uma síntese analítica dividida em quatro cenários de tempo (1 a 4): 1) a expansão presente; e as projeções: 2) até 2022; 3) até 2030; e 4) até 2050.

3.1. Visão Geral da Expansão Presente

A capacidade de produção de energia elétrica no Brasil se apresenta em contínua elevação, em tese, voltada ao equilíbrio entre as projeções de crescimento econômico do país e a necessária expansão da oferta. Conforme já exposto, a expansão é calcada em leilões de fornecimento, realizados pelo MME, com prazos de construção de empreendimentos de um a cinco anos, respectivamente: A-1 priorizando aumento de capacidade em empreendimentos existentes; A-3 priorizando UTEs; e A-5 priorizando UHEs. Há ainda leilões de ajuste e de reserva.

Além dos 3.348 empreendimentos em operação, que totalizam 130.869.871 kW de potência instalada (em agosto de 2014), o país tem prevista, para os próximos anos, adição de **36.400.141** kW de potência, proveniente de **178** empreendimentos atualmente em construção e mais **584** outorgadas (ANEEL-BIG, 2014). Esses dados, de expansão do parque produtor, representam o que já foi firmado por meio dos leilões já ocorridos. Significa o que está destinado a acontecer nos próximos anos – até 2015 a expansão está praticamente definida pelos leilões já efetuados, e até 2018 está parcialmente definida.

Existem ainda planos e estudos de expansão, para horizonte mais longo, em patamares até 2050. A EPE é o órgão responsável pelos estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento energético do MME. O planejamento segue normas do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Desde 2006 a EPE elabora Planos Decenais de Expansão de Energia – PDEs. Até a conclusão desta tese, o mais recente era o de 2022. Há estudos até 2030 (Plano Nacional de Energia – PNE – 2030), e conjecturas até por volta de 2050 (Plano Nacional de Energia – PNE – 2050).

Até 2015. Em razão da desestruturação do sistema elétrico – em termos de garantia física por falta de chuvas e de investimentos, ocorrida em 2001, e que representou a crise de fornecimento verificada em 2001 e 2002, além de sucessivos atrasos subsequentes de investimentos até por volta de 2005, a EPE utilizou a estratégia de, a partir de então, inicialmente ampliar a participação da potência térmica, com isso buscando estruturação de garantia física. Assim, até 2015, a participação térmica na matriz elétrica foi planejada com aumento de **21%** (em 2005) para **26%** (em 2015), via leilões firmados entre 2005 a 2013 (EPE-PDE, 2013). Analistas convergem em que se essa estruturação de garantia física não tivesse sido buscada, o regime hídrico desfavorável, novamente ocorrido, entre 2012 e 2014, teria implicado em racionamento. Contudo, para equilibrar os níveis meta nestes anos recentes, os custos de produção, calcados no aumento da produção térmica – mais cara – produziu impactos nos custos da cadeia produtiva, culminando nos já citados, aumentos de tarifas por concessionárias, e prejuízos ao Tesouro. Estes fatos significam que (1 e 2): 1) na expansão hídrica, o país necessita de incremento de potência disponível (MW médio) mais que de potência instalada (MW); e 2) diferentes combinações deveriam ser buscadas na expansão das demais fontes.

3.2. Expansão Planejada no Horizonte até 2022

Incremento de carga. O PDE 2022 tem em seu escopo incremento médio da carga de energia elétrica no SIN (já incorporados os ganhos de eficiência energética e desconsiderando-se a parcela da autoprodução) em valor de **3.060 MW médios a.a.**, no período 2013-2022, o que significa uma taxa média e expansão de **4,2% a.a.** no período.

Custos. Os parâmetros de custo determinados pelo CNPE são representados por custo marginal de expansão – CME igual ao custo marginal de operação – CMO, fixado como referência para o PDE 2022 em **R\$ 108,00 / MWh**; com risco máximo de déficit de 5% (em cada subsistema do SIN) com custo fixado em R\$ 3.100,00 MWh; e taxa de desconto de 8% a.a. O montante de investimentos previstos no PDE 22 é da ordem **R\$ 200 bilhões**, dos quais R\$ 122 bilhões referentes, em 2013, a empreendimentos ainda não contratados ou autorizados, sendo 61% em UHEs; 38% no conjunto de outras fontes renováveis (PCH + biomassa + eólica) e 1% em UHEs.

Cenário econômico de referência. A EPE projeta para a economia mundial, no cenário de 2013 a 2022, perspectiva de retomada de crescimento. Onde os países emergentes seriam os mais impactantes. E onde o Brasil estaria crescendo a uma taxa média entre **4,5% a.a.** e **5% a.a.**, enquanto o mundo cresceria por volta de 4% a.a.

Intensidade de energia elétrica. A relação considerada pela EPE para 2022 é de consumo de 785,1 TWh; e PIB de R\$ 6.314 bilhões [de 2010], o que representa **0,124 kWh / R\$ [2010]**.

Fontes de produção. Para o atendimento das variáveis acima expostas, o PDE 2022 tem planejada a expansão da produção que é apresentada por meio da tabela 3.1 a seguir:

Tabela 3.1 – Evolução da capacidade instalada, por fonte de produção, de 2012 a 2022.

FONTE	2012 ^(a)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
MW											
RENOVÁVEIS	100.155	107.397	112.212	118.930	124.278	129.582	136.377	140.022	144.687	149.682	157.150
HIDRO ^(d)	78.633	82.576	84.574	88.709	92.560	96.445	101.357	103.074	105.805	108.531	114.088
IMPORTAÇÃO ^(b)	6.200	6.120	6.032	5.935	5.829	5.712	5.583	5.441	5.285	5.114	4.925
OUTRAS	15.322	18.701	21.606	24.206	25.889	27.425	29.437	31.507	33.597	36.037	38.137
PCH	4.899	5.330	5.473	5.537	5.537	5.690	5.955	6.165	6.445	6.705	6.905
EÓLICA	1.805	3.898	6.561	9.097	10.780	12.063	13.063	14.063	15.063	16.263	17.463
BIOMASSA	8.618	9.473	9.572	9.572	9.572	9.672	10.419	11.279	12.089	13.069	13.769
NÃO RENOVÁVEIS	19.380	22.055	22.905	22.998	22.998	22.998	24.903	25.103	25.503	25.903	25.903
URÂNIO	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
GÁS NATURAL	9.942	11.218	12.218	12.218	12.218	12.565	13.065	13.265	13.665	14.065	14.065
CARVÃO	2.125	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(c)	3.195	3.512	3.362	3.563	3.563	3.563	3.563	3.563	3.563	3.563	3.563
ÓLEO DIESEL	1.424	1.426	1.426	1.318	1.318	971	971	971	971	971	971
GÁS DE PROCESSO	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
TOTAL	119.535	129.452	135.117	141.928	147.276	152.580	161.280	165.125	170.190	175.585	183.053
Participação Relativa (%)											
RENOVÁVEIS	83,8%	82,9%	83,0%	83,8%	84,4%	85,0%	84,6%	84,8%	85,0%	85,2%	85,8%
HIDRO	71,0%	68,5%	67,0%	66,7%	66,8%	67,0%	66,3%	65,7%	65,3%	64,7%	65,0%
OUTRAS	12,8%	14,4%	16,0%	17,1%	17,6%	18,0%	18,3%	19,1%	19,7%	20,5%	20,8%
NÃO RENOVÁVEIS	16,2%	17,1%	17,0%	16,2%	15,6%	15,0%	15,4%	15,2%	15,0%	14,8%	14,2%
URÂNIO	1,7%	1,6%	1,5%	1,4%	1,3%	1,3%	2,1%	2,1%	2,0%	1,9%	1,9%
OUTRAS	14,5%	15,5%	15,5%	14,8%	14,3%	13,7%	13,3%	13,1%	13,0%	12,8%	12,3%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: EPE-PDE-2022 (2013).

Da tabela 3.1 podem-se extrair os percentuais de expansão da capacidade instalada por fonte, que são, por ordem de crescimento: 1) eólica = 867,5%; 2) outras renováveis = 148,9%; 3) biomassa = 59,8%; 4) PCHs = 40,95%; UHEs = 40,29%; e UTEs (inclusas UTNs) = 33,66%.

Evolução do consumo por classe. De 2013 a 2022, a taxa média projetada de crescimento do consumo na rede é de 4,1% a.a., atingindo 672 TWh em 2022. A projeção de consumo de energia elétrica na rede (excluindo autoprodução), por classe de consumo, é apresentada a seguir por meio da tabela 3.2:

Tabela 3.2 – Consumo na rede, por classe, de 2013 a 2022.

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
	GWh				
2013	121.890	190.914	83.230	70.527	466.561
2017	145.528	219.556	104.387	81.335	550.806
2022	178.659	257.397	138.979	96.974	672.008
Período	Variação (% a.a.)				
2013-2017	4,5	3,6	5,8	3,7	4,2
2018-2022	4,2	3,2	5,9	3,6	4,1
2013-2022	4,3	3,4	5,8	3,6	4,1

Fonte: EPE-PDE-2022 (2013).

Observa-se na tabela 3.2, que a classe comercial apresenta maior expansão, seguida pela classe residencial. A indústria reduz a sua participação, com taxa de crescimento inferior à média

Auto produção. A principal razão pela projeção de menor participação do segmento industrial é estimada pela EPE por atendimento da expansão, do setor, por crescimento da autoprodução. Esse aumento da autoprodução é estimado pela EPE em 8,8% ao ano, atingindo 113 TWh em 2022.

Ganhos de eficiência. A parcela de conservação de energia, projetada no PDE 2022, inclui a autoprodução, e apresenta somente percentuais finais, sem discriminar a forma como eles são obtidos. Esses percentuais são projetados partindo de 0,6% em 2013, e atingindo 5,8% em 2022.

Evolução do consumo por subsistema. A projeção do consumo, por subsistema, é apresentada a seguir por meio da tabela 3.3:

Tabela 3.3 – Projeção de consumo no SIN, por subsistema, de 2013 a 2022.

Ano	Subsistema				SIN	Sistemas Isolados	Brasil
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul			
	GWh						
2013	33.576	66.664	280.626	80.411	461.276	5.284	466.561
2017	44.498	79.904	330.850	93.545	548.797	2.009	550.806
2022	53.819	100.115	402.373	113.156	669.463	2.545	672.008
Período	Variação (% a.a.)						
2013-2017	8,6	4,6	4,2	3,8	4,5	-23,7	4,2
2018-2022	3,9	4,6	4,0	3,9	4,1	4,8	4,1
2013-2022	6,2	4,6	4,1	3,8	4,3	-10,6	4,1

Fonte: EPE-PDE-2022 (2013).

Observa-se na tabela 3.3 que o maior crescimento é projetado para o subsistema norte; e o menor, no sub sistema sudeste e centro-oeste.

3.3. Expansão em Estudo até 2030

Os estudos referentes ao horizonte de 2030 foram efetuados em 2006 e 2007, tendo como base o histórico até o ano de 2005, e publicados pela EPE, em 2007, reunidos no relatório Plano Nacional de Energia – PNE – 2030 (EPE-PNE, 2007).

Crescimento populacional. Foi projetado em média de 1,1% a.a. para o período de 2010 a 2020; e de 0,8% a.a. no período de 2020 a 2030; vindo a representar contingente de 239 milhões de habitantes em 2030.

PIB e renda per capita. PIB estimado em atingir, em 2030, US\$ 2.133,2 [2005]. Renda per capita estimada em atingir, em 2030, US\$ 8925 [2005] / habitante.

Consumo. Estimado em situar-se, em 2030, entre 950 e 1.250 TWh / ano; o valor mais provável é considerado 1.139 TWh / ano. O PNE 2030 estima que 9,4% dessa demanda serão atendidos por conservação de energia – ganhos de eficiência de 107 TWh e outros 8,6% por autoprodução. De 98 TWh. Restando demanda, na rede, de 934 TWh para o ano base 2030.

Capacidade Instalada. O PNE 2030 prevê atingir, em 2030, a capacidade instalada de 216.519 MW, acrescida da importação de 8.400 MW, totalizando 224.919 MW, contra o total de 97.456 MW existentes em 2005, registrando um crescimento de 130,79% no período. Esses dados são apresentados na tabela 3.4, com distinção de fontes e percentuais de crescimento:

Tabela 3.4 – Capacidade instalada de produção de energia elétrica em 2030.

Fonte	R / N	Capacidade Instalada em 2005 (MW)	Capacidade Instalada em 2030 (MW)	Acréscimo de 2005 a 2030 (%)
UHEs	R	68.600	156.300	127,8
UTES (gás, carvão e óleo)	N	17.600	32.550	84,9
PCHs	R	769	7.769	910,3
UTNs	N	2002	7.347	267
Biomassa da cana	R	56	6.571	11.644
EOLs	R	29	4.682	16.045
Resíduos urbanos	R	0	1.300	Total
Sub total	-	89.056	216.519	-
Importação	R	8.400	8.400	0
Total	-	97.456	224.919	130,8

Fonte: Elaboração a partir de EPE-PNE (2007). Nota: R = renovável; N = Não renovável.

Consumo por classe e subsistema. As tabelas 3.5 e 3.6, a seguir, apresentam respectivamente as projeções de consumo por classe de consumidor, e por subsistema de transmissão:

Tabela 3.5 – Projeção de consumo de energia elétrica, por classe, em 2030 (TWh).

	2005	2010	2020	2030	Δ% AO ANO 2005–2030
Residencial	83,2	105,2	169,1	283,3	5,0
Industrial	145,1	197,1	272,6	357,7	3,7
Comercial e público	86,2	107,3	159,6	267,3	4,6
Outros ¹	16,9	19,0	26,1	38,3	3,3
Subtotal	331,4	428,6	627,4	946,6	4,3
Setor energético	13,5	20,2	28,3	41,6	4,6
TOTAL	344,9	448,8	655,7	988,2	4,3

Fonte: EPE-PNE (2007).

Observa-se na tabela 3.5 que no período até 2030, é projetado crescimento da classes residencial e comercial, acima da média; e da classe industrial, abaixo da média, tendência esta também presente no PDE 2022.

Tabela 3.6 – Projeção de consumo de energia elétrica no SIN em 2030 (TWh).

	2005	2010	2020	2030	Δ% AO ANO 2005–2030
Norte ¹	30,1	40,4	73,8	143,0	6,4
Nordeste	47,6	63,6	95,2	148,8	4,7
Sudeste/Centro-Oeste	209,5	269,6	377,7	536,9	3,8
Sul	57,7	75,2	109,1	159,4	4,2
TOTAL	344,9	448,8	655,7	988,2	4,3

Fonte: EPE-PNE (2007).

Observa-se na tabela 3.6 que no período até 2030 ocorre a mesma tendência presente no PDE 2022, de maior crescimento de carga no subsistema norte, e de menor no subsistema sudeste e centro-oeste.

Investimentos. Os investimentos previstos para a expansão até 2030 foram estimados pelo PNE 2030 na ordem de US\$ 286 bilhões [2005]. Esta soma é percentualmente representada por: 59% para a produção da energia elétrica; 24% para a transmissão; e 17% para a distribuição. Com relação às diferentes fontes, os custos referenciais dos empreendimentos, adotados pelo PNE 2030, são apresentados por meio da tabela 3.7 a seguir:

Tabela 3.7 – Custos, de investimento, referenciais na implantação, até 2030.

FONTE DE GERAÇÃO	US\$/kW
Hidrelétrica ¹	1.330
Potencial até 60.900 MW ²	1.100
Potencial entre 60.900 e 70.900 MW	1.450
Potencial entre 70.900 e 80.900 MW	1.800
Potencial acima de 80.900 MW	2.500
PCH	1.200
Cogeração a partir da biomassa da cana	900
Centrais eólicas	1.200
Resíduos sólidos urbanos	1.250
Centrais nucleares	2.200
Térmicas a carvão mineral	1.600
Térmicas a gás natural	750
Outras usinas ³	500

Fonte: EPE-PDE (2007). Nota: US\$ [2005].

Observa-se, na tabela 3.7, que as projeções dos custos de implantação, por kW, de UHEs aumentam em função do aumento de suas potências, chegando a ultrapassar, em mesmo critério, o custo das UTNs.

3.4. Expectativas de Expansão até 2050

Desde 2010, a EPE vem estudando a montagem de um planejamento energético integrado para o país, de mais longo prazo, com horizonte até 2050. O Plano Nacional de Energia – PNE – 2050. Até agosto de 2014, quando da edição deste presente estudo, houve a publicação de duas Notas Técnicas: Cenário Econômico (EPE-CE, 2014), e da Demanda de Energia (EPE-DE, 2014); dois primeiros documentos, do conjunto de cinco, que irão compor o PNE 2050 em definitivo.

Demanda de energia. O EPE-DE (2014) projeta até 2050, que a demanda total por energia, no país, irá dobrar, passando dos 267 milhões de toneladas equivalentes de petróleo – TEPs, em 2013, para 605 milhões de TEPs, em 2050. No caso da energia elétrica, é projetado que a demanda irá triplicar, atingindo 1.624 TWh em 2050.

Petróleo. O preço do petróleo tipo Brent¹ é projetado em reta de estabilidade, estimado em situar-se em US\$ 97.30 [2013] / barril, em 2050 (EPE-CE, 2014).

População e PIB. No EPE-CE (2014) são utilizados, como crescimento do PIB, índices da IEA, nos quais, até 2035, o Brasil estaria crescendo 3,6% a.a., e o mundo 3,5% a.a. A população brasileira estaria crescendo até por volta de 2040, quando atingiria então, cerca de 230 milhões de habitantes, passando a partir daí, a uma curva ligeiramente decrescente. É esperado que a concentração habitacional prossiga na região sudeste. No EPE-DE (2014) é projetado que o padrão de consumo de energia elétrica, per capita, se elevará a valor próximo ao da União Europeia, atualmente em torno de 7 MWh / habitante / ano. A projeção é de que o crescimento da demanda por energia ocorrerá em progressão inferior ao crescimento do PIB, por meio de esperado aumento de eficiência no uso da energia. A tabela 3.8 apresenta as relações de intensidade e elasticidade resultantes:

Tabela 3.8 – Elasticidade-renda e intensidade do consumo de energia elétrica até 2050.

Ano	Consumo (TWh)	PIB (10 ⁹ R\$ 2010)	Intensidade (kWh/R\$ 2010)
2013	513	4.012	0,128
2020	685	5.229	0,131
2030	965	7.815	0,123
2040	1.285	11.025	0,117
2050	1.624	14.816	0,110
Período	Consumo (% a.a.)	PIB (% a.a.)	Elasticidade
2013-2020	4,2	3,9	1,09
2020-2030	3,5	4,1	0,85
2030-2040	2,9	3,5	0,83
2040-2050	2,4	3,0	0,79
2013-2050	3,2	3,6	0,88

Fonte: EPE-DE (2014).

Consumo por classes. É projetado como resultante em 2050 em: Industrial 37,5% (decai dos 46% em 2013); Comercial 26,6% (a classe que mais ganha participação); Residencial 21,4% (decai dos 24% em 2013); e Outros 14,6%.

Autoprodução. É projetada com crescimento a uma taxa média de 2,6% a.a., no período 2013-2050, enquanto o consumo na rede – demanda, atendida pelo SIN projeta crescimento de 3,2% a.a. A relação é ilustrada por meio da figura 3.1 a seguir:

¹ Brent refere-se a uma classificação de petróleo cru que serve de referência para a comercialização de petróleo em todo o mundo.

Figura 3.1 – Autoprodução e consumo na rede até 2050.

Fonte: EPE-DE (2014). Nota: O valor apontado de autoprodução, em 2050 ($1.624 - 1.495 = 129$ TWh), representa cerca de 8% da carga total estimada para o SIN (1.624 TWh) nesse mesmo ano. Enquanto a autoprodução é projetada com crescimento médio, já citado, de 2,8% a.a., no período; o crescimento do consumo de energia elétrica dos setores eletro intensivos projeta, no mesmo período, crescimento de 1,9% a.a. O montante de autoprodução em 2050, caso esse consumo fosse atendido pelo SIN, equivaleria a uma carga da ordem de 17 GW médio, o que representa quase o dobro da garantia física da usina hidroelétrica de Itaipu.

Ganhos de eficiência. A relação entre eficiência elétrica e consumo de energia elétrica, é projetada em 18,3% em 2050. Essa relação é apresentada a seguir por meio da tabela 3.9:

Tabela 3.9 – Consumo de energia elétrica e eficiência elétrica até 2050.

Consumo (GWh) ¹	2020	2030	2040	2050
Consumo potencial sem conservação	722.043	1.069.742	1.494.799	1.987.116
Energia conservada	36.824	104.696	210.229	363.568
Energia conservada (%)	5,1%	9,8%	14,1%	18,3%
Consumo final, considerando conservação	685.219	965.046	1.284.570	1.623.548
Energia conservada por setor				
Setor Industrial ¹	15.121	45.671	93.738	159.968
Setor transporte	210	712	1.543	2.627
Setor serviços	7.213	26.095	59.278	112.781
Setor residencial	13.726	30.697	53.119	83.976
Setor Agropecuário	554	1.521	2.551	4.216

Fonte: EPE-DE (2014). Notas (1 e 2): (1) Setor industrial inclui setor energético. (2) Iniciativas citadas para os ganhos projetados: Programa Brasileiro de Etiquetagem – PBE; Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL; Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural – CONPET; Programa de apoio a Projetos de Eficiência Energética – PROESCO; Lei nº 10.295/2001 e Decreto nº 4.059/2001 (que determinam a instituição de níveis máximos de consumo específico de energia, ou mínimos de eficiência energética, de máquinas e aparelhos consumidores de energia fabricados e comercializados no país); Portaria Interministerial MME/MCTI e MDIC, nº 1.007/2010 (política de banimento gradativo das lâmpadas incandescentes por faixa de potência). Outros programas locais e iniciativas voluntárias.

Comparação do, em estudo para o PNE 2050, com o PNE 2030. Comparadas ambas projeções, em cenário de 2020, a projeção de consumo de energia elétrica do PNE 2050 resulta menor em 37 TWh (redução de cerca de 5%). Em cenário de 2030, o PNE 2050 resulta menor em 121 TWh (redução de cerca de 11%). A figura 3.2 ilustra a comparação.

Figura 3.2 – Comparativo de dados de consumo entre o PNE 2050 e o PNE 2030.

Fonte: EPE-DE (2014).

3.5. A Discutível Metodologia dos Planos Governamentais

Entende-se que o PNE 2030, e o PNE 2050 atualmente em fase de elaboração, constituam instrumentos fundamentais para o planejamento de longo prazo do setor energético do país, pois apresentam tendências e balizam as alternativas de expansão, que são anualmente atualizadas e detalhadas por meio dos PDEs.

Todavia, a abordagem adotada pela EPE e pelo MME na elaboração dos PNEs e dos PDEs, é centrada em expandir a oferta para garantir atendimento ao crescimento da demanda futura, minimizando os custos econômicos desta expansão. No que tange à energia elétrica, permanece desprezada a necessidade do uso eficiente e racional dos recursos. Permanece também desprezada a necessidade de preparar-se para um futuro onde serão substancialmente maiores as incertezas referentes à disponibilidade dos recursos fósseis e às consequências de suas combustões. A internalização dos efeitos negativos ambientais e sociais sequer é considerada nos estudos. Uma vez fixadas nos planos, estas tendências e balizamentos **retroalimentam** o que segue sendo consumado nas ações do dia a dia, mecanismo vicioso que cabe ser eliminado.

Identifica-se como ponto central desse procedimento, o método *top-down* (de cima para baixo) com que os planos são elaborados. A expansão é direcionada pelas metas de crescimento da economia, não pelo planejamento integrado dos recursos, que deveria ser considerado. E como já citado, o método retroalimenta as escolhas da expansão, não promovendo estímulo de aceleração às fontes de produção elétrica que, em valor presente, tenham seus custos de produção concorrencialmente desfavorecidos, caso das fontes biomassa e solar, renováveis, com menores pressões sócio ambientais, e com imenso potencial natural disponível. Em termos de custos, em valor futuro perde-se a economia de escala advinda da taxa de progresso passível de ser obtida da curva de aprendizado dessas fontes. Por outro lado, a expansão preconizada pelos planos governamentais aumenta a incerteza com relação aos custos futuros esperados para as fontes fósseis. E para as UHEs, promove custos futuros cada vez maiores, considerando a distância crescente dos centros de carga, conforme os dados do EPE-PDE (2013).

Considerar que é um sucesso ter-se obtido uma matriz de produção elétrica, com **79,3%** de participação de renováveis (vide figuras 2.14 e 2.16 no capítulo 2) em 2013, representa um **grave equívoco**. Porque 70,6% da participação total é formada por fonte hídrica, cujas pressões sócio ambientais e limitações de disponibilidade serão **maiores** do tempo presente para o tempo futuro, e cujas energias afluentes são **incertas** no tempo presente.

As tendências devem ser reavaliadas. Com planejamento de ações efetivas para promover eficiência na obtenção e no uso da energia elétrica, e maior utilização de fontes renováveis não tradicionais. O planejamento integrado dos recursos disponíveis deve ser utilizado de forma *bottom-up* (de baixo para cima), na elaboração dos planos de expansão. **Método oposto ao atualmente utilizado.** Entende-se que daí estar-se-iam sendo obtidos melhores resultados futuros, em termos de qualidade de vida para a sociedade, e em termos de busca de sustentabilidade para o país.

A seguir passa-se à prospecção de um futuro mais sustentável, elegendo-se o cenário de 2050.

4. CONSTRUÇÃO DE UM CENÁRIO MAIS SUSTENTÁVEL PARA 2050

Este capítulo visa prospectar, para o cenário futuro, uma matriz elétrica mais sustentável, baseada na expansão das fontes renováveis de transformação de energia.

De encontro à visão cosmológica de não equilíbrio estacionário da biosfera – a qual está disponibilizada no apêndice A, a diretriz que a seguir se traça, para prospecção de um cenário futuro mais sustentável, em horizonte 2050, é a verificação da possibilidade de não expansão das fontes térmicas a partir de reservas fósseis. Visam-se menores participações de consumos de fósseis e de emissões de GEEs.

O método consiste em (1 a 4):

- (1) Acelerar a participação das fontes renováveis - R.
- (2) Obter eficiência por melhoria da relação entre energia útil e energia total do sistema elétrico;
- 3) Reduzir perdas técnicas;
- (4) Evitar emissões de GEEs.
- (5) Descentralizar a oferta, a partir de autoprodução, coprodução e geração distribuída.

Para a construção do cenário 2050, em primeiro lugar é estudada a projeção do volume de produção, para com ela estudarem-se as formas de obtenção.

E, previamente, para direcionar o encaminhamento desse binômio (oferta / demanda) faz-se uso de uma árvore de decisões¹ (figura 4.1):

¹ Método utilizado em gestão para visualização gráfica de causas e consequências quando de processos de tomada de decisão. Referências e detalhes podem ser encontrados em “Análise Categórica, Árvore de Decisão e Análise de Conteúdo” (GAGEIRO; PESTANA, 2009).

Figura 4.1 – Árvore de decisões utilizada no gerenciamento da demanda e da oferta.

Fonte: elaboração própria.

4.1. Prospecção da Necessidade de Oferta de Energia Elétrica em 2050

Para fixação do valor da necessidade de oferta de energia elétrica, em 2050, os dados referentes são apurados na forma de um balanço de carga. Inicia-se apresentando, a seguir, a origem e a discussão dos dados que compõem o balanço (1 a 7), e em seguida a tabulação obtida (tabela 4.1).

(1) **População.** Dados da projeção da população do Brasil, do IBGE, revistos em 2013, apontam **226,35 milhões** de habitantes em 2050 (IBGE, 2014). Dados anteriores do IBGE, disponibilizados em 2010, estimavam número menor: 215,3 milhões. Em ambas disponibilizações, a tendência apresentada é de uma curva com diminuição de crescimento, estabilização entre 2040 a 2042, e decrescimento a partir de então. Mesma estimativa de valor (226,3 milhões) é utilizada pela EPE (EPE-CE, 2014) em sua projeção, também baseada no IBGE.

(2) **Intensidade elétrica per capita - IEE.** Dados do EPE-DE (2014), baseados em estimativas de desenvolvimento social, econômico e tecnológico do país, tendências de alteração de uso de tipos de energia, e ponderação da participação setorial da economia, elegem **7,182 MWh / habitante / ano**. Para efeito de visualização da evolução, a IEE per capita foi, segundo a EPE, em 1970 de 478 kWh / habitante / ano; e a figura 4.2, a seguir, ilustra a estimativa de crescimento, do presente a 2050, onde são estimados 7,182 MWh / habitante / ano.

Figura 4.2 - Evolução estimada do consumo per capita de energia elétrica.

Fonte: EPE-DE (2014).

Para efeito comparativo, na projeção da figura 4.2, o Brasil se situa atualmente no mesmo patamar que Argentina e México; evoluindo em 2050, para o mesmo patamar em que, atualmente, situa-se a Alemanha, segundo dados da EPE-DE (2014), baseados na IEA (2013).

(3) **Demanda resultante** = (1) x (2). Historicamente, a EPE considera a demanda resultante em função da evolução do PIB, acrescida de margem de segurança. Entende-se que esta consideração já se mostra frustrada frente aos dados consolidados em 2013 e as perspectivas de 2014 e 2015. Há ainda as incertezas (1 e 2): 1) quanto à política econômica a ser aplicada, pelo novo governo a partir de 2015, e 2) quanto à influência, na economia interna, da evolução das economias internacionais. A evolução da IEE, per capita, se mostra mais plausível de ser aplicada em razão do atual estágio de desenvolvimento da sociedade brasileira, frente à diminuição da pobreza, esperada, fatores já estudados nos capítulos 3 e 4. Um outro específico fator de peso é a esperada inserção em larga escala de veículos elétricos – VEs (WITTMANN, 2013).

(4) **Oferta mínima necessária** = (3). Relação de igualdade que significa o ponto de cruzamento das curvas de oferta e de demanda – o balanço, ou seja, diferença igual a zero.

(5) **Perdas técnicas**. Dados do EPE-DE (2014), baseados em estimativas de redução de perdas por melhorias operacionais apontam 13,7%. A título comparativo, as perdas técnicas consolidadas em 2012 pelo EPE-BEN (2013) foram de 15,9%; e em 2013 pelo EPE-BEN (2014) foram de 15,3%. O que indica estimativa, por parte da EPE, com avanço pouco significativo, para o longo período de hoje a 2050 (redução de 15,3% para 13,7% em 37 anos), e ainda distantes de médias atuais internacionais consideradas eficientes, em torno de 8%. Por outro lado, a expansão a ser aqui prospectada busca promover descentralização da produção, o

que torna os centros de carga mais próximos da produção, ou seja, menores perdas no percurso da transmissão/distribuição. Daí, adota-se, aqui, valor estimado como mais realista, na ordem de **10%** da oferta.

(6) **Ganhos de eficiência.** Os ganhos com obtenção de eficiência representam, em termos práticos, um componente a mais na matriz de produção. Significa produzir “mais com menos²” e conforme Teske et al (2010), torna-se mais barato investir em eficiência energética do que em mais geração de energia. Dados da EPE-DE (2014), baseados em avanços tecnológicos esperados, ponderada a participação setorial da economia, projetam os ganhos com eficiência em 18,3% da demanda para 2050. Este percentual (18,3%) significa frente à demanda projetada pela EPE-DE (2014) (1.624 TWh / ano), o valor de 297,19 TWh / ano. Dados de Teske et al (2010) indicam um potencial, substancialmente maior, de 415 TWh / ano, a ser obtido com implantação de medidas de otimização da produção de energia elétrica e de seus usos finais. Em função do exposto, elege-se, aqui, um valor mais otimista que o da EPE-DE (2014), estimando-o, com zelo de não incorrer em excesso, na ordem de **20%**.

(7) **Autoprodução.** Dados do EPE-DE (2014), baseados na estimativa de tendência do setor industrial e ponderação de sua participação setorial na economia, apontam, para 2050, autoprodução de 8% da oferta. Em 2012 e em 2013, a autoprodução representou na ordem de 14% da geração total (78,0 TWh contra 552,5 TWh em 2012, conforme o EPE-BEN (2103); e 86,2 TWh contra 609,9 TWh, conforme o EPE-BEN (2014). Considerando que a expansão a ser aqui prospectada busca promover descentralização da produção, ao invés da projeção da EPE-DE (2014), de 8%, adota-se aqui, valor mais realista, na ordem de **10%**.

A seguir a tabela 4.1 apresenta o balanço prospectado:

² Mais com menos. Produzir menos, para obter mais resultados, representa princípio preconizado por Ricardo Abramovay em sua obra “Muito além da Economia Verde” (ABRAMOVAY, 2012), na qual o autor instiga um capitalismo capaz de levar o planeta em conta, separando o que atinge crescimento do que atinge desenvolvimento.

Tabela 4.1 – Balanço de carga prospectado para o cenário de 2050.

#	Dados fixados	Valor	Unidade	Referência
No lado da demanda				
1	População	2,2635	x 10 ⁷ habitante	IBGE (2014)
2	Intensidade	7,182	MWh / habitante / ano	EPE-DE (2014)
3	Demanda prevista	1.625,65	TWh / ano	= #1 x #2
No lado da oferta				
4	Oferta necessária	1.625,65	TWh / ano	= #3
5	Perdas técnicas	10	% (de # 4)	Atribuído, a partir de EPE-DE (2014)
6	Ganhos de eficiência	20	% (de # 4)	Atribuído, a partir de EPE-DE (2014)
7	Autoprodução	10	% (de # 4)	Atribuído, a partir de EPE-DE (2014)
8	Oferta prevista	1.300,52	TWh / ano	= #4 + #5 – #6 – #7

Fonte: elaboração própria.

Tem-se da tabela 4.1, o valor de referência projetado para equilíbrio, em 2050, entre oferta e demanda de energia elétrica em 1.300,52 TWh.

Na fixação dos dados da tabela 4.1, em maior parte baseou-se em dados do EPE-CE (2014); EPE-DE (2014). No geral, esses dados, utilizados como base por este autor, foram considerados como consistentes, em razão do id (2014) ter sido montado, pela EPE, com base no EPE-CE (2014), e ambos terem utilizado, em suas prospecções, além de estudos próprios, premissas de órgãos de pesquisa internacionais – como citado na introdução – e a prospecção de três cenários socioeconômicos possíveis (na crista da onda – otimista; arquipélago – médio; e naufrago – pessimista) e destes³, ter extraído um quarto cenário, o mais provável de se concretizar (surfando a marola).

³ Em administração, engenharia, economia e estatística, dentre outros critérios existentes, e normalmente aceitos, de prospecção de cenários futuros, podem ser construídos três cenários múltiplos – alternativos – possíveis (“na crista da onda” – o otimista ou favorável; “arquipélago” – o médio; e “naufrago” – o pessimista ou desfavorável) e destes ser extraído o cenário presumidamente de maior probabilidade frente às possibilidades levantadas

Do resultado da tabela 4.1, tem-se que a prospecção da demanda, deste autor, não difere substancialmente da do EPE-CE (2014) e do EPE-DE (2014). A principal diferença está na eleição de critérios – em busca de sustentabilidade, já citados. Enquanto a EPE elege como espinha dorsal a evolução do PIB, combinada com a evolução da intensidade de energia elétrica – IEE em relação ao PIB, mais margem de segurança, este autor elege a evolução da intensidade de energia elétrica – IEE, per capita.

O valor de demanda resultante, coincidentemente, é praticamente o mesmo (1.624 TWh / ano na EPE-DE (2014), contra 1.625,65 TWh / ano, neste estudo). O que significa que a expansão aqui prospectada **não interfere na projeção de crescimento econômico para o país**, disponibilizada na EPE-CE (2014).

Entretanto, a diferença comparativa, final, de carga na rede do sistema elétrico, resulta em **13% a menor** neste estudo, frente à projeção do EPE-DE (2014) (1.495 TWh / ano em 2050 – EPE; contra 1.300,52 TWh / ano em 2050 – aqui). A diferença obtida se deve aos critérios aqui aplicados de (1 a 3): 1) diminuição de perdas técnicas; 2) aumento de eficiência; e 3) aumento de autoprodução. Por outro lado, a projeção de carga na rede em 2050 neste estudo (1.495 TWh/ano) resulta em **9,8% a maior** que a projeção de geração prospectada por Baitelo; Fujii; Teske (2014), na atualização dos cenários de 2007 e 2010, que apresentou estimativa de 1.362 TWh / ano para o cenário de referência em 2050. Os autores elegeram combinação relacionando crescimento populacional, do PIB, e de intensidade elétrica sobre o PIB.

A seguir são prospectadas as formas de obtenção da oferta frente à demanda.

4.2. Prospecção das Formas de Obtenção da Oferta frente à Demanda

A seguir passa-se a estudar uma matriz de produção, cuja oferta possa equilibrar a demanda resultante da tabela 4.1 apresentada.

(“surfando a marola”). A ideia foi originalmente lançada por Michael Eugene Porter em 1980 (Porter, M. Competitive Strategy, Free Press: Nova York, 1980) e aperfeiçoada ao longo do tempo. Diferentes nomenclaturas são utilizadas. Referências e detalhes a respeito da aplicação especificamente utilizada pela EPE podem ser encontrados em EPE-CE (2014); EPE-DE (2014).

O método utilizado é o já citado no tópico anterior (1 a 5): 1) acelerar a participação das fontes renováveis – R; 2) obter eficiência termodinâmica por melhoria entre energia útil e energia total do sistema elétrico; 3) reduzir perdas técnicas; 4) evitar emissões de GEEs; e 5) descentralizar a oferta a partir de auto produção, coprodução e geração distribuída.

Autoprodução, perdas técnicas, e ganhos de eficiência, não são aqui contemplados, para evitar contabilização dupla. Esses componentes já foram contabilizados no balanço de carga obtido na tabela 4.1.

As fontes físicas possíveis de obtenção de energia elétrica, aqui consideradas, para a expansão da produção, na alimentação da rede pública – SIN e dos sistemas ainda (em 2014) isolados, são listadas na figura 4.3 a seguir.

Figura 4.3 – Árvore de decisões utilizada no gerenciamento da expansão da oferta.

Fonte: Elaboração própria.

Em relação ao critério de gerenciamento da expansão da oferta adotado, apresentado na figura 4.3, cabe observar (1 e 2): (1) As térmicas renováveis a biomassa, embora também emitam GEEs, em maior parte têm o balanço de emissões nulo em função do ciclo de fotossíntese. (2) A fonte termonuclear, embora seja defendida por alguns autores como renovável – por não explorar⁴ as reservas de urânio no limiar da atual civilização, não têm ainda solvidos os aspectos referentes às graves consequências de possíveis acidentes, nem ao destino dos descartes radiativos.

⁴ As reservas nacionais, de urânio, referentes a mapeamento, realizado até 2008, em cerca de 25% do território do país, representam na ordem de $3,1 \times 10^8$ kg de “yellowcake”, matéria prima do combustível nuclear, montante que seria suficiente para alimentar o funcionamento das UTNS Angra 1; 2; e 3, juntas, por cerca de 750 anos, de acordo com dados levantados do EPE-PNE (2030), os quais se sintonizam com outras fontes confrontadas.

A lógica operacional, neste estudo adotada, é de obter um **sistema com funcionamento híbrido** (hídrico, térmico, eólico, solar e maremotriz), no qual as UHEs operem em regime regulado pelas demais fontes, com comando tanto em função da sazonalidade anual, como da diária temporal – horários com concentração de maior demanda instantânea.

A seguir a figura 4.4 ilustra o diagrama unifilar simplificado:

Figura 4.4 – Diagrama unifilar simplificado.

Fonte: elaboração própria.

Para poder estudar as fontes individualmente, faz-se necessário estabelecer, frente à oferta resultada da tabela 4.1, os valores de potência instalada (W), que satisfaçam o equilíbrio das cargas (Wh), ilustrado no diagrama da figura 4.4, o que implica em fixar fatores médios de capacidade – FC, aplicáveis⁵ a cada fonte.

Fator de capacidade – FC. Resultado adimensional, variando entre 0 e 1. Representa a potência média produzida em percentual da potência instalada, ao longo de determinado período de tempo – usualmente anual. Matematicamente essa relação é equacionada por:

$$FC = Wh / (W \cdot n) \quad (7.1)$$

⁵ Um outro método para estabelecer a relação entre potência – W e produção – Wh, ao invés dos FCs, seria por meio das garantias físicas – GFs. A garantia física de uma fonte de energia corresponde à quantidade mínima de energia que essa fonte pode suprir, a um dado critério de garantia de suprimento. Veem-se, aqui, dois senões para a aplicação desta opção de método. Primeiro: os dados disponibilizados de garantia física foram encontrados incompletos para as fontes neste estudo inseridas. Segundo: Os resultados viriam representar valores mínimos, ao invés de valores médios.

Onde Wh é a energia produzida, W é a potência instalada, e n é o número de horas do período considerado.

Os valores de FCs adotados neste estudo são médios e foram levantados da literatura, referentes a dados históricos ocorridos.

Posto que o objetivo, neste estudo, é não expandir a produção a partir de fontes fósseis, e que os FCs, a seguir fixados, irão compor a base de dados para o projeto do cenário de 2050, para as UTEs fósseis utiliza-se relação levantada do EPE-BEN (2012) entre capacidade instalada e energia produzida, no ano de 2011, período anterior à necessidade de aumento de complementação térmica pela anômala diminuição de índices pluviométricos verificada nos anos seguintes. Qualquer valor de FC, fixado a maior, estaria projetando maior participação desta fonte.

Para a fonte maremotriz, valores internacionais foram encontrados na ordem de 0,28. Valor específico para o litoral brasileiro (0,20) foi calculado do projeto da UHE maremotriz Bacanga, detalhes sobre ela estão disponibilizados no apêndice B.

A tabela 4.2, a seguir, apresenta os FCs fixados, onde as siglas das fontes referenciam: UHE = usina hidroelétrica; PCH = pequena central hidroelétrica; UTE = usina termoeletrica; UTN = usina termonuclear; EOL = central eólica; SOL = central solar; MAR = usina hidroelétrica maremotriz:

:

Tabela 4.2 – Fatores de capacidade fixados.

#	Fonte de produção	Fator de capacidade FC	Referência
1	UHEs	0,55	EPE-BEN (2014)
2	PCHs e CGHs	0,57	EPE-BEN (2014)
3	UTES fósseis (gás e óleo)	0,14	(*)
4	UTES a biomassa (cana de açúcar e resíduos industriais, agrícolas e urbanos)	0,60	Carvalho (2009)
5	UTNs	0,85	EPE-PNE (2007)
6	EOLs existentes até 2013	0,32	EPE-BEN (2014)
7	EOLs futuras	0,47	ONS (2014)
8	SOLs diretas	0,18	EPE-GS (2012)
9	SOLs indiretas (com acumulação)	0,70	Teske et al (2010)
10	MARs	0,20	(**)

Fonte: Elaboração própria. Notas: (*) Utilizada a relação levantada do EPE-BEN (2012) entre capacidade instalada e energia produzida, no ano de 2011. (**) Valor para o litoral brasileiro, calculado do projeto da UHE maremotriz – MAR, Bacanga.

Estabelecidos os FCs médios, por fonte, parte-se para o projeto da capacidade instalada da matriz de produção para 2050.

Como base de cálculo, faz-se uso de dados – de capacidade instalada, levantados do balanço da EPE consolidado em 2012 (EPE-BEN, 2013). Esses dados significam a capacidade instalada fisicamente existente nesse ano.

A esse balanço, de 2012, são incorporados, a partir de levantamento no PDE 2022 (EPE-PDE, 2014), acréscimos referentes aos empreendimentos contratados e em implantação, os quais representam acréscimos assumidos até por volta de 2018. Esse acréscimo significa a parte da expansão que já está definida.

A somatória, da capacidade existente, com a expansão já contratada e em expansão, dá, então, origem à matriz que serve de base de referência para a expansão projetada neste estudo. A reunião dessa base de dados é apresentada a seguir por meio da tabela 4.3:

Tabela 4.3 – Base de dados de referência para o projeto da expansão até 2050.

Fonte	Capacidade				
	Instalada			Produção	
	Existente até 31.12. 2012 (MW)	Adicional contratado e em implantação (MW) (A)	Total resultante até por volta de 2018 (MW)	FC	Produção (TWh / ano)
UHEs (B)	84.833	19.484	104.317	0,55	502,5993
PCHs	4.899	1.056	5.955	0,57	29,7345
UTES fósseis	17.373	3.766	21.139	0,14	25,9249
UTES renováveis	8.617	1.801	10.418	0,60	54,7570
UTNs	2.007	1.405	3.412	0,85	25,4058
EOLs existentes	1.805	-	1.805	0,32	5,0598
EOLs futuras	-	13.059	13.059	0,47	53,7665
SOLs diretas (C)	1,35	0	1,35	0,18	0,0021
SOLs de acumulação	-	0	-	0,70	0
MARs	0	0	0	0,20	0
Total	119.535,35	40.571	160.106,35	0,50 (D)	697,2499

Fonte: Elaboração própria. Notas: Geral: dados levantados de EPE-PDE (2013). (A) Os projetos de produção com concessão já outorgada, referentes às UHEs Couto Magalhães (150 MW), Santa Isabel (1.087 MW) e Pai Querê (292 MW), não foram considerados na presente adição, por apresentarem entraves específicos – jurídicos e ou ambientais, passíveis de culminar em seus cancelamentos, segundo EPE-PDE (2014). (B) Não inclui autoprodução, inclui importação. (C) Inclui 0,35 MW existentes, em 2012, em sistemas isolados, não computados pela EPE. (D) Valor médio ponderado resultante da tabulação.

A seguir passa-se à prospecção da expansão em cada fonte.

4.3. Prospecção das Fontes de Obtenção da Oferta frente à Demanda

De posse do balanço de equilíbrio de oferta e demanda, projetado para 2050, apresentado na tabela 4.1; e de posse da base de dados de referência para o projeto da expansão, apresentada na tabela 4.3; a seguir dirige-se a atenção em prospectar a expansão do conjunto das fontes de produção. Para tanto inicia-se por estudar o funcionamento do sistema. Na sequência, de posse dessa visão sistêmica, passa-se ao estudo individual de cada fonte.

4.3.1. Lógica do Sistema

No lado da demanda, tem-se como variável central a sazonalidade diária temporal – horários com concentração de maior demanda instantânea. No lado da oferta, tem-se que a principal fonte, a hídrica, opera com sazonalidade anual, em razão de variação do regime pluviométrico; e as demais fontes operam em regimes sazonais cíclicos, em razão de variações de regime de vento, luz e safra.

A lógica operacional, como já citado, é obter um sistema com funcionamento híbrido – hídrico, térmico, eólico, solar e maremotriz – onde a fonte principal – as UHEs – opere interligada em regime regulado com as demais fontes, com comando acionado tanto em função da sazonalidade anual, como da diária temporal.

A respeito dessa interligação, Carvalho; Sauer (2012) explicam, por meio de exemplo com UHEs e EOLs, que a interligação de diferentes parques de produção, visando estruturar um sistema híbrido, permite que se firme energia de fontes intermitentes, mediante seu armazenamento na forma de energia potencial – água deixada de ser turbinada, nos períodos de luz, vento e safra abundantes, para ser usada nas temporadas secas das UHEs.

Da explicação de id (2012) tem-se também que a interligação de diferentes tipos de fontes de produção, entre si, contribui para contornar a questão da intermitência de luz, vento e safra, por meio do que os citados estudiosos chamam de “efeito portfólio”, pelo qual, à semelhança de uma carteira de opções, a produção conjunta, de todos os tipos de fontes, varia menos do que

as produções individuais de cada uma. Em exemplificação desses autores, as UTEs a gás natural já existentes, com suprimento flexível de combustível, seriam acionadas apenas em períodos críticos, servindo como seguro para otimizar a operação do SEB por inteiro.

4.3.2. Expansão da Fonte Hídrica

A expansão hídrica é caracterizada por altos custos de implantação e baixos custos de operação. O modo com que a expansão vem sendo construída, ao longo de quase um século, obedece à lógica determinada pela elevada disponibilidade dos recursos naturais e dos baixos custos de produção.

Na atualidade o problema central está na desregulação que a expansão pode acarretar ao armazenamento de energia do sistema por inteiro. A causa desse problema é a caracterização da expansão estar sendo planejada, pela EPE, basicamente a fio d'água. E a origem dessa causa está na dificuldade de aprovação ambiental dos projetos, por não tratamento das externalidades socioambientais negativas provocadas, em especial na região amazônica, em razão de sua planicidade, resultando em elevadas áreas alagadas por volume de armazenamento, e danos aos ecossistemas e populações locais. Esses fatores já foram vistos nos capítulos 2 e 3, e estão estudados nos apêndices A e B.

A energia elétrica não pode ser armazenada, mas os reservatórios possibilitam o armazenamento do elemento a ser transformado – no caso a energia potencial da água, contida no alagamento. Mas esse tipo de expansão – com reservatório – só será possível, se a engenharia de barragens aperfeiçoar suas práticas, conforme alerta urgente de pesquisadores, cite-se Bermann (2014b).

Não cabe aqui a solução para esse problema; ele exige compêndios próprios e especializados de reengenharia na área. Por outro lado, a expansão na Amazônia – nacional e internacional – é temida por uma série de pesquisadores, citem-se estudos recentes de Tundisi et al (2014) e Fearnside (2014), em razão da pressão provocada aos ecossistemas aquáticos e terrestres da região, e às populações locais.

Daí, ao invés de conjecturas para a expansão na Amazônia, opta-se aqui em basear a expansão por meio de outras composições. Deixando para depois do cenário de 2050 aqui traçado, as atuais reservas – com maiores pressões socioambientais – disponíveis para explorações futuras,

na medida em que os estudos, sobre o equilíbrio do binômio eficiência energética & pressão ecossistêmica, estejam mais clarificados.

As demais combinações que se vêm possíveis são estudadas a seguir.

4.3.2.1. Repotenciação

A definição clássica de repotenciação considera todas as obras que visem obter ganho de potência e de rendimento sobre empreendimentos hidroelétricos existentes (BERMANN, 2004). Conceitualmente a repotenciação tem o objetivo de aumentar a quantidade de energia elétrica – QE produzida.

O ganho pode ser obtido (1e ou 2): (1) Do aumento da potência instalada - W ; e ou (2) Do aumento da energia produzida - Wh . Estes aumentos, por sua vez, podem ser obtidos (1 e ou 2): De complementação de geradores; e ou (2) De aumento de rendimento do sistema hidráulico, das turbinas, e ou de geradores (a equação matemática, que define potência e rendimento a serem obtidos, é disponibilizada no apêndice B).

Vários pesquisadores têm apresentado estudos propondo repotenciação de UHEs, bem como a instalação de unidades geradoras adicionais em algumas delas. E o assunto tem sido discutido, tanto sobre o tamanho do benefício potencial, como do ponto de vista de resultado sistêmico.

Repotenciar e modernizar usinas antigas representa um caminho para ampliação do parque de produção sem necessidade de novos empreendimentos, relativamente aos ganhos passíveis de serem obtidos por este mecanismo.

Mas o que efetivamente se tem verificado é que essas iniciativas são poucas⁶ entre os agentes de geração no Brasil. Vêm-se três principais fatores de restrição. O primeiro é apontado pela discutível viabilidade econômica desses projetos, considerando os atuais mecanismos de remuneração. O segundo é a atual legislação do SEB, que impede o agente gerador de produzir além do que tenha sido contratualmente outorgado. E o terceiro é a baixa relação entre incremento de potência instalada – W , e incremento de produção média obtida – Wh , que tem sido estimada.

⁶ Dados não oficiais indicam que oito UHEs brasileiras já teriam passado por processos de repotenciação ou modernização, totalizando 94 unidades geradoras de energia.

Até o presente, não se dispõe de um levantamento preciso de quantas e quais seriam as usinas e poços de máquinas passíveis de serem repotenciadas e modernizadas, o ganho de potência associado, ou o balanço de investimentos e resultados positivos e negativos advindos dessa repotenciação.

Em 2004 foi realizado estudo em parceria entre o World Wide Fund for Nature – WWF e o atual Instituto de Energia e Ambiente – IEE (BERMANN, 2004), sobre repotenciação de UHEs como alternativa de aumento de oferta de energia, no país, com proteção ambiental. Analisando a matriz de produção elétrica, as perspectivas de repotenciação, os aspectos institucionais envolvidos, e cinco específicos estudos de caso, o estudo estimou um potencial de 34.374,70 MW passíveis de serem retrabalhados por meio de reabilitação em 67 usinas existentes acima de 30 MW e com mais de 20 anos de operação. Os resultados de ganhos, passíveis de serem obtidos, foram estimados em 868,37 MW para repotenciação mínima, 3.473,47 MW para repotenciação leve e 8.093,19 MW para repotenciação pesada, passíveis de serem obtidos.

Em 2008 a EPE realizou um levantamento para avaliação do benefício da repotenciação e modernização de UHEs do SIN, estudando 67 usinas com potência instalada maior que 30 MW e em operação mais de 20 anos (EPE, 2008). Foi apresentado que o potencial de ganho de energia firme seria de 272,3 MW médios (2,3853 TWh / ano), correspondentes a um acréscimo de 2,33% na carga do SIN em 2008, e a um acréscimo na potência efetiva do SIN de 605 MW, correspondentes a um acréscimo de 2,84% em 2008. A EPE concluiu que os resultados não agregariam energia nova em volumes significativos, que dispensassem a implementação de novos empreendimentos. Deve-se atentar que o cenário de 2008 era diferente do cenário atual, no qual se vem encontrando sérias dificuldades de aprovação ambiental para implementação de novos empreendimentos, tal como já exposto.

Outros estudos desenvolvidos subsequentemente, embora não tão abrangentes, corroboraram a possibilidade de repotenciação de usinas, por meio de motorização de poços vazios existentes, operacionalmente aptos, consideradas a vazão afluyente total, as vazões vertida e turbinada; a produtividade em MW médios / m³/s, e a produção obtida em MW médios, citem-se mais recentemente Gomes (2013), que estudou 43 usinas, e Lemos; Bajay (2014), que estudou 10 usinas.

Os resultados, mais abrangentes, de Bermann (2004), referentes a 34.374,70 MW passíveis de serem retrabalhados por meio de reabilitação em 67 usinas existentes acima de 30 MW e com

mais de 20 anos de operação, e estimados em 3.437,47 MW para repotenciação média, passíveis de serem obtidos, são fixados na tabela 4.4, a seguir, e passam a compor o item 1 da expansão a ser obtida neste estudo.

Tabela 4.4 – Repotenciação de UHEs, item 1 a ser considerado na expansão.

Quantidade de UHEs estudadas	Acréscimo total de potência instalada (MW)	FC médio	Acréscimo total de produção resultante (TWh / ano)
67 consideradas reabilitáveis	3.473,47	0,55	16,7352

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados de Bermann (2004).

4.3.2.2. UHEs

Em 1992 a Eletrobrás realizou um levantamento do potencial hidroelétrico no território do país, que vem sendo utilizado como base, e atualizado ao longo do tempo. ANEEL (2008) o apresentou em 251.490 MW, referentes ao ano base 2007. E mais recentemente, por meio de levantamentos do Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT, em 243.361 MW, referentes a dezembro de 2010.

Subtraindo deste valor mais recente (243.361 MW) a parcela referente às UHEs e PCHs apontadas na tabela 7.2 como existentes em operação, construção e contratadas ($104.317 + 5.955 = 110.272$ MW), obtém-se um potencial disponível de 133.089 MW.

Há estudos que apontam que potenciais hidroelétricos não são utilizados em sua totalidade, seja no Brasil ou em outros países, em razão de fatores restritivos, de caráter socioambiental. Em somatória há, aqui, o objetivo de aliviar a, já citada, pressão socioambiental provocada pela expansão de UHEs. Moral Hernández (2011) realizou estudo no qual aponta que 66,2% do potencial disponível nacional, apresentam algum tipo de restrições socioambientais. Fazendo essa subtração ($133.089 \text{ MW} - 66,2\%$), resulta então um potencial que pode ser considerado sem – ou digam-se menores – restrições, representado por 44.984,08 MW.

Esse resultado, representando 33,8% ($100 - 66,2$) do potencial disponível, é fixado, a seguir, na tabela 4.5, e passa a compor o item 2 da expansão a ser obtida neste estudo.

Tabela 4.5 – Expansão de UHEs, item 2 a ser considerado na expansão.

Acréscimo total de potência instalada (MW)	FC médio	Acréscimo total de produção resultante (TWh / ano)
44.984,08	0,55	216,7333

Fonte: elaboração própria.

4.3.2.3. PCHs

Não se pode afirmar que as PCHs, incluindo as micro centrais hidroelétricas – MCHs, impliquem em menores externalidades negativas, por unidade de energia elétrica produzida, que as UHEs; contudo pesquisadores convergem que as externalidades são menos impactantes; por serem – as externalidades – menores por unidade de central geradora, e serem as centrais dispersas geograficamente.

O potencial de aproveitamento para PCHs, no Brasil, é informado por EPE-PNE (2008) em 17.500 MW. Deste valor, 5.955 MW (Tabela 4.3) já se encontram em operação, contratados e em construção. Resulta daí, a disponibilidade de 11.545 MW. Atribuindo-se a essa disponibilidade uma exploração da ordem de 60%, até 2050, obtém-se o valor de 6.927 MW. Esse resultado passa a compor o item 3 da expansão a ser obtida neste estudo e é fixado na tabela 4.6 a seguir:

Tabela 4.6 – Expansão de PCHs, item 3 considerado na expansão.

Acréscimo total de potência instalada (MW)	FC médio	Acréscimo total de produção resultante (TWh / ano)
6.927	0,57	34,5879

Fonte: elaboração própria.

4.3.3. Expansão da Fonte Térmica

4.3.3.1. UTEs Fósseis

As UTEs são necessárias ao SIN por promoverem sua estruturação frente ao desequilíbrio provocado pela sazonalidade dos regimes hídricos que incidem nas UHEs. Estudos apontam, que a ampliação da integração de fontes complementares é capaz de diminuir essa dependência.

Entende-se que há casos específicos, como a dependência socioeconômica da exploração de minas de carvão mineral, a exemplo do complexo termoeletrico de Candiota, às populações locais, que sob esse prisma justificam, **no presente**, a continuidade das operações com uso de carvão.

Entende-se também, que em termos do conjunto total do parque termoeletrico existente, cabe ao longo do tempo ampliar a **substituição do óleo por gás**, apontado como mais eficiente e menos poluente (na ordem de 20 a 23% menos poluente⁷ que o óleo combustível e 40 a 50% menos que o carvão), em regime de fornecimento flexível às usinas; de forma que estas sejam despachadas, em complementação, nos espaços de tempo de pico de carga do SIN. Duas questões atuais, frente a essa ampliação, são, na operação de UTEs a gás, a necessidade de água na operação, e a melhoria da cadeia logística do gás.

Pelo exposto e com vistas ao objetivo de minimização de consumo de reservas fósseis e de emissões de calor e de GEEs, **as UTEs movidas por fontes fósseis não são contempladas com expansão** neste estudo.

4.3.3.2. UTEs Renováveis

São aqui consideradas as centrais a biomassa de cana, resíduos agrícolas, industriais e urbanos. Organismos internacionais, a exemplo da International Energy Agency – IEA e do World Energy Council – WEC, prospectam que haveria um substancial aumento da produção de energia elétrica a partir de biomassa, até por volta de 2030, com declínio de crescimento a partir de então, calcado na queda da disponibilidade de resíduos oriundos de florestas naturais e de reflorestamento.

Entende-se que o Brasil assuma tendências próprias. Além de no caso do bagaço da cana de açúcar e resíduos de sementes oleaginosas, a produção tender a prosseguir em aumento devido à demanda destinada à produção de combustíveis automotivos – etanol e biodiesel, o país é

⁷ Os principais poluentes atmosféricos emitidos por UTEs são: dióxido de carbono – CO₂, óxidos de nitrogênio – NO_x, óxidos de enxofre – SO_x, metano – CH₄, monóxido de carbono – CO, e óxido nitroso – N₂O. As emissões ocorrem em consequência, tanto de reações químicas entre os elementos dos combustíveis e dos comburentes – componentes do ar atmosférico, durante a combustão e também por deficiências de combustão incompleta. Além dos potenciais causadores de GEEs, representados principalmente pelo CO₂ e o CH₄, os demais gases são tóxicos aos seres vivos, e o NO_x é o principal causador da deposição ácida, que envolve a acidificação da água das chuvas e deposição de sulfatos e nitratos sólidos na vegetação, no solo e nos mananciais aquíferos.

grande exportador de commodities agrícolas, das quais faz-se uso dos resíduos, a exemplo da palha de arroz, amendoim, soja, milho ..., para produção termoelétrica, tanto em regime de coprodução, auto produção e também interligação à rede pública na forma de geração distribuída. Há ainda um potencial pouco explorado que diz respeito aos demais resíduos, além dos agrícolas, que são os industriais e os urbanos, tanto para utilização direta em fornalhas de caldeiras de produção de vapor, como para utilização indireta, a exemplo da obtenção e do aproveitamento de biogás.

O potencial, em cenário presente, de biomassa aproveitável para produção de energia elétrica, do país é estimado na ordem de 28.000 MW (Teske et al, 2010). Adicionando-se a esse montante, valores referentes às expectativas de crescimento da economia e da exploração dos resíduos urbanos, ter-se-ia um valor expressivamente maior que o atual, em cenário de 2050.

Fazendo uso de uma projeção não excessivamente otimista, utiliza-se aqui um potencial de 36.000 MW para o ano 2050, valor que é fixado a seguir na tabela 4.7 e que passa a compor o item 5 da expansão a ser obtida neste estudo.

Tabela 4.7 – Expansão de UTEs renováveis, item 5 considerado na expansão.

Acréscimo total de potência instalada (MW)	FC médio	Acréscimo total de produção resultante (TWh / ano)
36.000	0,60	189,2160

Fonte: elaboração própria.

4.3.3.3. UTNs

As UTNs atuam em regime de base, junto à UHEs, na alimentação do SIN. Foram introduzidas visando regularização do manancial hidroelétrico sul-sudeste do país. A produção não é contínua, fazendo-se necessárias paradas técnicas programadas para carregamento e manutenção, em ciclos médios anuais, com duração unitária média de um mês, períodos nos quais necessitam ser suplementadas por produção elétrica de outra fonte.

Além das duas UTNs em operação e da terceira em construção (Angras 1; 2; e 3) no Complexo Termoelétrico de Angra dos Reis, que representam potência, instalada e em construção, de 3.412 MW, a EPE acena com expansão de outros 3.935 MW, representados pela implementação futura de outras duas UTNs, na região nordeste (EPE-PNE (2007)). Esse total aponta, para

UTNs, uma expectativa de 7.347 MW instalados até por volta de 2030. Outras maiores expansões estudadas pela Eletrobrás, que acenavam com um total de oito UTEs para o país, estão atualmente, paralisados desde a onda de repercussões negativas junto à opinião pública devida ao acidente de Fukushima. Todo o citado programa de expansão vem sendo objeto de polêmica por estudiosos, partidários e contrários.

As vantagens, desvantagens, **riscos** associados - este o aspecto principal a considerar, e também **problemas ainda não resolvidos** quanto ao decaimento e ao destino dos resíduos radiativos das UTNs, estão disponibilizados no apêndice B.

Entende-se que as questões ligadas aos riscos, não se restringem aos seus graus de segurança na operação, mas sim às **consequências** de possíveis acidentes, **incomensuráveis**, em termos de previsões. Para o físico José Goldemberg (GOLDEMBERG, 2010), o país fará uso de expansão da fonte termonuclear, mas em cenário futuro mais longínquo, devendo antes, priorizar as demais fontes disponíveis, principalmente as renováveis.

Pelo acima exposto, **as UTNs não são contempladas com expansão** neste estudo. Não se trata de assumir posição contrária à tecnologia termonuclear; trata-se de pelo princípio da precaução, reservar a expansão dessa tecnologia para um futuro no qual os atuais riscos e problemas estejam melhor solvidos.

4.3.4. Expansão de Outras Fontes

4.3.4.1. EOLs

Em 2001, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL realizou um estudo do potencial eólico brasileiro, para fins de produção de energia elétrica, estimando-o em 143.400 MW. Esse valor foi adotado no Atlas de Energia Elétrica – ANEEL (2008).

Estudos mais recentes, realizados pela EPE, apontam para um montante superior a 280.000 MW (CARVALHO; SAUER, 2012). Valor mais aproximado foi obtido⁸ como representando 285.760 MW. Este montante não engloba possíveis centrais eólicas offshore – EOFs (oceânicas), estas com potencial estimado, no ano base 2009, possivelmente na ordem de 12 vezes maior que o potencial continental (Ortiz; Kampel, 2011), em razão da extensa zona costeira do país, aliada à característica mais constante e efetiva dos ventos marítimos

⁸ Informações obtidas no IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – CBPE. Florianópolis, 2014.

O World Energy Council – WEC estima que, em 2050, a capacidade instalada de produção de energia elétrica, a partir de EOLs, será de 1.854 GW (WEC, 2013). Traçando a relação percentual entre a capacidade instalada atual do Brasil frente ao mundo, tem-se 2,2184% (Brasil 112,4 GW, mundo 5.066,8 GW, em 2010 (EPE-AE, 2013)). Juntando ambas estimativas obtém-se que se o Brasil se situasse no mesmo patamar relativo ao mundial, teria 41,1291 GW, de potência a partir de EOLs, instalados.

Fazendo uso dessa premissa, atribui-se para o potencial nacional obtido disponível (285.760 MW), expansão com utilização na ordem de 15% para o cenário de 2050, o que vem representar 42.864 MW de capacidade instalada. Subtraindo desse montante, os 1.805 MW existentes instalados atualmente, e os 13.059 MW em construção e contratados, obtém-se resultado projetado em 28.000 MW para a expansão da fonte eólica.

Este resultado, é fixado tabela 4.8, a seguir, e passa a compor o item 7 da expansão a ser obtida neste estudo.

Tabela 4.8 – Expansão de EOLs, item 7 considerado na expansão.

Acréscimo total de potência instalada (MW)	FC médio	Acréscimo total de produção resultante (TWh / ano)
28.000	0,47	115,2816

Fonte: elaboração própria.

4.3.4.2. SOLs

O Brasil apresenta favoráveis índices de irradiação solar, entre 1.500 a 2.500 kWh / ano; e área de 8,5 milhões de km². Um imenso potencial disponível a ser aproveitado, em razão da área e da localização em relação ao equador do planeta.

Embora a fonte solar represente uma forma limpa e renovável de energia elétrica, no passado ela vinha apresentando desvantagem concorrencial, em termos de custo de implantação, em relação a outras fontes. De acordo com Benedito; Zilles (2011), em consonância com outros autores, trata-se de fator não mais justificável, estando-se a atingir, no presente, em razão da taxa de progresso de sua curva de aprendizado, viabilidade concorrencial frente às demais fontes.

A WEC estima, a nível mundial, a expansão da fonte solar, entre 2010 e 2050, em gigantesca ordem de 22.000% (de 34 TWh / ano em 2010; para 7.741 TWh / ano em 2050 (WEC, 2013)).

Utilizando a relação percentual entre a capacidade instalada atual do Brasil frente ao mundo, já levantada em 2,2184%, obtém-se para a expansão solar no Brasil, em mesmo progresso que o cenário internacional, o valor de 171,7 TWh / ano. Considerando que 10% dessa expansão seja representada por centrais indiretas (painéis de acumulação, estes ainda não praticados em nosso país, mas com tecnologia desenvolvida internacionalmente e resultados de FC mais eficientes, dado que a energia solar, transformada em calor, circula, por meio de fluidos térmicos, em acumuladores, desta forma aumentando o período diário de energia captada – armazenada, disponível), resulta-se no valor de 98.000 MW para centrais diretas – painéis fotovoltaicos – PF, e 2.800 MW para centrais indiretas – painéis de acumulação – PA.

Esses resultados são fixados na tabela 4.9, a seguir, passando a compor os itens 8 e 9 da expansão a ser obtida neste estudo.

Tabela 4.9 – Expansão de SOLs, itens 8 e 9 considerados na expansão.

Acréscimo total de potência instalada (MW)		FC médio	Acréscimo total de produção resultante (TWh / ano)
Item 8; SOLs diretas – PFs	98.000	0,18	154,5264
Item 9; SOLs indiretas – PAs	2.800	0,70	17,1696

Fonte: elaboração própria.

4.3.4.3. Maremotrizes

O uso do mar, como fonte de produção energia elétrica, conforme exposto no apêndice B, representa uma opção renovável, não poluente e com custos comparáveis ao de uma UHE.

Também, conforme exposto no apêndice B, pelo que se pesquisou, não há ainda, no país, instalações maremotrizes, ao menos em nível de fornecimento público.

Um projeto pioneiro – usina hidroelétrica maremotriz de Bacanga, teve início, por meio de parceria entre o Governo do Estado do Maranhão, a Prefeitura de São Luiz, e a Universidade Federal do Maranhão; com estudos iniciados em 1966, e obras iniciadas em 1968 e

interrompidas em 1973, por razões não apuradas, supostamente inviabilidade técnico econômica, no cenário da época.

O projeto de Bacanga, localizado no estuário do rio de mesmo nome, na baía de São Marcos, em São Luiz, dimensionava duas alternativas de motorização, a mais viável representando 34,02 MW de potência instalada e produção de 59.600 MWh / ano, de acordo com diferentes fontes⁹ consultadas, não oficiais mas confrontadas entre si, valores que conduzem a um FC, aqui, calculado em 0,2.

Informações¹⁰ não oficiais dão conta de que a Centrais Elétricas do Norte do Brasil – ELETRONORTE, tem interesse em uma UHE maremotriz, não simplesmente pela viabilidade econômica, mas para piloto de desenvolvimento.

Por todo exposto, e aplicando ainda a lógica da teoria de sistemas, de que, no caso, quanto maior a diversidade e integração das fontes na matriz de produção, maior a sinergia a ser obtida do sistema por inteiro, os valores referentes a Bacanga, por falta de outros melhores, passam a compor o item 10 da expansão a ser obtida neste estudo, fixados na tabela 4.10 a seguir.

Tabela 4.10 – Maremotriz, item 10 considerado na expansão.

Acréscimo total de potência instalada (MW)	FC médio	Acréscimo total de produção resultante (TWh / ano)
34	0,20	0,0596

Fonte: elaboração própria.

A seguir é reunida a expansão prospectada nas tabelas 4.4 a 4.10.

⁹ Para referências e aprofundamentos, sugere-se consultar: Lima et al (2003) “Projeto da Usina Maremotriz do Bacanga: Concepção e Perspectivas”, disponível em < www.seeds.usp.br/pir/arquivos/congressos/CLAGTEE2003/Papers/RNCSEP%20B-115.pdf >.

¹⁰ IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – CBPE, Florianópolis, 2014.

4.4. Reunião dos Dados Obtidos

O escopo da expansão prospectada, apurado nos tópicos 4.3.2.1 a 4.3.4.3, e representado pelas tabelas 4.4 a 4.10, é a seguir reunido na forma da tabela 4.11, na qual são apresentados também os respectivos percentuais resultantes:

Tabela 4.11 – Resumo da expansão prospectada.

#	Fonte	R / N	Acréscimo de potência instalada		Acréscimo de produção obtida	
			(MW)	(%)	(TWh / ano)	(%)
1	Repotenciação de UHEs	R	3.473,47	1,5775	16,7352	2,2484
2	Expansão de UHEs	R	44.984,08	20,4304	216,7333	29,1187
3	Expansão de PCHs	R	6.927	3,1460	34,5879	4,6470
4	Expansão de UTEs fósseis	N	0	0	0	0
5	Expansão de UTEs renováveis	R	36.000	16,3501	189,2160	25,4217
6	Expansão de UTNs	N	0	0	0	0
7	Expansão de EOLs	R	28.000	12,7167	115,2816	15,4884
8	Expansão de SOLs diretas – PFs	R	98.000	44,5085	154,5264	20,7610
9	Introdução de SOLs indiretas – PAs	R	2.800	1,2717	17,1696	2,3068
10	Introdução de MARs	R	34	0,0154	0,0596	0,0080
Totais		-	220.182,55	100	744,3096	100

Fonte: Elaboração própria. Nota: R = Fonte Renovável; N = Fonte Não Renovável.

Cabe destacar, da tabela 4.11, que em termos de resultado sistêmico, o item 1 – repotenciação assume ganho participativo de produção (TWh = 2,25%) **acima** do ganho de potência (MW = 1,58%). Isso se deve ao seu FC médio estar acima da média do próprio sistema, fator

importante, que deve ser levado em conta em futuros estudos sobre repotenciação de dado empreendimento hidroelétrico.

Os valores apurados na tabela 4.11, acima, os quais representam a expansão prospectada até 2050, são a seguir adicionados aos valores existentes, contratados e em construção, de potência e produção (tabela 4.3 – base de dados de referência para o projeto da expansão até 2050), de tal forma resultando na oferta total prospectada.

Essa somatória é apresentada por meio da tabela 4.12 a seguir.

Tabela 4.12 – Somatória da oferta existente, com a expansão prospectada para 2050.

#	Fonte	R	Potência / instalada N existente (MW)	Acréscimo potência instalada (MW)	Total potência instalada (MW)	Produ- ção existente (TWh)	Acréscimo produção (TWh / ano)	Total oferta de produção (TWh / ano)
1	Repotenciação de UHEs	R	-	3.437,47	3.437,47	-	16,7352	16,7352
2	Expansão de UHEs	R	104.317	44.984,08	149.301,08	502,5993	216,7333	719,3326
3	Expansão de PCHs	R	5.955	6.927	12.882	29,7345	34,5879	64,3224
4	Manutenção de UTEs fósseis	N	21.139	0	21.139	25,9249	0	25,9249
5	Expansão de UTEs renováveis	R	10.418	36.000	46.418	54,7570	189,2160	243,9730
6	Manutenção de UTNs	N	3.412	0	3.412	25,4058	0	25,4058
7	Expansão de EOLs	R	14.864	28.000	42.864	58,8263	115,2816	174,1079
8	Expansão de SOLs Diretas - PFs	R	1,35	98.000	98.001,35	0,0021	154,5264	154,5285
9	Introdução de SOLs Indiretas – PAs	R	-	2.800	2.800	-	17,1696	17,1696
10	Introdução de MARs	R	-	34	34	-	0,0596	0,0596
Totais			160.106,35	220.182,55	380.288,90	697,2499	744,3096	1.441,5595

Fonte: elaboração própria. Nota: as colunas referentes ao “existente” incluem os valores referentes às obras atualmente em andamento e também das já contratadas.

A seguir é promovida a avaliação dos resultados.

4.5. Avaliação dos Resultados

Verifica-se que a oferta prospectada (1.441,5595 TWh / ano – tabela 4.12) suplanta o valor mínimo necessário (1.300,52 TWh / ano – tabela 4.1) em **10,84%**. Cabe atentar que deste delta obtido, na ordem de 10% representam a autoprodução não contabilizada, o que praticamente, e por mera coincidência (não intencional), iguala a oferta prospectada com a demanda mínima necessária. Valores maiores ou menores poderiam ter resultado, em função de diferentes correções de critérios que fossem utilizadas, frente aos adotados na pesquisa.

Por outro lado, por definição da estatística, o futuro é sempre incerto; somando-se a que por expectativa tecnológica, é quase certo que novos desenvolvimentos estarão alterando as disponibilidades e os usos, os rendimentos, e quem sabe, até mesmo revolucionando as fontes.

Em função da somatória dessas incertezas, cenários futuros são continuamente revisados, ao longo do tempo; e isso ocorre em todas as áreas. No que tange à expansão da oferta e da demanda de energia, a própria EPE o faz, seguidamente, em blocos anuais de revisão de suas projeções.

Entende-se daí que o ponto central não reside, aqui, na avaliação quantitativa da exatidão dos números projetados, e sim na avaliação qualitativa de que **é possível estabelecer-se uma meta de expansão da oferta de energia elétrica baseada em fontes renováveis e menores emissões de GEEs**, apontada pelos números apurados.

As relações obtidas são vistas a seguir.

4.5.1. Relações entre Uso de Fontes Renováveis e Não Renováveis

A partir dos números apurados na tabela 4.12, são calculadas as relações percentuais entre uso de fontes renováveis – R, e não renováveis – N, que são apresentadas na figura 4.5 a seguir:

Figura 4.5 – Relações percentuais entre o uso de fontes renováveis – R, e não renováveis – N
Fonte: elaboração própria.

A figura 4.5 permite visualizar que, em paralelo à expansão prospectada ao sistema elétrico, **obtem-se redução de uso de fontes fósseis**, tanto em relação ao tamanho do parque produtor (W), como em relação à sua capacidade de produção (Wh). Cabe lembrar que esses resultados são obtidos sem alteração do escopo das obras atualmente em andamento e também das já contratadas.

A comparação da figura 4.5, acima, é feita a seguir frente a (1 a 3): (1) Geração (Wh) efetivamente ocorrida em 2013; (2) Potência instalada (W) prevista no PDE 2022; e (3) Potência instalada (W) prevista no PNE 2050:

(1) Geração (Wh) efetivamente ocorrida em 2013: **79,3%** de participação de **renováveis - R** (vide figuras 2.14 e 2.16 no capítulo 2), frente aos **96,44% de R**, neste estudo prospectados para 2050.

(2) Potência instalada (W) prevista no PDE 2022: **85,8%** de participação de **R** (vide tabela 3.1 no capítulo 3), frente aos **96,44% de R**, neste estudo para 2050.

(3) Potência instalada (W) prevista no PNE 2030: **82,3%** de participação de **R** (vide tabela 3.4 no capítulo 3), frente aos **96,44% de R**, neste estudo para 2050.

Verifica-se em (1 a 3) acima, que o ganho de participação de R se confirma frente a todos cenários comparados.

4.5.2. Emissões de GEEs e Consumo de Óleo Combustível Evitados

Entende-se que todas as fontes de produção de energia elétrica, sem exceção, apresentam algum grau de emissão de GEEs. Quer em razão da análise de ciclo de vida – ACV, que os componentes das usinas carregam em si, quer pela fase das obras de implantação.

Na fase de operação, considera-se a situação mais potencialmente emissora, a das UTEs movidas pela queima de combustíveis fósseis (para as UTEs renováveis, entende-se um balanço quase nulo de emissões, em razão do ciclo de absorção de carbono – fotossíntese, de suas biomassas). A relação de participação na expansão das UTEs fósseis é vista a seguir por meio da figura 4.6; com percentuais calculados a partir da tabela 4.12:

Figura 4.6 – Participação das UTEs fósseis na expansão.

Fonte: elaboração própria. Nota: em ambos cenários estão incluídos os valores referentes ao escopo das obras atualmente em andamento e também das já contratadas.

A figura 4.6 torna óbvio que a participação, das UTEs fósseis, diminui, em relação ao sistema por inteiro, porque não há expansão de sua produção.

A partir da figura 4.6, levantando-se um comparativo para uma possível situação em que as UTEs fósseis tivessem sua expansão calcada em igual relação com a expansão do sistema por inteiro, obtém-se terem-se evitados **27,6749 TWh / ano**, em 2050, a partir dessa fonte ($25,9249 \times 3,7182 / 1,7984 - 25,9249$).

Considerando-se o valor médio (gás, carvão e óleo) de 0,9 kg / kWh (WITTMANN, 2010), como emissão de carbono equivalente – CE, pela queima nas UTEs fósseis, resulta uma massa

da ordem de **24,9 milhões de toneladas de CE evitadas de se emitir à atmosfera** ($0,9 \times 27,6749 \times 10^8 / 1.000$), no ano base 2050.

Por outro lado, considerando-se que o valor específico, médio, de consumo de unidade de óleo combustível por unidade de energia elétrica produzida, é de $0,38 \text{ m}^3 / \text{MWh}$; e considerando-se também que a participação do óleo combustível na composição percentual da produção total das UTEs representou 23,876%, em 2013, segundo dados apurados do BEN (2014); resulta dessa relação um volume da ordem de **2,5 milhões de m^3 de óleo combustível evitados do consumo** ($0,38 \times 0,23876 \times 27,6749 \times 10^5$), no ano base 2050. Montante que para o planejamento integrado dos recursos energéticos do país, por inteiro, passaria a estar **disponível para aplicação no suprimento de outros segmentos**. Utilizando fatores de conversão do ANEEL (2008); em unidades de barril de petróleo, esse montante disponibilizado corresponde a 15,7 milhões de barris de petróleo ($2,5 \times 10^5 / 0,158987$); e em unidades de tonelada equivalente de petróleo – TEP, corresponde a 237.961 TEPs ($27,6749 / 11,63 \times 10^{-6}$).

4.5.3. Relações Obtidas entre as Diferentes Fontes em Ambos Cenários

Com dados extraídos das tabelas 4.3 e 4.12, a seguir a figura 4.7 apresenta um comparativo das composições, da matriz de produção – TWh, existente (em operação, em construção e contratadas), com a matriz, neste estudo, obtida para 2050.

Figura 4.7 – Comparativo entre a matriz de produção (Wh) atual e de 2050.

Notas: Atual inclui em operação, em construção e contratadas. UHs incluem PCH e repotenciação. UTEs R = renováveis. UTEs F = fósseis.

4.5.4. Relações entre os Custos de Produção Atuais e os Resultantes

Fazendo uso das relações percentuais da figura 4.7, é possível traçar um comparativo dos custos de produção para ambos cenários – o existente e o projetado.

Para a monetização são utilizados dados extraídos do ANEEL (2008), com complementações e adequações (1 e 2):

(1) Entendem-se os dados do ANEEL (2008) (em R\$ [2008]), como não imperativamente necessários de correção monetária, em razão de existência de curva de aprendizado com taxa de progresso crescente, o que significa preços decrescentes, ao longo do tempo, nos preços efetivados nas contratações posteriores a 2008, via os leilões de fornecimento realizados desde então, fator que, em ordem de grandeza, na prática, compensa, ou mesmo supera, essa correção. Essa constatação foi levantada de diferentes estudos, pesquisados, que convergem nesta conclusão. Outros dados referentes a valores médios pesquisados, mais recentes, encontrados até 2011, deixaram de ser priorizados, por disponibilizarem médias finais sem distinção das parcelas referentes a energia nova¹¹ e energia velha, diferenças estas capazes de distorcer as médias a serem obtidas.

(2) Aos valores adotados (os existentes tabulados no ANEEL (2008)), foram promovidas duas adequações. A primeira foi inserir valor não existente, referente à fonte SOL. Esse dado foi extraído do preço de referência – preço teto, aprovado, em 26 de agosto de 2014, pela ANEEL para o leilão nº 6 / 2014 – A5, agendado para outubro de 2014, base oficial mais recente, disponível, com inclusão da fonte solar, e no qual figura acentuado número de propostas de SOLs já apresentadas e submetidas à EPE para análise, ao contrário do anterior, para essa fonte, que não apresentou propostas. A segunda adequação foi utilizar para a fonte EOL, também o preço de referência no leilão nº 6 / 2014 – A5, em razão do expressivo ganho de taxa de aprendizado, significando preço real atual, substancialmente a menor, do que o tabulado no ANEEL (2008).

¹¹ Energia nova é a energia – Wh que é comprada por meio dos leilões de energia elétrica, sendo produzida por usinas recém-construídas – de qualquer fonte. A diferença para a chamada energia velha são os investimentos para a sua construção e entrada em operação, os quais ainda não foram amortizados – pagos, o que torna a energia nova mais cara que a energia velha. A ANEEL e a CCEE fazem leilões para os dois tipos de energia. A energia velha, por sua vez, possui os investimentos para a sua construção e entrada em operação, amortizados – pagos, o que torna a energia velha mais barata que a energia nova.

A tabela 4.13, a seguir, apresenta os resultados obtidos:

Tabela 4.13 – Relações entre custos de produção atuais e resultantes em 2050.

Fonte	R/N	Custo médio de produção	Matriz de produção atual		Matriz de produção prospectada para 2050	
			Participa// na matriz de produção	Custo médio ponderado resultante	Participa// na matriz de produção	Custo médio ponderado resultante
		(R\$ / MWh)	(%)	(R\$ / MWh)	(%)	(R\$ / MWh)
UHEs	R	118,40	76,35	90,40	55,53	65,75
UTES fósseis	N	245,35	3,72	9,13	1,80	4,42
UTES renováveis	R	101,75	7,85	7,99	16,92	17,22
UTNs	N	138,75	3,64	5,05	1,76	2,44
EOLs	R	137,00	8,44	11,56	12,08	16,55
SOLs	R	137,00	0,003	0,0041	11,91	16,32
MARs	R	118,40	0	0	0,004	0,005
Totais resultantes	-	-	100	124,13	100	122,70

Fonte: Elaboração própria. Nota: UHEs incluem PCHs e repotenciação.

O comparativo de custos de produção, apurado na tabela 4.13, acima apresentada, indica que **é possível prospectar uma matriz futura de produção de energia elétrica, calcada na não ampliação das fontes fósseis e das fontes potencialmente emissoras de GEEs, sem se incorrer em aumentos nos custos de produção**, ou até mesmo vindo a reduzi-los. (Neste estudo, R\$ 124,13 / MWh = custo médio ponderado para o cenário atual; contra R\$ 122,70 / MWh = custo médio ponderado para o cenário prospectado no ano base 2050).

Em complemento, Teske et al (2010) salientam que, no futuro, à medida em que as emissões de GEEs venham a ser valoradas e internalizadas nos processos produtivos, o uso de combustíveis fósseis tornar-se-á relativamente mais caro, não apenas pela valoração, ma pela tendência de mercado e oferta/demanda.

4.5.5. Sustentabilidade Passível de Ser Obtida

Não é encontrada na literatura uma definição quantitativa, normalmente aceita, aplicável como métrica, para índices de sustentabilidade¹². A seguir aplicam-se duas óticas qualitativas de avaliação. A partir do conceito de “entropia”, apresentado no apêndice A; e a partir do conceito de “premissas fundamentais”, apresentado no capítulo 1.

4.5.5.1. Pela Ótica da Entropia

Embora a entropia represente uma grandeza das ciências exatas, sua aplicação nas ciências humanas e sociais – mesmo na economia – ainda não é encontrada devidamente definida quantitativamente¹³. Do ponto de vista qualitativo tem-se, como exposto no apêndice A, que a entropia do planeta sempre aumenta, nunca diminui, e que a biosfera se mantém graças à liberação, de excesso de entropia, para o cosmos, cujo limite de capacidade de liberação não é ainda devidamente comensurado.

Tronconi et al (1991) estabelecem quatro situações de transformação aplicáveis à avaliação termodinâmica do binômio energia & entropia (1 a 4)¹⁴:

(1) Liberação de energia, com **aumento de entropia** (combustão, digestão dos alimentos, fissão nuclear, explosão, ...).

¹² Uma proposição, por este autor conhecida, que reúne o tripé da sustentabilidade (ambiental, social e econômico) seria por emergia, de Odum (1996), já citada no capítulo 1. Ocorre que não está reunido neste estudo, um completo compêndio de dados – econômicos, sociais e ambientais, que seriam necessários para uma correta contabilização emergética. Este levantamento exigiria um hercúleo estudo à parte, das fases de implantação e de operação dos empreendimentos de produção. Para o cenário 2050, eles sequer existem no presente. Por outro lado, dados secundários de outros autores, referentes a fatores de transformidade – Tr, já obtidos, que são os definidores da unidade comum que permite a contabilização (joule de energia solar – sej), e que poderiam ser usados para uma extrapolação ao cenário futuro, não foram encontrados completos para as diferentes fontes de produção de energia elétrica, e nem em mesma base de tempo e de localidade.

¹³ A literatura apresenta proposições, em desenvolvimento, alicerçadas em entropia. Carvalho (2011) propõe uma metodologia para estabelecer uma definição quantitativa de sustentabilidade estruturada nos princípios de mínima e máxima produção de entropia, e delinear uma forma de organizar as diferentes fontes e tipos de energia. Com base nisso, produzir um Índice de Sustentabilidade Ambiental, ligado a indicadores estatísticos existentes de desenvolvimento humano, e, assim, chegar a um Índice de Desenvolvimento Humano Sustentável, o que seria positiva ou negativamente influenciado por parâmetros ligados à sustentabilidade e qualidade de vida ambiental. A apuração desse narrado Índice de Desenvolvimento Humano Sustentável, exige esforços de organizações globais, e ainda não é encontrada existente.

¹⁴ Os exemplos são, também, de Tronconi et al (1991).

- (2) Liberação de energia, com **diminuição de entropia** (resfriamento, liquefação, solidificação).
- (3) Absorção de energia, com **aumento de entropia** (aquecimento, liquefação e vaporização).
- (4) Absorção de energia, com **diminuição de entropia** (metabolismo das plantas e dos animais, síntese dos polímeros, ...).

Em função da postulação apresentada, acima, em (1 a 4), resulta que a expansão prospectada neste estudo tende a **diminuição participativa da entropia**, pela não expansão da combustão das UTEs fósseis, e pela expansão das UTEs a biomassa, o que **favorece a busca de desenvolvimento sustentável**.

4.5.5.2. Pela Ótica dos Princípios Fundamentais

Das postulações de Daly (1991) e Odum (1996), foram eleitas no capítulo 1, três princípios fundamentais para busca de sustentabilidade (1 a 3):

- (1) O uso, dos recursos renováveis – R, não deve superar as suas capacidades de renovação.
- (2) A velocidade, de uso dos recursos não renováveis – N, não deve superar a velocidade de desenvolvimento dos recursos renováveis.
- (3) A emissão de poluentes não deve superar a capacidade de absorção do meio ambiente.

Em função da postulação apresentada, acima, em (1 a 3), resulta que a expansão, neste estudo, prospectada, conduz ao **aumento do uso das fontes renováveis, e diminui relativamente (%) a pressão ambiental e a emissão de GEEs**, o que favorece a busca de **desenvolvimento sustentável**.

Neste capítulo prospectou-se um cenário de demanda de energia elétrica para o cenário de 2050; e a partir dele uma matriz de produção capaz de equilibrar o balanço de cargas, baseada em menores participações de emissões de GEEs e de consumos a partir de fontes fósseis, fatores definidos em capítulos anteriores, complementados pelos apêndices, e aqui avaliados, como premissas para um sistema elétrico futuro mais sustentável.

A seguir, passa-se a estudar os principais caminhos necessários para que se possa atingir o alinhamento projetado.

5. ESTRATÉGIAS PARA TRANSIÇÃO AO CENÁRIO MAIS SUSTENTÁVEL

Visa-se neste capítulo identificar os fatores necessários de se implementar para que se transite em sentido a um cenário mais sustentável, tal como o prospectado, na obtenção de energia elétrica, até 2050.

A expansão prospectada promove, além dos benefícios apresentados, descentralização da produção. Em razão de maior número de diferentes unidades de produção em menor escala por unidade, localizadas em diferentes locais. Essa descentralização representa aspectos positivos, mas implica na necessidade de ajustes para estruturação do sistema.

5.1. Principais Aspectos Obtidos e Ajustes Necessários

Principais Aspectos Positivos

- Menor participação relativa (%) das fontes fósseis e das emissões de GEEs, conforme apresentado.
- Menores perdas técnicas por efeito joule. Em razão do maior número de unidades de produção, próximas aos centros de consumo; ao contrário do sistema atual, centralizado em grandes UHEs, em maioria, distantes dos centros de consumo.
- Menor sujeição a transientes atmosféricos. Em razão do menor percurso da carga resultante.
- Menor dependência de anomalia em uma única fonte com carga representativamente alta.

Principais Ajustes Necessários à Estruturação do Sistema

- Expansão das fontes EOLs, SOLs e UTEs acompanhando a expansão das UHEs, afim de promover complementação sazonal da produção, e desta forma manter a estruturação do sistema.
- Implementações técnicas, operacionais e normativas, afim de que a diversificação das fontes possa se acentuar, tal como prospectado. E integração da produção em baixa escala

– chamada de micro ou mini produção distribuída – ao SEB, sem o que não se obtém estruturação do sistema.

5.1.1. Estruturação do Sistema

No que se refere à complementação sazonal e à estruturação do sistema, a seguir a figura 5.1 apresenta o cruzamento mensal das curvas características de afluência de energia natural hídrica, de produção eólica, e de períodos de safras de cana de açúcar:

Figura 5.1 – Curvas entre energia afluyente (UHES), produção efetiva de EOLs, e de bagaço de cana.

Fonte: Elaboração própria a partir de apuração de dados do Banco de Informações da Geração (ONS, 2014), da Embrapa, e do Boletim de Conjuntura Energética da EPE (EPE-NT, 2013).

Na elaboração da figura 5.1, acima, foram utilizados (1 a 3): (1) Para a curva das UHEs, foi levantada a energia natural afluyente¹ – ENF, em dados históricos mensais referentes ao período de 2001 a 2013, com valores em² W médios, transformados em percentuais, a partir da equivalência, do maior valor em cada período anual apurado, a 100%. (2) Para a curva das EOLs, foi utilizado o mesmo método, com levantamento da produção efetiva, em dados históricos mensais referentes ao período de 2007 (ano mais antigo disponibilizado pelo ONS) a 2013. (3) Para a curva do bagaço de cana, foi utilizado o mesmo método, com levantamento da produção efetiva (a partir de valores em toneladas), consideradas duas safras anuais (regiões nordeste e centro-sul), em dados históricos mensais referentes ao período de 2010 a 2013.

A figura 5.1, apresentada, permite visualizar que os meses de período seco das UHEs (menor produção) coincidem com os meses de maior produção eólica, o que diminui a sazonalidade ao nível do sistema; e que as safras de cana disponibilizam biomassa ao longo do período anual, consideradas as duas safras anuais, a da região nordeste e a do centro-sul. Estes fatores, conjugados, permitem estruturação – balanceamento³ sazonal da oferta – do sistema. Corrobora ainda, a estratégia de formação de portfólio para armazenamento⁴ máximo⁵ de energia natural afluyente durante o período úmido, para utilização no período seco, conforme explanado no apêndice B.

No entanto, ao longo da trajetória de expansão futura, para que essa estruturação seja obtida e mantida, é necessário, como já citado, que as demais fontes de produção acompanhem a expansão das UHEs. Os principais fatores influentes nesse equilíbrio, são vistos a seguir.

¹ ENF. Energia elétrica que pode ser produzida a partir das vazões naturais afluentes aos reservatórios de UHEs. Os valores são expressos em MW médios ou em percentual da média histórica de longo termo.

² W médio (símbolo: Wmed). Corresponde à carga (Wh) média de energia de dado sistema em dado período. $W \text{ médio} = Wh / (\text{número de horas do período})$. $1 \text{ Wmed} / \text{ano} = 8.760 \text{ Wh} / \text{ano}$.

³ Quando indisponível a partir de uma fonte, a oferta de energia elétrica é compensada por outra fonte, momentaneamente, mais favorecida.

⁴ Energia armazenada é a quantidade de energia contida em dado reservatório hidroelétrico, expressa em percentual do volume máximo de armazenamento de água desse reservatório, em combinação com a(s) usina(s) à sua jusante. Tomando a capacidade máxima desse conjunto em Wh, é possível saber quantos Wh poderiam ser produzidos com o percentual de armazenamento existente, em dado momento.

⁵ A partir de programação antecipada da insuficiência das UHEs, as demais fontes podem ser despachadas em mérito de prioridade – antecipadas – assim assegurando – acumulando – ao máximo possível o estoque – armazenamento – de energia natural afluyente – água – das UHEs.

5.2. Implementações Técnicas, Operacionais e Normativas Aplicáveis

Benedito; Zilles (2011) elaboraram estudo, questionando a falta de aceleração na aplicação distribuída da fonte solar, no qual reuniram, a partir do estudo elaborado e de outros dois anteriores, os principais fatores necessários de serem trabalhados, afim de que a aceleração seja alcançada junto ao sistema de distribuição de energia elétrica. Vêm-se esses fatores como barreiras comuns à aceleração de outras fontes. Eles são sintetizados a seguir (1 a 7):

(1) **Falta de regulamentação específica.** A entrada em operação de micro geradores distribuídos, com potência até 5 MW, anteriormente autorizada para as fontes térmica e hídrica, foi estendida para as demais fontes, por meio da Resolução Aneel nº 390/2009. Há falta de regulamentação específica, o que tem desestimulado os interessados (i a iv): i) limite de potência de conexão em baixa tensão; ii) requisitos mínimos de segurança e qualidade da energia produzida; iii) operacionalizar a comercialização da energia oriunda da micro geração; iv) viabilizar financeiramente a implementação dos sistemas de medição.

(2) **Ausência de padrão de conexão.** As concessionárias estabelecem os pontos de conexão, bem como suas normas de conexão, sob critérios próprios, e não uniformizados para com outras concessionárias – critérios redundantes e desnecessários no entender de Benedito; Zilles (2011), o que desestimula o processo. Quando do estudo dos autores, a Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, desenvolvia norma⁶ com padronização específica a ser aplicada.

(3) **Dificuldade de medição da energia produzida.** Os produtores de menor porte dispõem de medidores homologados para registrar o fluxo da rede para o estabelecimento, e não em sentido inverso. Pela legislação atual, a reversão configura fraude. Benedito; Zilles (2011) apontam a existência de casos de notificações de concessionárias a micro geradores, por terem transmitido à rede, mais energia do que consumiram. Esse problema deve ser eliminado com a introdução, já em curso, de medidores eletrônicos capazes de medição nos dois sentidos e de leitura remota. É prevista a implementação de 60 milhões desses novos medidores, em horizonte de dez anos.

(4) **Dificuldade de gestão de muitos subsistemas operando em paralelo com a rede.** A possível massificação de micro geradores preocupa as concessionárias, por possíveis distúrbios

⁶ Cabe lembrar que as normas da ABNT não têm força de Lei, o que não obriga as concessionárias a deixar de seguir suas normas próprias e ou alterá-las.

advindos, de difícil previsão e controle, a exemplo de energia de má qualidade. Também se questiona a quem caberia o custo de novos investimentos no reforço da rede e treinamento de pessoal atuante. Para Benedito; Zilles (2011), mais estudos técnicos têm de ser desenvolvidos visando a gestão da rede de distribuição condicionada à figura dos novos entrantes. Os autores salientam que a experiência internacional tem demonstrado ser perfeitamente viável a operação em paralelo.

(5) **Necessidade de licença ambiental para registro.** A Resolução nº 390/2009 exige Licença Ambiental para registro de centrais de capacidade reduzida. De acordo com Benedito; Zilles (2011) há polêmica e morosidade e incongruência nas exigências e concessões, nestas até com respostas negativas, ao ponto de nova redação, específica, estar sendo elaborada.

(6) **Repasse, à tarifa, limitado a um valor de referência.** Por força da legislação vigente, as concessionárias só podem repassar à tarifa dos consumidores, valores até o limite de um valor de Referência – VR. Conforme Benedito; Zilles (2011), por ser o VR inferior aos atuais custos de produção das fontes alternativas, resulta-se em relutância das concessionárias na compra desse tipo de energia.

(7) **Indefinição sobre mecanismos de incentivo.** Internacionalmente, programas de sucesso se impulsionaram por meio de (i e ii): i) pagamento de *Feed-in* – tarifas prêmio, mediante remuneração aos produtores acima do custo da produção da energia, com repasse à tarifa dos consumidores, exceto os e baixa renda, e; ii) Implantação de *Netmetering* – acúmulo de créditos, por parte do produtor, em dado período, para abatimento de consumo em outro período. Para Benedito; Zilles (2011), este mecanismo (*netmetering*) parece ser, por si, suficiente para acelerar a expansão da fonte solar, o que se entende extensível às demais fontes. A figura 5.2, a seguir, ilustra a configuração, à rede pública, de uma SOL residencial, em sistema de *netmetering*:

Figura 5.2 – SOL conectada em *netmetering* à rede pública de distribuição.

Fonte: Benedito; Zilles (2011).

Na figura 5.2, acima, o conjunto gerador/inversor⁷ e o conjunto de proteção estão conectados ao quadro geral da instalação. Um sensor de dados de irradiação e temperatura está acoplado ao arranjo de módulos. O medidor eletrônico registra os fluxos em sentidos convencional e reverso. Os dados do sensor, do inversor e do medidor podem ser monitorados remotamente via o Sistema Global para Comunicação Móvel (*Global System for Mobile Communication* – GSM).

Um específico fator – o dos medidores eletrônicos – que, conforme o apresentado, atua como barreira à inserção de auto produtores e geração distribuída, é tratado a seguir.

5.2.1. Implementação de Redes Inteligentes – *Smart Grids*

À medida em que se aumenta o número de variáveis que são introduzidas em dado sistema elétrico, a exemplo do ilustrado na figura 5.2, na qual um dado ponto da rede pública não apenas fornece, mas também é suprida por energia elétrica, de um auto produtor, aumentam, em paralelo, as complexidades de controle operacional, e as oportunidades de novas modelagens de negócios. A título de exemplo de variável interagindo no controle operacional, uma

⁷ Inversor, ou inversor de frequência, ou ondulador, é um dispositivo elétrico, ou eletromecânico, destinado a converter um sinal elétrico em corrente contínua – CC, para um sinal elétrico em corrente alternada – CA. Realiza o papel inverso de um retificador, este convertendo de CA para CC.

constatação, no presente existente, pode ser apresentada pela operação das linhas de energia elétrica que alimentam o sistema de trólebus na capital paulista, onde a concessionária de energia foi conduzida a fazer uso de uma base operacional especificamente dedicada a esse sistema. Exemplo, de novas oportunidades de negócio, pode ser formulado pelas distribuidoras de energia vindo a oferecer planos personalizados de tarifa, tal como atualmente o fazem as concessionárias de telefonia, para os consumidores, por meio dos seus perfis de consumo.

No conjunto do sistema elétrico do país, o esperado aumento de variáveis é estimado como de acentuação: tipos de fontes de produção, produção e armazenamento distribuídos, números e locais de pontos de conexão, relações entre entradas e saídas de carga na rede, perfis de clientes, novas tendências de uso – como a inserção dos veículos elétricos, ... Conjunto de elementos variáveis que conduzem à citada complexidade operacional. Da mesma forma, estas alterações conduzem, como já citado, também a novas modelagens nas relações entre fornecedores e consumidores – oportunidades. A exploração de novas oportunidades pode significar aumento de benefícios para ambas as partes – conforme é ditado pela Teoria dos Jogos⁸.

A implementação, nas redes elétricas, de equipamentos dotados de inteligência computacional, destinados, principalmente, à automação, simplificação de controle operacional, e disponibilização de informações *on time* e *on line* (em tempo real e a diferentes usuários) é tratada, genericamente, pela implementação de **smart meters** (medidores inteligentes) e **smart grids** (redes inteligentes).

Definição. Embora diferentes autores apresentem definições próprias para *smart grid*, de forma geral pode-se entendê-la como a aplicação de Tecnologia da Informação – TI, no sistema elétrico, de forma a integrar dados, informações, controles, operadores e usuários. Os equipamentos, genericamente sensores, medidores e atuadores, digitais, controlam e informam parâmetros significativos para os quais tenham sido projetados e programados, a exemplo de ocorrências sobre tensão, corrente, conexão, sentido do fluxo, etc.

No entender da International Energy Agency – IEA (Agência Internacional de Energia) (IEA, 2011):

⁸ Ramo da matemática. Existe desde a década de 1930, e que ganhou proeminência na década de 1990, a partir do trabalho de John Nash, pesquisador da universidade de Harvard e Prêmio Nobel. O princípio é de que jogadores – negociadores – podem eleger estratégias de ação onde mais mutuamente saiam ganhando – negociações ganha-ganha. Empresarialmente tem sido utilizada na análise de melhores resultados passíveis de serem obtidos das relações comerciais – concorrência e cooperação – entre clientes e fornecedores.

“O uso, de redes inteligentes e contadores inteligentes, trará uma mudança fundamental no relacionamento entre clientes e fornecedores de energia. Grandes quantidades de dados detalhados dos clientes ficarão disponíveis, e fornecedores de energia serão capazes de controlar as condições de serviço a um grau sem precedentes. Para essas mudanças serão necessárias novas políticas para regular o uso de dados dos clientes e proteger os consumidores de impactos adversos. As redes inteligentes e contadores inteligentes também criarão enormes benefícios econômicos habilitando os consumidores a controlar suas contas de energia, melhorando como os mercados de eletricidade operam, e adiando ou reduzindo investimentos em picos de geração cara. As redes inteligentes e medidores inteligentes permitirão aos clientes entregarem e beneficiarem-se de menores custos de energia elétrica. A concretização deste potencial, no entanto, vai exigir novas políticas que criem e incentivem clientes mais inteligentes” (tradução literal por este autor).

As experiências internacionais indicam que *smart grids* foram inicialmente introduzidos nas operações de despacho de energia, daí se expandindo para as demais automações em sistemas elétricos. A aplicação é presente principalmente em países da Unidade Europeia – EU e nos EUA, neste, já, regulamentada em forma de Lei.

No Brasil, o assunto não se encontra afinado e as discussões vêm sendo tímidas. Há informações⁹ de que a ANEEL vem estudando mudanças na área de medição do consumo, com implantação de *smart grids* no território nacional. Uma barreira, atual, é representada pelo custo aquisitivo. A substituição de medidores convencionais por eletrônicos de ciclo reversível – *smart meters*, é estimada entre US\$ 150 a US\$ 450 por cliente, conforme a configuração do equipamento para o qual se opte, segundo mínimos e máximos apurados de diferentes analistas. Em contra partida, os ganhos estimados a serem obtidos seriam, para o setor residencial, da ordem de 10% a 15% de economia no consumo.

Estima-se que a implementação de *smart grids*, para um sistema elétrico descentralizado tal como neste estudo prospectado, seria necessária para um horizonte de por volta de 2020, considerada a esperada inserção de VEs puros e híbridos (WITTMANN; BERMAN; WITTMANN, 2013).

A figura 5.3, a seguir, ilustra uma configuração residencial de *smart meter* integrada à autoprodução, e consumo ou fornecimento opcionais da, e para, a rede pública.

⁹ IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Florianópolis, 2014.

Figura 5.3 – Integração de *smart meter* residencial.

Fonte: Montagem a partir de catálogo comercial, de 2013, da fabricante norte americana Texas Instruments Incorporated. Nota: À esquerda concepção artística das instalações; à direita diagrama de blocos do *smart meter*.

Na configuração ilustrada na figura 5.3, acima, o *smart meter* atua como medidor e controlador. A rede elétrica pública, as fontes de produção interna (EOL e SOL) e os equipamentos domésticos de consumo, são operados e controlados em tempo real, com as informações sendo disponibilizadas por meio de Internet – rede global de comunicações, e por meio de intranet – rede doméstica de comunicações.

Um outro fator, não menos importante, necessário para aceleração das fontes complementares de produção de energia elétrica, diz respeito à operacionalização de suas competitividades; o que é visto a seguir.

5.2.2. Internalização do Uso da Água e das Emissões de GEEs.

Conforme é explanado no apêndice B, no Brasil, a energia elétrica que alimenta o SIN, é controlada por critério de Despacho Econômico – DE, operado pelo ONS. Resumidamente, o DE significa o sistema de controle, pelo ONS, da produção de energia elétrica no país. Determina quais usinas de cada fonte devem produzir energia e por qual período. O objetivo é o chamado “Despacho econômico”, ou “Despacho ótimo” (1 e 2): (1) UTEs operam em regime de complementação às UHEs e com retardo no acionamento. (2) Capacidade de suprimento de toda demanda do país pelo menor custo.

O método não engloba as externalidades socioambientais incidentes. Estudo de Wittmann; Bermann (2014), aponta tratar-se de deficiência que favorece setores eletrointensivos, freia o

desenvolvimento de fontes complementares e não se alinha com a busca de desenvolvimento sustentável para o país.

Os autores descrevem que o DE considera o custo monetário de produção. Da economia, ou seja, sem incluir outros custos associados cabíveis, que são as externalidades existentes – os custos sociais e ambientais. Resultando na operação de diferentes usinas, sem agregação dos custos individuais de externalidades, a cada uma delas associados. Com consequências graves. Porque (1 e 2):

(1) Esses custos associados, apesar de existentes, ficam **sem repasse aos grandes consumidores** – basicamente o segmento da **indústria eletro intensiva** de extração e transformação; evidentemente resultando em favorecimento a uma classe sumamente exportadora de commodities de baixo valor agregado, em detrimento de todo restante da sociedade brasileira, a quem permanece o ônus gerado por essa produção – grave injustiça social. Na prática, os custos associados ficam sem repasse, conforme citado, porque há dois mercados distintos de comercialização de energia elétrica. Os grandes consumidores possuem a opção de negociar livremente seus preços, junto às concessionárias produtoras, no Ambiente de Contratação Livre – ACL; diferentemente da população, em geral, sujeita às tarifas fixas impostas por meio do Ambiente de Contratação Regulada – ACR.

2) O engodo, no despacho econômico, por favorecer custo menor irreal, rouba da sociedade brasileira a pró-atividade de desenvolver as fontes renováveis complementares – em especial, eólica e solar, hoje ainda sem propícia competitividade - curva de aprendizado.

O estudo de Wittmann; Bermann (2014) indica que duas principais externalidades deveriam ser internalizadas. (1 e 2): 1) o uso da água, e 2) a emissão de GEEs. Elas estão diretamente ligadas às grandes preocupações atuais – água e emissões.

5.2.2.1. O Uso da Água

Viana; Parente (2010), esclarecem que:

“Nos modelos computacionais utilizados na operação do SIN os empreendimentos hidráulicos, e a maioria dos demais empreendimentos de fontes renováveis, são considerados com CVU¹⁰ igual a zero. Os empreendimentos termoeletrônicos são considerados nestes mesmos modelos com CVUs que representam basicamente o custo de combustível e de operação/manutenção para geração de 1 MWh acima da geração

¹⁰ CVU = Custo Variável Unitário (de cada empreendimento de produção de energia elétrica).

inflexível¹¹. Essas informações de cunho comercial/econômico dos empreendimentos são adicionadas a um conjunto de informações físicas do SIN – carga estimada, previsão de afluições nas diversas bacias hidrológicas, características físicas dos sistemas de transmissão e distribuição, entre outras. Em conjunto elas determinam os empreendimentos que serão despachados, observando que dada essas características, visa-se maximizar a geração de fontes renováveis com CVU igual a zero” (referências adicionadas por este autor).

O texto citado de Viana; Parente (2010) deixa claro que as UHEs são favorecidas no cômputo do DE, pelo CVU com valor zero. Se a internalização fosse feita, passaria a haver **melhor competitividade dos custos de operação das UHEs, para com as fontes SOLs e EOLs, a estas favorecendo aceleração da aplicação**. Cabe lembrar que da aceleração da aplicação advém conseqüente redução de custo, representada pela taxa de progresso que se obtenha de sua curva de aprendizado.

Que o uso da água – por seus aspectos de usos múltiplos – deva ser cobrado, não há dúvida, a própria ANEEL, nesse reconhecimento, faz uso de taxa chamada de “Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos” – CFURH. A questão, como já exposto, é que ao ser cobrada de forma não internalizada, culmina na prática, em favorecer o ACL, e o DE das UHEs.

No estudo de Wittmann; Bermann (2014), é sugerido que a internalização seja monetizada por meio de apuração de custo de oportunidade¹², ou pelo próprio valor praticado na CFURH.

5.2.2.2. As Emissões de GEEs

As preocupações com as emissões de GEEs estão explanadas no apêndice A, por meio de fundamentos da termodinâmica. Em uma só frase, trata-se de uma busca global no sentido de estabilização das concentrações de GEEs na atmosfera, sem o que, corre-se o risco de comprometer a biosfera do planeta.

Na produção de energia elétrica, a principal fonte emissora, é considerada como representada pelas UTEs. O que vem a ser uma verdade parcial. No estudo de Wittmann; Bermann (2014), é demonstrado que UHEs podem emitir quantidades de carbono equivalente – CE, até

¹¹ Geração inflexível. No Brasil, as UTEs podem optar por dois tipos de operação: inflexível e flexível. As UTEs inflexíveis são aquelas cujos contratos de combustível são do tipo *take or pay* (o comprador paga ao fornecedor dado preço por dada quantidade, previamente contratados, incidindo dada “multa” sobre quantidade não consumida; tal expediente é utilizado principalmente no suprimento de gás e biomassa). Estas UTEs permanecem despachadas, com produção constante, durante o suprimento contratado. Incluem-se, também, na inflexibilidade as UTNs, estas em razão, não de suprimento, mas dos inconvenientes técnicos de suas paradas.

¹² Custo de Oportunidade. Método – da economia, não da contabilidade – que considera as diferentes opções de aplicação, na economia, de um determinado recurso.

superiores às de UTEs, por unidade de energia elétrica – Wh, produzida, cabendo levantamentos caso a caso.

A internalização das emissões, viria a significar, semelhantemente ao caso da internalização do uso da água, **maior paridade dos custos de operação das UTEs e das UHEs, para com as fontes SOLs e EOLs, a estas favorecendo aceleração da aplicação**, e por consequência da aceleração da aplicação, sequente redução de custo, representada pela taxa de progresso que se obtenha da curva de aprendizado.

No estudo de Wittmann; Bermann (2014), é sugerido balizar a monetização por meio de valores médios praticados no mercado internacional de crédito de carbono.

5.2.3. Políticas Tarifárias que Equilibrem Crescimento & Desenvolvimento

Entende-se que em paralelo aos aspectos já apresentados, um importante fator que estará ao longo do tempo balizando a aceleração das fontes renováveis de energia não tradicionais, a autoprodução e conjuntamente a descentralização da produção de energia elétrica, será a política de tarifas públicas que venha a ser implementada pelos futuros gestores governamentais.

Idealmente com políticas voltadas ao Estado, não ao Governo, alinhando crescimento com desenvolvimento, favorecendo eficiência e desfavorecendo o desperdício. Nesse tocante, entende-se como ideal em benefício da sociedade, da economia e do ambiente (1 a 3):

- (1) Que as tarifas cumpram seu papel de modicidade tarifária, com tarifas diferenciadas para diferentes classes sociais e para diferentes classes de consumo, pagando menos por unidade de energia quem consome menos, e pagando mais unitariamente quem mais consome.
- (2) Que as tarifas sejam estáveis em longos períodos e com paridade internacional permitindo competitividade da economia do país frente ao mercado externo, porem com valores reais, não artificiais a exemplo do já exposto caso da MP 579, sendo a redução de custos obtida da eficiência na obtenção e no uso da energia elétrica.
- (3) Que as tarifas estimulem resultados favoráveis aos *paybacks* (tempo decorrido entre o investimento realizado e o momento no qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor desse investimento) das análises dos investimentos dos autoprodutores e da geração distribuída a partir de fontes renováveis de energia.

Fazendo uso das palavras de Teske et al (2010): “criar condições de mercado para as renováveis é contribuir para o crescimento econômico sustentável, empregos de alta qualidade, desenvolvimento de tecnologia, competitividade global e liderança industrial e de pesquisas”.

5.2.4. Maior Estímulo à Eficiência Energética

A eficiência energética é definida pela ANEEL como índice que demonstra o quanto da energia de dada fonte é convertido em utilidade eletromecânica e utilidade calor (ANEEL, 2008). Energia utilizada frente à energia total. Esse índice pode ser gerenciado por duas óticas: o lado da oferta, e o lado da demanda. Significa identificar onde ganhos podem ser obtidos na cadeia de fornecimento - produção, transmissão, distribuição, e usos finais.

No lado da oferta, entende-se que ganhos poderiam ser obtidos pela descentralização da produção, e por redução das perdas técnicas, estas que foram de 15,9% em 2012, e 15,3% em 2013, e estão previstas para 13,7% em 2050, redução pouco significativa; e distante de sistemas referenciais de baixo nível de perdas, a exemplo dos EUA com índices de 9 %, e do Japão com índices de 8 %. Teoricamente o fator mais representativo, para as altas perdas nacionais, seria o efeito joule, representado pelas longas distâncias entre as grandes UHEs e os centros de consumo; contudo, no levantamento realizado nos dados do triênio 2011, 2012 e 2013, nos quais houve queda de participação hídrica – por queda de pluviometria – as perdas técnicas não acompanharam, em mesma relação, a involução da produção hídrica. Todos esses parâmetros já foram apresentados e referenciados, indicando que outros fatores agem com maior peso que o efeito joule, atributivamente **falta de modernização e de manutenção** nas linhas de transmissão e distribuição. Fatores portanto, que merecem ser melhor gerenciados, em paralelo com a expansão da geração descentralizada.

No lado da demanda, os ganhos de eficiência energética podem ser obtidos por progresso autônomo (iniciativas dos consumidores), ou por progresso induzido (políticas públicas de estímulo¹³). Desde 1998 a ANEEL tem desenvolvido ações para busca de eficiência energética,

¹³ Programas públicos atualmente implementados visando ganhos de eficiência: Programa Brasileiro de Etiquetagem – PBE; Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL; Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural – CONPET; Programa de apoio a Projetos de Eficiência Energética – PROESCO; Lei nº 10.295/2001 e Decreto nº 4.059/2001 (que determinam a instituição de níveis máximos de consumo específico de energia, ou mínimos de eficiência energética, de máquinas e aparelhos

com resultados, conforme já apresentado, pouco significativos. O BEN não se estende às obtenções nos usos finais. No PNE 2030 há inclusão de um Plano Nacional de Eficiência Energética – PNEf, publicado em 2011, com metas de ganhos de 5% por progresso autônomo, mais 5% por progresso induzido. E na Nota Técnica Demanda de Energia 2050, há a já citada previsão de ganho de 18,3%. Valor considerado **baixo frente ao potencial** passível de ser obtido no país, conforme convergem diferentes estudos, cite-se Teske et al (2010), este estimando na ordem de 26%.

Fatores gerais considerados importantes para ganho de eficiência, estão relacionados com o **rendimento** dos aparatos eletroeletrônico utilizados, e com a eficiência das edificações – uso de **arquitetura bioclimática** visando menor uso de condicionamento térmico.

No setor residencial, um grave problema ainda não solvido é o dos **chuveiros elétricos**. Nestes, a eficiência, de transformação de energia elétrica em calor, é elevada, porem os picos concentrados de demanda máxima implicam em dimensionamento da estrutura do sistema de fornecimento com aproveitamento maximizado em curtos horários concentrados, o que logicamente diminui a eficiência do sistema por inteiro. Cabe aporte ao uso de **aquecedores solares e ou combinados a gás**.

No setor industrial, um grave problema não solvido é a questão da **eletro termia**. Utiliza-se em larga escala calor de processo a partir de energia elétrica, em situações onde caberia o uso direto de outra fonte, a exemplo do gás, com maior eficiência final, conforme estudo de Fernandes (2008), dentre outros pesquisadores. Isso afora as situações onde a eletro termia é base para exportação de commodities – cite-se a indústria de base do alumínio – onde os recursos utilizados na produção de energia elétrica deixam o país, exportados com **baixo valor agregado** – baixa eficiência para o sistema “Brasil” por inteiro, frente aos internacionais, conforme adverte Bermann (2003). No passado, políticas públicas, privilegiando o uso do gás na eletro termia, foram inseridas, mas a evolução dos custos tarifários conduziu muitas indústrias a reverterem seus processos à energia elétrica. Cabe pois, uma política tarifária mais adequada e estável para longos períodos, conforme visto no tópico anterior. Também relacionado com a

consumidores de energia fabricados e comercializados no país); Portaria Interministerial MME/MCTI e MDIC, nº 1.007/2010 (política de banimento gradativo das lâmpadas incandescentes por faixa de potência).

política tarifária, está o **desperdício**, este visivelmente presente em todos os setores de atividade.

Entende-se que, no geral, o uso da energia elétrica deva privilegiar, além de aplicações onde é praticamente insubstituível – a exemplo de iluminação, saúde, bem estar e comunicações – as situações nas quais proporcionem elevada eficiência, a exemplo de **motorização**, onde alcança valores na ordem de 95%, substancialmente maiores que a partir de outras demais opções.

A seguir, passa-se para as considerações finais do estudo.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este capítulo final sintetiza as principais lições aprendidas e apresenta sugestões que podem ser úteis a outros pesquisadores envolvidos com formação de massa crítica, planejamento, e formulação de políticas públicas, na área de energia elétrica.

Energia não é algo que se possa “gerar”; ela foi criada em um único instante inicial – Hipótese do Átomo Primordial. Energia é finita, foi criada em único evento inicial, conservando-se constante; e o universo evoluindo com aumento de entropia.

A fonte básica de energia da Terra é o Sol. Cinco mil vezes maior que as demais. O planeta recebe energia do cosmos – primordialmente do Sol – interage essa energia externa com energia interna que possui e transforma, e por fim emite energia de volta ao cosmos. O planeta se mantém em equilíbrio graças à proximidade entre os valores dos fluxos de entrada e saída, e liberação de entropia.

A visão cosmológica da energia apresenta que a estabilidade da biosfera depende do equilíbrio termodinâmico do planeta. A “vida” existe e se mantém graças a processos que degradam energia de alta qualidade, o que mantém estável a entropia na Terra, com liberação para o universo; e o aumento, “às cegas” da entropia, põe em risco os ecossistemas do planeta.

Entretanto, o vivenciado na civilização atual é que em razão de uma economia global baseada na queima de recursos fósseis, estamos revertendo em três séculos, os ciclos de sequestro de carbono acumulados ao longo de milhões de anos, com risco de desestabilizar a biosfera. O que significa um modelo atual e global de crescimento, perverso e insustentável. Uma era marcada pelo uso inadequado do capital.

No presente constatamos elevação da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera, e alterações climáticas com variações de temperatura e de pluviometria, em algumas regiões provocando inundações, em outras comprometendo o abastecimento humano e a produção hídrica de energia elétrica. O quanto estas variações presentes são oriundas de fenômenos naturais, ou das atividades humanas, é ainda insuficientemente definido, de forma que pelo princípio da precaução nos cabe-nos divergir do usual e buscarmos transição para um futuro mais sustentável.

Entre as maiores preocupações, presentes, estão a exploração das reservas fósseis, as emissões de gases de efeito estufa, e a escassez de água, em suas parcelas consideradas utilizáveis pelos seres vivos e pelos processos de transformação de energia.

No lado da oferta de energia, a menos que uma tecnologia totalmente nova venha revolucionar a obtenção de energia, o que não é impossível, mas ainda não passa de abstrata possibilidade – de forma que pelo Princípio da Precaução não deve hoje ser elencada como solução – as atuais reservas fósseis estarão se exaurindo – ou exauridas – por volta do final deste século e o petróleo, hoje base da cadeia econômica, inevitavelmente será objeto de extração mais onerosa e alvo de disputas geopolíticas, culminando em restrições de suprimento, elevação de preço e destinação a nichos de aplicação mais nobres que a simples queima, a exemplo da química fina e dos plásticos de engenharia.

Para a transição a um modelo mais sustentável, a partir desse prisma, no lado da oferta de energia, em termos de fontes de produção de energia, o que sobra é acelerar o desenvolvimento das fontes renováveis, aliado a ganhos de eficiência. Única outra alternativa de produção – econômica e comercialmente viável com as tecnologias hoje existentes – é a fonte nuclear, para a qual não há consenso, em razão dos riscos e problemas não solvidos, associados.

No lado da demanda, a transição em busca de sustentabilidade deve contemplar o uso de recursos renováveis, dentro de suas capacidades de renovação, com velocidade de uso dentro da velocidade de desenvolvimento, e liberação de calor e poluentes dentro da capacidade de absorção dos sistemas naturais. Significa priorizar as fontes renováveis, com mudanças nos padrões de consumo, e uso mais eficiente dos recursos.

No que tange ao suprimento de energia elétrica e às especificidades do nosso país, transição a um modelo mais sustentável implica em aceleração do uso das fontes renováveis disponíveis, somada a ganhos de eficiência, tanto no lado da oferta, como da demanda. Diferentemente de outros países, o nosso é favorecido pela existência de imensos recursos naturais, que entretanto, não estão sendo aproveitados.

O que se tem é que a indústria da energia elétrica no Brasil está inserida em uma cadeia de fornecimento que privilegia produção hídrica e a complementa com produção térmica, por mérito de custo, no valor presente. Um grave erro conceitual, porque valor é relativo ao tempo – princípio da economia que parece não estar sendo ponderado pelos formuladores do

planejamento de longo prazo. Pensar que o mérito de custo – presente – deva priorizar o planejamento de longo prazo da expansão do sistema elétrico do país, conduz à não aceleração do desenvolvimento das fontes renováveis não tradicionais. Porque as torna menos competitivas monetariamente. E essa não aceleração perde em consequência, os ganhos passíveis de obtenção por meio da taxa de progresso de suas curvas de aprendizado, o que representa um ciclo vicioso a ser cortado.

Este cenário está sendo agravado pelas já citadas alterações climáticas, onde escassez de energia afluyente – água – vem exigindo maior acionamento térmico. Para o futuro, os planos do governo contemplam usinas predominantemente a fio d'água, que estão já no presente sendo inseridas em razão de dificuldade de aprovação ambiental de reservatórios. Elas estarão pronunciando ainda mais a diferença já existente, entre disponibilidade de potência (W) e energia (Wh), para o sistema elétrico nacional, que mais precisa de energia, do que potência. Na necessária estruturação do sistema, estará sendo inserida maior complementação térmica. Logicamente, sobrarão mais emissões de GEEs e consumo de recursos fósseis por unidade de energia elétrica produzida.

Frente à problemática apresentada, neste estudo foi feito um exercício de aproximação para um cenário de longo prazo, eleito 2050, visando testar a possibilidade de suprimento elétrico futuro balizado na aceleração do uso das fontes renováveis, premissa postulada como alinhamento à busca de desenvolvimento sustentável.

Para a elaboração, foi utilizada a clássica pesquisa, análise e síntese, com abordagem sistêmica, e aplicação de princípios eleitos, durante a investigação, fundamentais para atingirem-se os objetivos (1 a 5): 1) acelerar a participação das fontes renováveis; 2) obter eficiência termodinâmica por melhoria entre energia útil e energia total do sistema elétrico; 3) reduzir perdas técnicas; 4) evitar emissões de GEEs; e 5) descentralizar a oferta a partir de auto produção, coprodução e geração distribuída.

Foram sistematizados dados e informações existentes em diferentes tipos de documentos elaborados por autores e organizações nacionais e internacionais, em forma de publicações, resoluções, relatórios e eventos.

Dados e informações dos planos governamentais de expansão: Plano Decenal de Energia 2022, Plano Nacional de Energia 2030, Nota Técnica Cenário de Energia 2050, e Nota Técnica

Demanda de Energia 2050. E dados e informações das quatro versões existentes do Relatório Revolução Energética, de iniciativa da organização não governamental Greenpeace, com participação do Conselho Europeu de Energia Renovável e do Conselho Internacional de Energia Eólica, entre outros.

Dito isto, não se projetou, nesta pesquisa, um cenário futuro mais provável; e sim prospectou-se um cenário futuro a partir da sistematização de dados no presente existentes. O balanço utilizado para base de cálculo da expansão, considerou o cenário existente em 2013, mais o escopo das obras em construção e contratadas, constantes do Plano Decenal de Energia 2022; ou seja, não se alterou o escopo de obras atualmente comprometido.

Os resultados obtidos nesta pesquisa demonstraram que é possível estabelecer um planejamento de longo prazo baseado no uso renovável dos recursos de que o país dispõe, com menores pressões socioambientais, consumos de fósseis, e emissões de gases de efeito estufa, por unidade de energia produzida.

Resultou um sistema descentralizado, híbrido; com maior expansão das fontes térmicas renováveis, eólicas e solares, maior participação de produção independente – cogeração, autoprodução, e geração distribuída – e menor carga na rede de transmissão, relativamente frente ao cenário atual. Houve diminuição da expansão relativa da fonte hídrica – significado menores pressões socioambientais. Pela lógica do método utilizado, as fontes térmicas fósseis e a termonuclear não foram expandidas.

No tocante à participação das fontes renováveis, na matriz elétrica, o cenário obtido para 2050 alcançou 96,44% em relação à carga ofertada (Wh) e 93,54% em relação à potência instalada (W). Comparativamente, em 2013 a participação das fontes renováveis na matriz elétrica foi de 79,3% em relação à geração efetivamente ocorrida (Wh); para 2022 o Plano Decenal de Energia prevê 85,8% de participação de renováveis em relação à potência instalada, (W); e para 2030 o Plano Nacional de Energia prevê 82,3% de participação de renováveis em relação à potência instalada (W). Cabe atentar que nos planos governamentais, a maior participação de renováveis é representada por fonte hídrica, onde em 2013, a participação efetiva desta fonte foi de 70,6%, compondo os citados 79,3% totais. Neste estudo limitou-se a 55,53% em relação à geração.

A composição da matriz de produção elétrica, foi prospectada para 2050, na seguinte escala de composição, por fonte: 55,53% hídrica; 16,92% térmica renovável; 12,08% eólica; 11,91% solar; 1,80% térmica fóssil, 1,76% termonuclear; e 0,004% maremotriz.

Em termos de emissões de gases de efeito estufa, e de consumo de óleo combustível, evitados; em uma comparação onde as usinas térmicas fósseis tivessem sua expansão calcada em igual relação com a expansão do sistema por inteiro, obteve-se que teriam sido evitados na ordem de 24,9 milhões de toneladas de carbono equivalente de emissão à atmosfera; e consumo de óleo combustível evitado na ordem de 237.961 toneladas equivalentes de petróleo, montante este, que para o planejamento integrado dos recursos energéticos do país, por inteiro, passaria a estar disponível para aplicação no suprimento de outros segmentos.

Com relação aos custos de produção, o comparativo apurado indicou que é possível prospectar uma matriz futura de produção de energia elétrica, calcada na não ampliação das fontes fósseis e das fontes potencialmente emissoras de GEEs, sem se incorrer em aumentos nos custos de produção, ou até mesmo vindo a reduzi-los. Os números obtidos foram R\$ 124,13/MWh = custo médio ponderado para o cenário atual; contra R\$ 122,70/MWh = custo médio ponderado para o cenário aqui prospectado no ano base 2050. Cabe salientar que, no futuro, à medida em que as emissões de gases de efeito estufa venham a ser valoradas e internalizadas nos processos produtivos, o uso de combustíveis fósseis tornar-se-á relativamente mais caro.

A sustentabilidade passível de ser obtida com o cenário, aqui, prospectado, foi avaliada qualitativamente pela ótica da entropia e pela ótica de princípios fundamentais de sustentabilidade. Pela ótica da entropia, resultou tendência à diminuição participativa da entropia, pela não expansão da combustão das UTEs fósseis, e pela expansão das UTEs a biomassa. Pela ótica dos princípios fundamentais, resultou que o aumento do uso das fontes renováveis diminui relativamente a pressão ambiental e a emissão de gases de efeito estufa. Ambas avaliações representam favorecimento à busca de desenvolvimento sustentável.

O estudo apontou que a prospecção neste estudo construída, em paralelo a aspectos positivos obtidos, implica na necessidade de ajustes para sua estruturação.

Os principais aspectos positivos foram identificados por: Menor participação relativa das fontes fósseis e das emissões de GEEs. Menores perdas técnicas por efeito joule, e menor sujeição a transientes atmosféricos.

Os principais ajustes necessários à estruturação do sistema foram identificados por: Expansão das fontes eólica, solar e térmicas renováveis, acompanhando a expansão da fonte hídrica, afim de promover complementação sazonal da produção, e desta forma manter a estruturação do sistema – a complementariedade foi estudada e verificada. Outro principal ajuste necessário foi identificado por implementações técnicas, operacionais e normativas.

Como estratégias para implementar os ajustes, foi apresentado eliminar barreiras normativas e operacionais existentes, introduzir redes e medidores inteligentes, internalizar o uso da água e das emissões de gases de efeito estufa, e praticar políticas tarifárias que estimulem as fontes renováveis e a autoprodução.

A título de sugestão para trabalhos futuros; vê-se a necessidade de melhor esclarecer, principalmente, questões ligadas: aos limites entrópicos; ao mapeamento dos potenciais hídricos de menor pressão socioambiental disponíveis; às emissões unitárias por usinas; aos métodos de valoração de suas internalizações; às taxas de progresso das curvas de aprendizado das fontes não tradicionais; à evolução ano a ano da transição; à quantificação das fontes de eficiência; às implementações de medidores e redes inteligentes; aos efeitos das medidas políticas; à complementação e despacho de fontes renováveis; à análise de potencial das fontes descentralizadas; e aos efeitos do aqui cunhado Efeito Gen.

REFERÊNCIAS CITADAS

ABRAMOVAY, R. **Muito além da economia verde**. São Paulo: Ed. Abril, 2012.

ADES, C. **Darwin, instinto e mente**. Pesquisa FAPESP on line, 157, 2009. Disponível em <//revistapesquisa.fapesp.br/2009/03/01/darwin-instinto-e-mente/>. Acesso em 02.03.2013.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª. Ed. Brasília: ANEEL, 2008.

_____. **Banco de Informações de Geração – BIG**. Disponível em: < www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15 >. Acessos em 12.12.2011; e 28.08.2014.

BAITELO, R. L.; FUJII, R. J.; TESKE, S. **Revolução Energética: um Cenário Energético Sustentável para 2050**. IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Florianópolis, 2014.

BENEDITO, R.; ZILLES, R. **O Problema da Inserção da Geração Distribuída em Sistemas Fotovoltáicos em Unidades Consumidoras de Baixa Tensão no Brasil**. Avances en energias renovables y medio ambiente. ASADES: Santiago del Estero, 2011.

BERMANN, C. **Energia no Brasil: para que? para quem? Crise e alternativas para um país sustentável**. São Paulo: Editora Livraria da Física - FASE, 2003.

_____. **A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental**. Veiga, J. R. C.; Rocha, G. S. consultores. Bermann, C. coordenador. WWF-Brasil: São Paulo, 2004.

_____. **Energia Nuclear no Brasil: uma história de controvérsias, riscos e incertezas**. In A energia nuclear em debate. Célio Bermann – coordenador. Fundação Heinrich Boll, 2005.

_____. **Crise Ambiental e as Energias Renováveis**. Ciência e Cultura. São Paulo, v. 6. n. 3, p. 20-29, 2008.

_____. **A retórica do desenvolvimento e o fantasma do apagão num emaranhado jogo de disputa política**. Entrevista. 09.08.2014. Instituto Humanitas Unisinos. Disponível em <

www.ihu.unisinos.br/entrevistas/533956-a-retorica-do-desenvolvimento-e-o-fantasma-do-apagao-num-emaranhado-jogo-de-disputa-politica-entrevista-especial-com-celio-bermann >. Acesso em 10.08.2014.

_____. **Amazônia: a antiga e atual fronteira hidrelétrica do Brasil**. Seminário. Instituto de Estudos Avançados - IEA/USP, 14.05.2014 (b).

_____; PARENTE, V. B. **Recursos e Oferta de Energia**. Material didático da disciplina. PPGE-USP. São Paulo, 2010.

BRASIL. MMA – Ministério do Meio Ambiente. **Colegiados**. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br>>. Acesso em 15.09.2009.

BURANI, G. F. **Balanço Energético do Estado do Tocantins 2007, ano base 2006**. Geraldo Francisco Burani, coordenador geral. IEE-USP: São Paulo, 2008.

CAMINADA, C. **Futuro da Geração Elétrica no Brasil**. In Seminário Futuro da Geração Termelétrica no Brasil. International Business Communications. São Paulo, 2010.

CARVALHO, J. F. **O Declínio da Era do Petróleo e a Transição da Matriz Energética Brasileira para um Modelo Sustentável**. Tese (Doutorado em Energia). Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.

_____. J.; SAUER, I. L. **O conceito de desenvolvimento sustentável**. Monitor Mercantil, 26.01.2010. Disponível em <www.cimm.com.br/portal/noticia/exibir_noticia/6283-o-conceito-de-desenvolvimento-sustentavel>. Acesso em 04.03.2010.

_____. **Measuring Economic Performance, Social Progress and Sustainability Using an Index**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 15. Issue 2. 2011.

_____. **O alto custo da energia de Angra 3**. Artigo. Jornal O Globo. Edição de 26.09.2011.

_____. **Um sistema interligado hidroelétrico para o Brasil**. Valor Econômico, 01.11.2012. Disponível em < [//professorildosauer.wordpress.com/2012/11/04/um-sistema-interligado-hidroelico-para-o-brasil-joaquim-f-de-carvalho-e-ildo-l-sauer/](http://professorildosauer.wordpress.com/2012/11/04/um-sistema-interligado-hidroelico-para-o-brasil-joaquim-f-de-carvalho-e-ildo-l-sauer/) >. Acesso em 04.03.2013.

CIA – Central Intelligence Agency. **The World Factbook**. Disponível em <www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook>. Acesso em 14.06.2014.

CHIAVENATTO, I. **Teoria Geral da Administração**. Rio de Janeiro: Campus, 1999.

DALY, H. E. **Steady-State Economics**. Island Press: Washington, 1991.

DINIZ, E. M.; BERMANN, C. **Economia verde e sustentabilidade**. Estudos Avançados, vol.26, nº.74, 2012. Disponível em <dx.doi.org/10.1590/S0103-40142012000100024>. Acesso em 04.02.2013.

D'ARAUJO, R. P. **Setor Elétrico Brasileiro – Uma aventura Mercantil**. Brasília: Conselho Federal de Engenharia, Arquitetura e Agronomia (Confea), 2009.

ELETROBRÁS. **Critérios de Projeto Civil de Usinas Hidrelétricas**. Eletrobrás, 2003

_____. **Portal de informações**. Disponível em: < www.eletrobras.com >. Acesso em 15.10.2011.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030**. Rio de Janeiro: EPE, 2007

_____. **Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas**. Rio de Janeiro: EPE, 2008.

_____-SIN. **Sistema Interligado Nacional**. Apresentação. Empresa de Pesquisa Energética. EPE, 2009. Disponível em: < www.senado.gov.br/sf/comissoes/ci/ap/AP20091210_Dr_Mauricio_Tolmasquin.pdf >. Acesso em 15.09.2011.

_____-BEN. **Balanco Energético Nacional 2011: ano base 2010**. Rio de Janeiro: EPE, 2011.

_____-GS. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. EPE: Rio de Janeiro, 2012. Disponível em < www.epe.gov.br/geracao/documents/estudos_23/nt_energiasolar_2012.pdf >. Acesso em 19.01.2013.

_____-PDE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 / Ministério de Minas e Energia**. (PDE) (Relatório Final). Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2011.

_____. **Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2011-2020)**. Nota técnica DEA 03/11. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2011.

_____-BEN. **Balanco Energético Nacional 2013: ano base 2012**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2013.

_____-PDE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 / Ministério de Minas e Energia**. (PDE) (Relatório Final). Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2013.

_____-BEN. **Balanco Energético Nacional 2014: ano base 2013**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2014.

_____-PDE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 / Ministério de Minas e Energia**. (PDE) (Relatório Final). Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2014.

FEARNSIDE, P. M. Análisis de los Principales Proyectos Hidro-Energéticos en la Región Amazónica. Lima: DAR, CLAES, Panel Internacional de Ambiente y Energia en la Amazonia, 2014.

FERNANDES, F. **Substituição da Eletrotermia por Gases Combustíveis no Setor Industrial**. Tese (Doutorado). Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2008.

FUNCEX – Fundação Centro de Estudos do Comércio Exterior. **Publicações**. Disponível em < www.funcex.org.br >. Acesso em 15.07.2014.

G1 – O portal de notícias da Globo. **Brasil registra 181 apagões desde 2011, mostra levantamento**. Economia. Disponível em < <http://g1.globo.com/economia/noticia/2014/02/brasil-registra-181-apagoes-desde-2011-diz-levantamento.html> >. Acesso em 10.02.2014

GASTALDO, M. M. **Direito em Energia Elétrica**. Revista O Setor Elétrico – Informação Técnica Colecionável. Edição Janeiro 2009 – Capítulos I, II e III. Disponível em: <<http://www.osetoreletrico.com.br>>. Acesso em 18.07.2009.

GAGEIRO, J. N; PESTANA, M. H. **Análise Categórica, Árvores de Decisão e Análise de conceito**. Lidel: Lisboa, 2009.

GOLDEMBERG, J.; VILLANUEVA, L. D. **Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento**. São Paulo: Edusp, 2003.

GOLDEMBERG, J. **Energia e desenvolvimento sustentável**. São Paulo: Blucher, 2010.

_____. **Abrir mão de reservatórios hidrelétricos é uma atitude derrotista**. Corrente Contínua. Ano XXXV – nº 240 – setembro/outubro, 2011.

GOMES, E. P. **Potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Faculdade de engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2008.

GUIMARÃES, L. S. **Energia nuclear e sustentabilidade**. São Paulo, 2010.

GUSSOW, M. **Elettricidade básica**. São Paulo: Pearson, 2004.

HALLIDAY, D.; RESNICK, R.; WALKER, J. **Fundamentos de física**. Rio de Janeiro: LTC, 2009.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Indicadores, População, Economia**. 2014. Disponível em <www.ibge.gov.br>. Acesso em 20.04.2014.

IEA – International Energy Agency. **Key World Statistics**. Paris: IEA, 2013.

_____. **Smart Grids – Smart Customers Policy Needs**. Paris: OECD/IEA, 2013.

IPEA – Instituto de Pesquisa Aplicada. **Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil 2013**. Brasília: IPEA, 2013. Disponível em <www.atlasbrasil.org.br/2013/pt/home/>. Acesso em 15.02.2014.

LEMOES, H. F.; BAJAY, S. V. **Estudo de Repotenciação da Usina Hidrelétrica Porto Primavera e Outras Nove Usinas Hidrelétricas por Meio da Motorização dos Poços Vazios Existentes em suas Casas de Máquinas**. IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – CBPE. Florianópolis, 2014

LUCON, O. **O Futuro da Energia**. Interfacehs nº 3, 2006. Disponível em <www.interfacehs.sp.senac.br/br/artigos.asp?ed=3&cod_artigo=49>. Acesso em 25.08.2012.

MACHADO, A. D.; CANDOTI, E. **Energia Nuclear e Sociedade - Um debate**. São Paulo, Paz e Terra, 1980.

MATAI, P. L. dos S. **Combustíveis, suas Propriedades e Usos**. Material didático. São Paulo, PPGE-USP, 2010.

MARKUS, O. **Circuitos Elétricos – corrente contínua e corrente alternada**. São Paulo: Érica, 8ª. Edição, 2004.

MARX, K. **O CAPITAL**. São Paulo: Edipro, 2008.

MAXIMIANO, A., C., A. **Teoria Geral da Administração: da Revolução Urbana à Revolução Digital**. São Paulo: Atlas, 2006.

MIGUEL, S. **Dilema tecnológico**. Matéria. In Jornal da USP ano XXVI edição nº. 943, 2010.

MONTEZANO, B. **As Energias solar e eólica no Brasil**. Centro de Pesquisas Energéticas – CEPEL: Rio de Janeiro, 2011. Disponível em <www.cresesb.cepel.br/download/casasolar/casasolar2013.pdf>. Acesso em 18.01.2014.

MORAL HERNANDEZ, F. D. **Oferta de eletricidade e combustíveis: versões e subversões no problema energético brasileiro**. Tese (Doutorado em Ciências). Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2011.

PNUD – Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (United Nations Development Programme's – UNDP). **Human Development Report 2014**. Nova York, 2014. Disponível em <hdr.undp.org/sites/default/files/hdr14-summary-en.pdf>. Acesso em 15.06.2014.

ODUM, H. T. **Environmental Accounting – Emergy and Environmental Decision Making**. New York: John Wiley & Sons, 1996.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Portal**. Disponível em <www.ons.org.br>. Acessos em 18.09.2011 e 21.07.2014.

ONU – Organização das Nações Unidas (United Nations - UN). **World population projected to reach 9.6 billion by 2050**. Relatório, 2013. Disponível em <www.un.org/en/development/desa/news/population/un-report-world-population-projected-to-reach-9-6-billion-by-2050.html>. Acesso em 15.06.2014.

ORTEGA, E. **Brasil e o Desenvolvimento Sustentável**. Artigo. Laboratório de Engenharia Ecológica, FEA, UNICAMP, 2012? Disponível em

<www.unicamp.br/fea/ortega/Brasil/Brasil%20e%20o%20Desenvolvimento%20Sustentavel.pdf>. Acesso em 04.09.2013.

ORTIZ, G. P.; KAMPEL, M. **Potencial de Energia Eólica *Offshore* na Margem do Brasil**. V Simpósio Brasileiro de Oceanografia – SOB. Santos, 2011.

PARKIN, S. **O divergente positivo: liderança em sustentabilidade em um mundo perverso**. São Paulo: Petrópolis, 2014.

PATU, G. Segundo IPEA, Dilma inflou dado sobre diminuição da miséria. Reportagem. **Jornal Folha de São Paulo on line**. 12.06.2014. Disponível em <www1.folha.uol.com.br/poder/2014/06/1469015-segundo-ipea-dilma-inflou-dado-sobre-diminuicao-da-miseria.shtml>. Acesso em 12.06.2014.

PNUMA - Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente. **Caminhos para o Desenvolvimento Sustentável e a Erradicação da Pobreza – Síntese para Tomadores de Decisão**. 2011. Disponível em < www.unep.org/greeneconomy>. Acesso em 10.07.2012.

REZENDE, L. P. **Participação e estruturas de oportunidades políticas no licenciamento ambiental de barragens hidrelétricas: um estudo comparativo dos casos da UHE Cachoeira da Providência e UHE Fumaça-MG**. Dissertação (Mestrado). Departamento de Economia Rural da Universidade Federal de Viçosa. Viçosa, 2003.

REIS, L. B. **Geração de Energia Elétrica**. Barueri: Manole, 2011.

RICOSTI, J. F. C. **Inserção da Energia Eólica no Sistema Hidrotérmico Brasileiro**. Dissertação (Mestrado em Energia). Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo – PPGE-USP. São Paulo, 2011.

RODRIK, D. **Goodbye Washington Consensus, Hello Washington Confusion?** Artigo. Harvard University, 2006. Disponível em <www.sss.ias.edu/files/pdfs/Rodrik/Research/Goodbye-Washington.pdf>. Acesso em 15.02.2012.

SACHS, J. **O Fim da Pobreza**. São Paulo: Companhia das Letras, 2005.

SALVETTI, A. R. **A história da luz**. São Paulo: Livraria da Física, 2008.

SEMINÁRIO “FUTURO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO BRASIL”. Material das apresentações. International Business Communications. São Paulo, 2010.

SILVA, M. A. F. **Métodos e técnicas de pesquisa**. Curitiba: IBPEX, 2003.

SILVA, R. **Teorias da Administração**. São Paulo: Pearson, 2008.

TESKE, S. **Energy Revolution (Revolução Energética – perspectivas para uma energia global sustentável)**. [Edição brasileira] Marcelo Furtado, coordenador. Santo André: Geográfica, 2007.

_____.; ZERVOS, A.; LINS, C. MUTH, J. **Revolução Energética – a caminho do desenvolvimento limpo**. [Edição brasileira] Ricardo Baitelo, coordenador. São Caetano do Sul: Pigma, 2010.

_____. **Revolução Energética – a caminho do desenvolvimento limpo**. [Edição brasileira] Ricardo Baitelo, coordenador. Santo André: Hawái, 2013.

TRONCONI, P. A.; VALOTA, R.; AGOSTINELLI, M.; RAMPI, F. **Pianeta in Prestito. Energia, Entropia, Economia**. Macroedizioni: Poggio, 1991.

TUNDISI, J. G.; GOLDEMBERG, J.; MATSUMURA-TUNDISI, T.; SARAIVA, A. C. F. **How many more dams in the Amazon?** Energy Policy, 2014. Disponível em < www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421514004170 >. Acesso em 19.08.2014

VEIGA, J. L. **Desenvolvimento sustentável: o desafio do século XXI**. Rio de Janeiro: Garamond, 2008.

VIANA, A. G.; PARENTE, V. **A Experiência Brasileira de Incentivo a Expansão das Fontes Renováveis por meio de Leilões de Energia Elétrica**. Revista Brasileira de Energia, Vol. 16, nº 1, 2010.

VOET, D.; VOET, J. G. **Bioquímica**. Porto Alegre: Artmed, 2006

WEC- World Energy Council, 2013. Les Scénarios Mondiaux de l'Énergie à l'horizon 2050 - Mise en musique des futurs de l'énergie. Paris: Conseil Français de l'Énergie.

WITTMANN, D.; BONILLA, S. H.; ALMEIDA, C. M. V. B.; GIANETTI, B. F., **Em pauta:**

“Energy Analysis of a Hydroelectric Dam near Tucuruí”, duas décadas depois. XV Simpósio de Engenharia de Produção. Universidade Estadual de São Paulo. Bauru, 2008.

_____.; BONILLA, S. H. **Determination of Relevant Environmental Impacts and Benefits Caused by Balbina Hydropower at Amazon.** 2nd. International Workshop Advances in Cleaner Production. Universidade Paulista. São Paulo, 2009.

_____. **Contribuição para Avaliação de Impactos Ambientais Causados pela Geração de Hidroeletricidade na Amazônia.** Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Produção da Universidade Paulista. São Paulo, 2010.

_____.; BERMAN, C.; WITTMANN, T. F. **The Large-Scale Integration of Electric Vehicles in Brazil.** 8th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems. Dubrovnik, 2013.

_____.; BERMAN, C. **A Busca pelo Desenvolvimento Sustentável e o Caso da Indústria de Energia Elétrica no Brasil – uma Aproximação a partir de Conceitos de Emergia e Exergia.** IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Florianópolis, 2014.

WORLDWATCH INSTITUTE. **Crescimento global da energia solar e eólica continua a superar outras tecnologias.** Epoch Times, 06.08.2014. Disponível em <http://www.epochtimes.com.br/crescimento-global-da-energia-solar-e-eolica-continua-a-superar-outras-tecnologias/#.U_XhxfldUuc>. Acesso em 07.08.2014.

WUENSCH, C. 2005. **O Modelo Cosmológico Padrão.** Disponível em <<http://www.das.inpe.br/cosmo/intro-cosmo/intro-cosmo.html>>. Acesso em 15.06.2013.

GLOSSÁRIO

A seguir fornecem-se as definições ou conceitos dos termos e expressões técnicas, de uso restrito, de sentido complexo ou ambíguo, aplicadas ao longo do estudo.

Ampère (A). Unidade de corrente elétrica. Significa a intensidade de corrente elétrica constante entre dois condutores (GUSSOW, 2004).

Ampère-hora (Ah). Unidade de carga elétrica. Significa a quantidade de carga elétrica transferida por uma corrente estável de um ampère durante uma hora (h) (GUSSOW, 2004).

Cogeração. Processo operado em uma instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária (ANEEL, 2008).

Concessionária. Agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição ou transmissão ou geração de energia elétrica (ANEEL, 2008).

Consumo final de energia. Quantidade de energia consumida pelos diversos setores econômicos para atendimento de usos finais (calor de processo, força motriz, iluminação etc.), não incluindo a utilização como matéria-prima para produção de outra forma de energia (EPE-BEN, 2010).

Custo de Oportunidade. Método – da economia, não da contabilidade – que considera as diferentes opções de aplicação, na economia, de um determinado recurso.

Custo Variável Unitário (CVU). Custo direto de combustível, operação e manutenção, entre outros, de cada empreendimento de produção de energia elétrica.

Demanda. Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado (ANEEL, 2008).

Demanda Contratada. Demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em kW (ANEEL, 2008).

Descomissionamento. Fase pós-operacional de uma usina nuclear. Representa o conjunto de medidas a tomar para retirar de serviço, com segurança, uma instalação nuclear (dependências, terrenos, edifícios e equipamentos), reduzindo a radioatividade residual a níveis que permitam liberar o local para uso restrito ou irrestrito. Proprietário e operador são corresponsáveis por todos os aspectos envolvidos. Custos futuros são provisionados por reserva financeira em forma de recolhimentos periódicos, compatíveis com o faturamento bruto da venda da energia nuclear, pela Eletrobrás, em conta específica no Banco do Brasil.

Economia de estado estacionário. Uma economia com tamanho estável ou levemente flutuante. O termo refere-se normalmente a uma economia nacional, podendo também ser aplicado a uma economia local, regional ou global, ou um segmento. Uma economia pode chegar a um estado de equilíbrio após um período de crescimento ou após um período de redução ou decrescimento - recessão. Para ser sustentável, uma economia de estado estacionário não pode exceder os limites ecológicos (*“An economy with constant stocks of people and artifacts, maintained at some desired, sufficient levels by low rates of maintenance 'throughput', that is, by the lowest possible flows of matter and energy from the first stage of production to the last stage of consumption”* (DALY, 1991)).

Eficiência Energética. Índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertido em utilidade eletromecânica e utilidade calor (ANEEL, 2008).

Eletricidade. Forma de energia natural, ligada aos elétrons, que se manifesta por atrações e repulsões, em fenômenos luminosos, químicos e físicos.

Energia. Parece inexistir definição unificada pela ciência, aplicável a qualquer caso ou situação. Considera-se para efeito deste estudo: energia é a capacidade de um sistema físico para realizar alterações.

Energia armazenada. Quantidade de energia contida em dado reservatório hidroelétrico, expressa em percentual do volume máximo de armazenamento de água desse reservatório, em combinação com a(s) usina(s) à sua jusante. Tomando a capacidade máxima desse conjunto em

Wh, é possível saber quantos Wh poderiam ser produzidos com o percentual existente, em dado momento.

Energia assegurada. Do SIN é a máxima produção de energia que pode ser mantida quase que continuamente pelas UHEs ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de sequências de vazões criadas estatisticamente, admitindo certo risco de não atendimento à carga, ou seja, em determinado percentual dos anos simulados, permite-se que haja racionamento dentro de um limite considerado aceitável pelo sistema. Na regulamentação atual (de 2014), esse risco é de 5%.

Energia elétrica. Energia proporcionada pela eletricidade.

Energia firme. De uma usina hidrelétrica corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada.

Energia natural afluenta. Energia elétrica que pode ser produzida a partir das vazões naturais afluentes aos reservatórios de UHEs. Os valores são expressos em MW médios ou em percentual da média histórica de longo termo.

Energia nova. Energia elétrica que é comprada por meio dos leilões de energia elétrica, sendo produzida por usinas recém-construídas – de qualquer fonte. A diferença para a chamada energia velha são os investimentos para a sua construção e entrada em operação, os quais ainda não foram amortizados – pagos, o que torna a energia nova mais cara que a energia velha. A ANEEL e a CCEE fazem leilões para os dois tipos de energia.

Energia velha. Energia elétrica que é comprada por meio dos leilões de energia elétrica, sendo produzida por usinas antigas, com grande tempo em atividade. A diferença para a chamada energia nova são os investimentos para a sua construção e entrada em operação, os quais já foram amortizados – pagos, o que torna a energia nova mais cara que a energia velha. A ANEEL e a CCEE fazem leilões para os dois tipos de energia.

Entropia. Medida de desordem das partículas em um sistema físico. Símbolo S (HALLIDAY; RESNICK; WALKER, 2010).

Epistemologia. Área da filosofia que estuda os problemas que se relacionam com o conhecimento; essencialmente o estudo crítico – dos princípios, hipóteses e resultados das diversas ciências – destinado a determinar sua origem lógica, valor e alcance.

Fator de capacidade (FC). Resultado adimensional, variando entre 0 e 1. Representa a potência média produzida em percentual da potência instalada, ao longo de determinado período de tempo (usualmente anual). Equação: $FC = Wh / (W \cdot n)$; onde Wh é a energia produzida, W é a potência instalada, e n é o número de horas do período considerado.

Fonte de energia. Cada um dos recursos naturais que são utilizados dar origem à energia elétrica. Por exemplo: água, gás natural, carvão, derivados de petróleo, biomassa, vento e irradiação solar, entre outros (ANEEL, 2008).

Garantia física. Quantidade máxima de energia que um sistema, ou fonte, de produção pode suprir, a um dado critério de garantia de suprimento.

Geração distribuída. A geração de energia, abrangendo eletricidade e outros energéticos, localizada próxima ao consumidor final, cuja instalação objetiva seu atendimento prioritário, podendo ou não gerar excedentes energéticos comercializáveis para além das instalações do consumidor final (EPE-PDE-2022, 2013).

Geração inflexível. No Brasil, as UTEs podem optar por dois tipos de operação: inflexível e flexível. As UTEs inflexíveis são aquelas cujos contratos de combustível são do tipo *take or pay* (o comprador paga ao fornecedor dado preço por dada quantidade, previamente contratados, incidindo dada “multa” sobre quantidade não consumida; tal expediente é utilizado principalmente no suprimento de gás e biomassa). Estas UTEs permanecem despachadas, com produção constante, durante o suprimento contratado. Incluem-se, também, na inflexibilidade as UTNs, estas em razão, não de suprimento, mas dos inconvenientes técnicos de suas paradas.

Hertz (Hz). Unidade de frequência. Significa o número de ciclos por segundo da tensão elétrica em uma corrente senoidal alternada (CA) (MARKUS, 2004).

Intensidade elétrica. Indicador de eficiência energética que traduz a incidência do consumo final (BEN 2011).

Inversor. Ou inversor de frequência, ou ondulator. Dispositivo elétrico, ou eletromecânico, capaz de converter um sinal elétrico em corrente contínua – CC, para um sinal elétrico em

corrente alternada – CA. Realiza o papel inverso de um retificador, este convertendo de CA para CC.

Nível meta. A manutenção do suficiente nível mínimo de água em cada reservatório, durante o período de estiagem, que permita sua plena recomposição no subsequente período de chuva (Seminário..., 2010).

Oferta interna de energia. Quantidade de energia que se disponibiliza para ser transformada ou para consumo final, incluindo perdas posteriores na distribuição (EPE-BEN, 2010).

Outlier. Em estatística é uma observação que está numericamente distante da mediana dos dados.

Pequenas centrais hidrelétricas (PCHs): Empreendimentos hidroelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km² (ANEEL, 2008).

Período seco (S): Período de sete meses consecutivos, de maio a novembro, caracterizado pelo baixo índice pluviométrico. Geralmente exige a adoção de medidas para preservar o volume de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas (ANEEL, 2008).

Período úmido (U): Período de cinco meses consecutivos, entre dezembro de um ano a abril do ano seguinte, caracterizado pelo alto índice pluviométrico (ANEEL, 2008).

Permissionária: Agente titular de permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.

Planos Decenais de Energia (PDEs). São elaborados pela EPE, órgão responsável pelos estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do MME para o segmento energético. Significam o planejamento de longo prazo, em horizonte de 10 anos, e são atualizados anualmente. Foram criados em 2006. O mais recente relatório final é o de 2019. O de 2020 segue aberto à consulta pública.

Princípio da Precaução. A garantia contra os riscos potenciais que, de acordo com o estado atual do conhecimento, não podem ser ainda identificados. Este Princípio afirma que a ausência da certeza científica formal, a existência de um risco de um dano sério ou irreversível requer a implementação de medidas que possam prever este dano. (CONFERÊNCIA RIO 92).

Síntese emergética. Ou como originalmente formulada: contabilidade em emergia. Onde emergia é a energia útil – exergia – de um determinado tipo, que é utilizada direta e indiretamente nas transformações necessárias para gerar um produto ou serviço. A contabilização considera as qualidades das diferentes formas de energia, transformando-as para uma mesma base comum, o joule de energia solar – sej, por meio de fatores de transformidade Tr. A cada novo e diferente sistema contabilizado, novo(s) Tr(s) passam a estar disponíveis para outras contabilizações.

Sistema de Despacho Elétrico Brasileiro. O controle da produção de energia elétrica no país. Determina quais usinas de cada fonte devem produzir energia e por qual período. O objetivo é o chamado “Despacho econômico”, ou “Despacho ótimo” (1 e 2): (1) UTEs operam em regime de complementação às UHEs e com retardo no acionamento. (2) Capacidade de suprimento de toda demanda do país pelo menor custo. O método de custo não engloba as externalidades socioambientais incidentes. (SEMINÁRIO..., 2010).

Taxa de progressão. Parte da curva de aprendizado. Parâmetro que expressa quanto declinam os custos a cada vez que se dobre a produção ou capacidade (RICOSTI, 2011).

Tonelada equivalente de petróleo (tep). Unidade de energia definida como o calor liberado na combustão de uma tonelada de petróleo cru. Como o o valor calórico do petróleo depende de sua exata composição química, a qual varia, e como diferentes processos de combustão também apresentam variações de rendimento; diferentes organizações adotam diferentes fatores de conversão (FCs). Neste estudo é utilizado o FC disposto pela ANEEL, onde: 1 tep = 11,63 X 10³ kWh (ANEEL, 2011; EPE, 2011).

Volt (V). Unidade de tensão elétrica. Significa a diferença de potencial elétrico entre dois pontos (HALLIDAY; RESNICK; WALKER, 2009).

Volt-ampère (VA). Unidade de potência aparente. Significa a potência aparente de um circuito percorrido por uma corrente alternada senoidal com valor eficaz de 1 ampère (A), sob uma tensão elétrica com valor eficaz de 1 volt (V) (MARKUS, 2004).

Watt (W). Unidade de potência. Significa a potência de um sistema energético no qual é transferida uniformemente a energia de 1 joule (J) durante 1segundo (s) (BURANI, 2008)

Watt-hora (Wh). Unidade de produção ou consumo. Significa a energia transferida durante uma hora (h) (BURANI, 2008).

Watt médio (W médio, ou Wmed). A carga (Wh) média de energia de dado sistema em dado período. $W \text{ médio} = Wh / (\text{número de horas do período})$. $1 \text{ Wmed} / \text{ano} = 8.760 \text{ Wh} / \text{ano}$.

APÊNDICE A – Energia

Este apêndice visa reunir os principais conceitos físicos que fundamentam o estudo. Há ampla literatura¹ sobre conceitos básicos, daí opta-se em se aprofundar nos aspectos relevantes. É alinhado um percurso da gênese ao hoje, justificando a limitação física para a sustentabilidade.

Energia. Parece inexistir definição unificada pela ciência, aplicável a qualquer caso ou situação. Considera-se para efeito deste estudo: energia é a capacidade de um sistema físico para realizar alterações.

A.1 - Visão Cosmológica²: a origem e a evolução físico-químicas de tudo

Uma explosão de um ponto primordial, a 13,7 bilhões de anos, resultando em espaço, tempo, energia, massa e vida – o universo. Esta a suposição mais aceita pela comunidade científica para a origem e evolução do mundo físico, usualmente conhecida por teoria do big bang.

Foi apresentada como **Hipótese do Átomo Primordial**, por Georges Lemaitre, em 1927, a partir do desenvolvimento de trabalhos de outros pensadores, e apoiada na Teoria Geral da Relatividade, de Albert Einstein, publicada em 1916. Embora a teoria do big bang não esteja ainda provada³, os desenvolvimentos – indícios, observações, associações e experimentos – já obtidos⁴, elegem-na sobre outras correntes⁵ de pensamento existentes, e conduzem a um

¹ Para referências e aprofundamentos sugere-se consultar: Goldemberg (2010); Halliday; Resnick; Walker (2009).

² Cosmologia é a ciência, ramo da física, que estuda a origem, estrutura e evolução do mundo físico, considerando o não equilíbrio termodinâmico que rege o funcionamento dos sistemas naturais do planeta Terra.

³ Em 2014, o Centro Harvard-Smithsonian de Astrofísica publicou ter descoberto, a partir de sua base de telescópios no polo sul, ondulações no tecido do espaço-tempo, ecos diretos **provando** a inflação no instante inicial do big bang (Overbye, 2014). Até a edição deste estudo, esta prova, anunciada, não se encontra publicada nem discutida pela comunidade científica.

⁴ Em 1965 a detecção de radiação cósmica de fundo negro atribuída ao big bang. Sequência de experimentos por meio da constante de Hubble - telescópio espacial Hubble. Em 1989 medições mais precisas – sonda COBE. Em 2003 evidência experimental mais precisa, até então, para o instante zero: $-13,7 \pm 0,2$ Gano, sonda WMAP (Spergel et al, 2003). Em 2013, a sonda Planck corroborou apresentando $-13,8$ Gano (ESA, 2013).

⁵ A principal concorrente, menos considerada, é oposta. A Teoria do Estado Estacionário, proposta em 1948 e revisada em 1993 como Cosmologia do Estado Quase Estacionário. Apresenta que o universo sempre existiu;

conjunto de princípios e dados que no presente é chamado **Modelo Cosmológico Atual**, que sintetizado de Wuensche (2005) apresenta:

- O universo surgiu a 13,7 bilhões de anos; da explosão, por colapso de pressão, de um ponto extremamente denso e quente; seguindo, por esse impulso original, em contínua expansão, infinita no espaço, finita no tempo inicial; isotrópico; homogêneo em grande escala; com energia constante, perda de densidade e de calor; e entropia crescente.

No que concerne a este estudo, entendimento importante a extrair, a partir do Modelo Cosmológico Atual, é de que: **energia é finita – foi criada em único evento inicial, conservando-se constante; e o universo evolui com aumento de entropia.**

No decorrer da evolução do universo, por sucessão de fenômenos físico-químicos – alguns ainda insuficientemente compreendidos – houve ao longo de eras, a formação de incontável número de astros e aglomerações, admitindo-se que a cerca de 4,6 bilhões de anos, o nosso Sistema Solar, composto pela estrela central – Sol – e incontável número de corpos sob seu domínio gravitacional, dentre eles, o nosso planeta Terra.

Osol exerce série de influências nos corpos que o orbitam, as duas principais, para o nosso planeta, a energia gravitacional, e a energia em forma de radiação eletromagnética - luz e calor. Ele produz energia por reação nuclear de fusão de átomos de hidrogênio – H, em hélio – He. Essa energia é dissipada ao espaço sideral em forma de radiação eletromagnética. Ao viajar pelo cosmos, em todas as direções, parte dessa radiação incide sobre a Terra, em faixas de onda, desde o ultravioleta ($0,20\mu\text{m}$ a $0,30\mu\text{m}$) até o infravermelho ($2,0\mu\text{m}$ a $2,5\mu\text{m}$). Cerca de 50% desse espectro, corresponde à luz que nos é visível.

Essa relação de energia, do cosmos com a Terra, é vista termodinamicamente a seguir.

A.2 - Relação Termodinâmica com a Terra

A fonte básica de energia da Terra é o Sol. Cinco mil vezes maior que as demais – gravitacional,

seguindo em contínua expansão, infinita no espaço e no tempo; isotrópico; homogêneo; e conservando densidade constante a partir de contínua criação de matéria no interior de estrelas.

geotérmica e nuclear, segundo Goldemberg (2010). O planeta recebe energia do cosmos – primordialmente do Sol – interage essa energia externa com energia interna que possui e transforma, e por fim emite energia de volta ao cosmos. Representa um sistema termodinâmico aberto, com aumento e liberação de entropia. A **biosfera é termodinamicamente classificada como de não equilíbrio**, porque nos sistemas naturais não existe o equilíbrio teórico perfeito. De toda forma, as entradas e saídas, de energia, do sistema Terra por inteiro, ocorrem em quantidades aproximadas, e com liberação de excesso de entropia ao cosmos. Em função dessa possibilidade, **o planeta se mantém em equilíbrio**. A figura A.1 ilustra o mecanismo:

Figura A.1 – Equilíbrio termodinâmico do planeta Terra.

Fonte: elaboração a partir de dados de Halliday; Resnick; Walker (2009); Matai (2010).

No mecanismo termodinâmico apresentado na figura A.1; em termos de fenômenos naturais; cerca de 0,02%, da energia absorvida do sol, são responsáveis pelos processos de fotossíntese do planeta; onde o armazenamento dos compostos de carbono - C, obtidos ao longo de bilhões de anos (surgimento da vida durante o período pré-cambriano, a cerca de 3,5 bilhões de anos), representa a formação das reservas fósseis disponibilizadas à civilização atual. Outros cerca de

23% são responsáveis por processos de característica hidro-climática – ventos, evaporação, condensação, chuvas, geleiras, rios, mares, correntezas, ondas, ...

No que concerne a este estudo, entendimento importante a extrair, a partir da relação termodinâmica da Terra com o universo, é que **o planeta se mantém em equilíbrio graças à proximidade entre os valores dos fluxos de entrada e saída, e liberação de entropia.** Questão esta – liberação de entropia – vista a seguir.

A.3 - A Questão da Entropia e o Não Equilíbrio Termodinâmico Estacionário

O primeiro princípio da termodinâmica – “Lei da Conservação de Energia” – trata da **quantidade** da energia. Estabelece que em qualquer transformação, dentro de um sistema isolado, a energia se conserva – permanece constante.

O segundo princípio da termodinâmica – “Lei da Transformação de Energia” – também conhecida por “Lei da Entropia”, trata da **qualidade** da energia. Complementa a primeira lei, estabelecendo que em qualquer interação, seja em processos internos de um sistema isolado, ou em um sistema aberto com o seu meio exterior, toda energia pode ser transformada em trabalho, mas nem todo trabalho pode ser revertido em energia. Implica em perda de qualidade da energia – desordem das partículas – e processos com irreversibilidade.

Entropia – S, vem a ser a grandeza que mede a desordem das partículas em um sistema físico. Quando um sistema recebe calor, $Q > 0$, sua S aumenta. Quando perde calor, $Q < 0$, sua S diminui. Quando não troca calor, $Q = 0$, sua S permanece constante (HALLIDAY; RESNICK; WALKER (2009). Onde para processos onde a temperatura absoluta se altera durante o processo – caso da Terra – a variação é estabelecida por:

$$\Delta S = \int_A \frac{1}{T(Q)} dQ \quad (A.1)$$

Sistemas abertos – caso da Terra – podem manter-se em estado de equilíbrio, recebendo ou emitindo energia e matéria de fontes externas e descartando ou recebendo para, ou do, seu exterior a mesma quantidade de energia e matéria recebida ou emitida, e a diferença de entropia (id, 2009).

Na relação sol-terra-universo, ocorre um fluxo de energia, onde o Sol perde entropia em razão da energia que emite, a Terra aumenta sua entropia em razão da energia recebida, e mantém equilíbrio descartando o excesso de entropia para o universo, este sempre com aumento de entropia, mecanismo natural que vem ocorrendo a bilhões de anos, e assim é previsto, pelos físicos, que seguirá ocorrendo por outros bilhões, se não alterado, e onde um dos mecanismos de possível alteração, é representado por possível desbalanceamento advindo do crescimento das atividades antropogênicas.

Ocorre que a bioquímica – em sintonia com a termodinâmica irreversível acima exposta – estabelece que nos sistemas vivos, a biosfera e todos os subsistemas que a compõem, e onde se incluem a diversidade dos organismos vivos, a própria raça humana, e suas fontes de bioenergias renováveis, impera um estado de **não equilíbrio termodinâmico estacionário**. Voet; Voet (2006: 575), assim definem:

“Os complexos sistemas celulares e moleculares que formam os processos biológicos podem apenas ser mantidos no estado de **não equilíbrio**. Sistemas vivos são inerentemente instáveis, pois são degradados pelas mesmas reações bioquímicas que originam. Sua regeneração, que deve ocorrer quase simultaneamente com sua degradação, requer influxo contínuo de energia livre. [...] Sistemas vivos são, em geral, caracterizados por estarem em um **estado estacionário**. Isso significa que todos os fluxos no sistema são constantes, de modo que o sistema não muda com o tempo”.

Ainda conforme Voet; Voet (2006), o estado se mantém estacionário – e com máxima eficiência termodinâmica – porque pequenas perturbações físico-químicas do estado estacionário originam mudanças nos fluxos que se contrapõem a essas perturbações, de modo a permitir ao sistema voltar ao estado estacionário original, mantendo-se assim estável, análogo ao sistema Terra por inteiro.

Torna-se claro, por todo exposto, que perturbações não naturais – as antropogênicas – podem desequilibrar o estado estacionário. O que não existe claro – não é encontrado suficientemente quantificado na literatura – é qual a variação entrópica que representa o limite do equilíbrio, nem o limite de capacidade de liberação do aumento entrópico provocado, da biosfera para o cosmos.

Extrai-se, pois, e esse é entendimento importante para este estudo, que a **“vida” existe e se mantém graças a processos que degradam energia de alta qualidade, o que mantém estável a entropia na Terra, com liberação para o universo; e que o aumento, “às cegas” da entropia, põe em risco os ecossistemas do planeta.**

Trata-se de argumentação científica frente à subjetividade por muitos ainda apontada para a busca de sustentabilidade.

A.4 - Energia Elétrica, Corrente Elétrica e Eletricidade

Pode-se obter energia por meio de três forças fundamentais: gravitacionais, eletromagnéticas (elétricas e magnéticas) e nucleares. E também por meio de forças derivadas – enorme número de interações entre forças de contato: fricção, osmose, capilaridade, tensão superficial, condução, convecção e forças químicas. Existe em diferentes formas: mecânica, térmica, química, gravitacional, elétrica, magnética, radiante, geotérmica e nuclear. As formas podem ser convertidas entre si, em sistemas com ou sem troca de matéria.

Energia Elétrica. Energia proporcionada pela eletricidade.

A energia elétrica⁶ é obtida por transformações a partir de outras formas de energia. Ocorre – no cotidiano – a partir de uma diferença de potencial entre dois pontos de circuito percorrido por uma **corrente elétrica**. Essa corrente ocorre a partir de um desequilíbrio eletrostático. Esse desequilíbrio ocorre a partir do deslocamento, em determinado sentido de direção, de cargas de **eletricidade**. Essa eletricidade – associada tanto a fenômenos causados por cargas elétricas em repouso (eletrostática), como em movimento (eletrodinâmica) – ocorre a partir de interações, entre partículas subatômicas – elétrons, prótons e nêutrons. Sintetizado de Gussow (2004); Markus (2004).

Em termos simplistas, nas situações onde partículas eletricamente carregadas deixam o equilíbrio eletrostático e passam para situações onde há deslocamento destas cargas para um determinado sentido de direção, ocorre o que é chamado de corrente elétrica. Estas correntes, em um determinado circuito, são responsáveis pela eletricidade considerada utilizável cotidianamente pelas pessoas – a energia elétrica.

Ela é produzida – comercialmente – na quase totalidade em usinas a partir da conversão das

⁶ Por conceituação, os termos “energia elétrica” e “eletricidade” são etimologicamente quase sinônimos. Talvez por isso, sejam empregados indistintamente, como observado na mídia, literatura e entidades. Neste estudo utiliza-se “energia elétrica”. Da mesma forma, adotam-se suas “produção” e “uso”.

fontes hídrica, térmica, nuclear, geotérmica, eólica, solar e mare motriz (no Brasil: hídrica; térmica – óleo, gás, biomassa, carvão; nuclear, eólica e solar) e transportada por redes de transmissão, distribuição e alimentação, até as unidades consumidoras. Fontes autônomas de produção – principalmente grupos geradores movidos por óleo diesel – são utilizadas para aplicações específicas, em situações de *nobreak* (ininterrupção) (hospitais, shoppings, centros de processamento de dados, ...), locais com insuficiência frente à demanda ou sem acesso à rede, canteiros de obras, e complementações do fornecimento contratado (feiras, eventos, ...).

Para o armazenamento, este o grande entrave técnico da energia elétrica, são empregadas baterias recarregáveis – chumbo-ácidas ($\text{Pb-H}_2\text{SO}_4$); de níquel cádmio (Ni-Cd); de hidreto metálico de níquel (Ni-MH); e de íon-lítio (Li). Todas consistem em processos eletroquímicos.

A unidade fundamental da energia elétrica é o elétron-volt (eV); unidade de carga elétrica equivalente a uma quantidade de energia de $1,602 \times 10^{-19}$ joules(J). Há existência de coletânea de unidades, fatores, constantes e fórmulas que são utilizadas nas dimensionais analíticas da eletrodinâmica. O quadro A.2, a seguir, relaciona as unidades elétricas básicas consideradas neste estudo:

Quadro A.2 – Unidades elétricas consideradas no estudo.

Unidade	Símbolo	Grandeza	Definição	Dimensional
Ampère	A	Corrente elétrica	Intensidade de corrente elétrica constante entre dois condutores (GUSSOW, 2004).	$A = W / V$
Ampère-hora	Ah	Carga elétrica	Quantidade de carga elétrica transferida por uma corrente estável de um ampère durante uma hora (h) (GUSSOW, 2004).	$Ah = A \times h$
Hertz	Hz	Frequência	Número de ciclos por segundo (s) da tensão elétrica em uma corrente senoidal alternada (CA) (MARKUS, 2004).	$Hz = 1 / s$
Volt	V	Tensão elétrica	Diferença de potencial elétrico entre dois pontos (HALLIDAY; RESNICK; WALKER, 2009).	$V = A \times W$
Watt	W	Potência	Potência de um sistema energético no qual é transferida uniformemente a energia de 1 joule (J) durante 1segundo (s) (BURANI, 2008).	$W = A \times V$
Watt-hora	Wh	Produção ou consumo	Energia transferida durante uma hora (h) (GUSSOW, 2004).	$Wh = W \times h$

Fonte: Elaboração própria a partir de: Gussow (2004); Halliday, Resnick e Walker (2009); Markus (2004).

APÊNDICE B – Estado da Arte da Produção de Energia Elétrica

Visa-se neste apêndice, reunir, de forma compacta¹, o nível atual de desenvolvimento das diferentes fontes de produção de energia elétrica. Parte-se de rápida visão conjuntural e em seguida as diferentes fontes são exploradas individualmente.

As fontes de energia e suas origens já foram estudadas no apêndice A. Também lá, os conceitos fundamentais da obtenção e da caracterização da energia elétrica, foram esclarecidos. A seguir a figura B.1 apresenta uma visualização global da integração da produção de energia elétrica com as fontes de obtenção:

Figura B.1 – Visualização integrada da conversão de diferentes fontes em energia elétrica.

Fonte: Reis (2011).

Diferentes países e regiões adotam diferentes formulações de produção, que que lhes sejam convenientes, principalmente em função das disponibilidades que possam ou possam adquirir,

¹ Para referências e aprofundamentos sugere-se consultar: Goldemberg (2010); Reis (2011); Tolmasquim (2005).

das tecnologias que dominem, e dos custos e impactos associados resultantes.

No caso do Brasil, para produção em larga escala, a principal fonte é a hídrica, complementada por térmica, nuclear, eólica e solar. O quadro B.2 apresenta a caracterização dessas formas:

Quadro B.2 – Formas de produção em larga escala de energia elétrica no Brasil.

Conversão	Recurso	Classificação	Renovabilidade	Tecnologia
Hidráulica	Água do ciclo hidrológico, combinada à gravidade	Energia mecânica transformada de estado potencial para cinético	Renovável	Gerador elétrico movido por turbina hidráulica
Térmica	Óleo, carvão, gás	Energia química transformada em energia térmica	Não renovável	Gerador elétrico movido por turbina de vapor obtido de processos de combustão (1)
	Bio gás, biomassa	Energia química transformada em energia térmica	Renovável	Idem acima
Termonuclear	Urânio	Energia nuclear transformada em energia térmica	Não renovável (2)	Gerador elétrico movido por turbina de vapor obtido de reator nuclear
Eólica	Vento	Energia mecânica transformada de estado potencial para cinético	Renovável	Gerador elétrico movido por turbina de vento
Solar fotovoltaica (solar direta)	Radiação eletromagnética	Energia luminosa	Renovável	Painel constituído de células fotovoltaicas
Termosolar (solar indireta)	Radiação eletromagnética	Energia luminosa transformada em energia térmica	Renovável	Gerador elétrico movido por turbina de vapor obtido de acumulador térmico

Fonte: Elaboração própria. Notas: (1) Nos casos de UTEs a ciclo combinado, na obtenção de vapor é reaproveitado o calor dos gases de exaustão. (2) Em razão de, por definição, fontes renováveis serem aquelas que não se esgotem no limiar da civilização atual, há autores que defendem a classificação da fonte nuclear como renovável.

Pode-se perceber do quadro B.2 que todas as formas, de produção de energia elétrica, consistem – com exceção da solar direta – de uma sequência genérica de etapas de transformação e condicionamento de energia. A seguir a figura B.3 ilustra o esquema:

Figura B.3 – Esquema básico de transformação de energia em elétrica.

Observação: Em cada etapa incidem perdas de rendimento (η).

As características particulares, de cada fonte e forma de obtenção de energia elétrica, são tratadas à frente em tópicos próprios. Cabe antes uma digressão a um principal componente genérico, que diz respeito aos geradores.

B.1 - Geradores Elétricos

Existem diferentes tipos. Nas usinas de produção de energia elétrica é utilizado, na quase totalidade, o gerador síncrono. **Máquina elétrica rotativa que converte energia mecânica em elétrica.** Opera em rotação constante sincronizada com a frequência (f) da rede, ou carga, elétrica à qual esteja conectado. Matematicamente:

$$\text{Rotação síncrona (rpm)} = 120 \times f \text{ (Hz)} / n^{\circ} \text{ de polos (p)} \quad (B.1)$$

O princípio elementar de funcionamento está baseado no movimento relativo entre uma espira condutora e um campo magnético, ditado pela lei da indução de Faraday. O sistema trifásico é obtido pela associação de três sistemas monofásicos de tensões U_1 , U_2 e U_3 , tais que a defasagem entre elas seja de 120° , como mostra a figura B.4 a seguir.

Figura B.4 – Sistema trifásico.

Os geradores mais modernos operam sem escovas (sistema *brushless*) e com auto regulação automatizada. Nas situações em que operam na alimentação de circuitos independentes, basta a estabilização da tensão e o equilíbrio das fases, mas nas situações em que operam conectados à rede é necessário também o sincronismo das fases entre o gerador e a rede.

Basicamente, a potência é fixada de acordo com a potência da fonte que o aciona (1), ou em relação à potência da fonte consumidora que alimenta (2):

(1) Fixação de potência de acordo com a potência do elemento de acionamento. É utilizada a potência de acionamento:

$$Pg = Pn \times \eta_g / 100 \quad (B.2)$$

Onde: P_g = potência do gerador (kW); P_n = potência do elemento acionante (kW); η_g = rendimento do gerador (%).

(2) Fixação da potência em relação à potência da fonte consumidora. É utilizada a potência aparente:

$$S = U_l \times I_l \times \sqrt{3} \quad (\text{válida para fatores de potência } (\cos \varphi) \text{ entre } 0,8 \text{ e } 1) \quad (B.3)$$

Onde: S = potência aparente (VA); U_l = tensão de linha (V); I_l = corrente de linha (A)

Não foram encontrados na literatura, dados acerca do rendimento (η) dos geradores em operação nas usinas. Segundo os fabricantes, o rendimento dos geradores, de grande porte,

atuais, varia entre 0,92 a 0,98; operando em fator de potência nominal ($\cos \varphi$) entre 0,8 e 1 (limite de intervalo fixado pela ABNT; a ANEEL, por sua vez, estabelece para as unidades consumidoras o $\cos \varphi$ mínimo de 0,92).

Em raciocínio simples, entenda-se por fator de potência (FP) indicado geometricamente por ($\cos \varphi$), o quociente entre a potência ativa (P) medida em watts (W) – capacidade do circuito de produzir trabalho em determinado período de tempo –; e a potência aparente (S) medida em volt-amperes (VA) – produto da tensão pela corrente do circuito, podendo ser igual ou maior do que a potência ativa, em razão de potência reativa acrescida ao circuito, de origem em certas cargas indutivas, exemplo, motores elétricos. Matematicamente:

$$FP = P / S; \text{ ou em outra forma: } \cos \varphi = W / VA \quad (B.4)$$

Do acima se pode perceber, e é importante essa percepção, de que para efeito de eficiência energética, o FP ideal é o maior possível. Quanto mais baixo for, maior a necessidade de infraestrutura de fornecimento frente a um mesmo patamar de uso. Na prática, ele é tecnicamente passível de correção, um dos meios mais utilizados é a instalação, nos pontos de uso, de bancos de capacitores.

Outro fator sumamente importante, em termos de rendimento e, portanto, de eficiência energética, diz respeito a como o gerador está conectado à unidade consumidora. Na rede, inevitavelmente, ocorrem perdas técnicas representadas por efeito joule (Lei de Joule – que expressa relação entre corrente elétrica e calor gerado por sua passagem em um condutor). Matematicamente:

$$Q = I^2 \times R \times t \quad (B.5)$$

Onde: Q = calor gerado; I = corrente elétrica; R = resistência elétrica do condutor; t = espaço de tempo em que a corrente elétrica percorreu o condutor.

Isso explica porque a transmissão é feita em altas tensões, e significa que os geradores terão, no conjunto do sistema elétrico, seu rendimento otimizado, quanto mais próximo estiverem dos centros de consumo que alimenta.

Expostos sinteticamente os aspectos técnicos genéricos das fontes e formas de obtenção de energia elétrica, a seguir são tratadas as características particulares de cada uma delas.

B.2 - Usinas Hidroelétricas

A fonte hidráulica de energia elétrica representou em 2012 a terceira mais utilizada no planeta – atrás do carvão (primeira) e do gás natural; e a primeira no Brasil (IEA, 2013).

B.2.1 – Histórico

Resumo histórico. Há indícios de que o uso de tecnologia hidráulica já ocorresse na Mesopotâmia, região onde hoje está situado o Iraque, por volta do século VI a.C. – poços com bombeamento de água nos jardins suspensos da Babilônia. Há registros de que na Grécia antiga, rodas de água eram utilizadas desde o século I a.C. Por centenas de anos, foram utilizadas para irrigação, abastecimento humano, e acionamento de moinhos de água, no beneficiamento de grãos para produção de alimentos. O desenvolvimento das rodas de água, para a forma de turbinas hidráulicas, parece ter ocorrido entre os séculos III e IV d.C., em região romana onde hoje está situada a Tunísia. A evolução para moderna concepção ocorreu durante o século XVIII, na França e na Inglaterra, visando energia em forma de movimento rotativo para acionamento de produção industrial. No século XIX, com o advento do uso comercial de eletricidade, a aplicação da tecnologia se expandiu para sua produção, via usinas movidas a água. Alguns autores atribuem a primeira usina hidroelétrica à Inglaterra (1880?), outros aos EUA, em região próxima a Niágara Falls (1880?). De toda forma, conforme convergem Gastaldo (2009); Salvetti (2008), ocorreu no final do século XIX. E que no Brasil ocorreu em Diamantina – Ribeirão do Inferno – em 1886. Era de uso particular privado. A primeira com finalidade de fornecimento público foi inaugurada em 1889 em Juiz de Fora – Marmelos, rio Paraibuna, tida também como a primeira da América do Sul. Foram aqui apresentados os primórdios e o marco inicial; não está no foco prolongar-se ao longo de mais de um século de desenvolvimento; para aprofundamento, sugere-se consultar as obras citadas de Gastaldo (2009); Salvetti (2008).

B.2.2 – Expansão

As vantagens da produção hídrica – a principal delas o baixo custo operacional – propiciaram acelerada expansão, vindo a culminar na representatividade atual. Ao nível mundial, 15,8 % da produção de energia elétrica em 2011 (IEA, 2013). E no Brasil, 76,8 % da oferta interna em

2012 (EPE-BEN, 2013), via 962 instalações, entre micro, pequenas e grandes hidroelétricas (ANEEL, 2011). O potencial o hídrico é explorado em 33,7 % do potencial viável e do restante tecnicamente disponível, cerca de 50% se encontram na Amazônia.

Frente ao aproveitamento dessa disponibilidade reinam sérios embates, entre atores envolvidos, acerca de acusados danos ao ambiente e às populações locais, provocados pelas implantações e pelos alagamentos. A partir de 1991 passou a haver a obrigatoriedade de Licenciamento Ambiental, determinada pela legislação da Política Nacional do Meio Ambiente – PNMA, inserida no Ministério do Meio Ambiente – MMA, com órgão executor o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA. Frente a essa legislação, e frente também à pressão de ambientalistas e da opinião pública, o governo vem encontrando **dificuldades para aprovação** de novos projetos hidroelétricos.

O artifício utilizado, nos projetos atuais, vem sendo a readaptação de antigos projetos para usinas sem reservatório – chamadas por **usinas a fio d’água**. O fator negativo é a **diminuição de estoque** – água em estado de energia potencial em reservatórios, ocasionando **aumento de desregulação** do sistema hídrico – queda do Fator de Capacidade – FC, que interfere no sistema elétrico por inteiro e exige implementação de Usinas Termoelétricas – UTEs, para regularização estrutural frente a risco de déficit.

As usinas a fio de água constituem a quase totalidade dos empreendimentos que estão sendo planejados na expansão do SEB, situando-se basicamente na Amazônia. A razão é a já citada dificuldade de licenciamento ambiental das usinas de acumulação, acusadas de agressão ao meio ambiente, por constituírem grandes áreas alagadas. A desvantagem é a incapacidade de constituir estoque de água, agravando risco de déficit ao sistema.

As PCHs e as micro centrais hidroelétricas - MCHs são consideradas menos agressivas ambientalmente que as UHEs, em razão da menor área alagada que constituem, e dos periféricos envolvidos.

B.2.3 - Aspectos Técnicos

A produção hidráulica é originada da irradiação solar e da energia potencial gravitacional, que provocam um contínuo ciclo hidrológico de evaporação, condensação e precipitação da água sobre a superfície terrestre. Desta forma, a produção hidroelétrica é dependente da gratuidade,

por parte da natureza, de fluxos e desníveis hídricos que permitam a obtenção de tal transformação; onde o Brasil se destaca entre os maiores detentores e produtores mundiais

A produção hidroelétrica não representa consumo de outra fonte de energia, posto ser obtida pela transformação de estado da energia, no caso, a energia potencial representada pela água a montante da barragem, transformada em energia cinética representada pela movimentação quando da queda pela altura manométrica e subsequente passagem pelas turbinas dos geradores.

A relação matemática do aproveitamento hidroelétrico é apresentada a partir do esquema ilustrado na figura B.5:

Figura B.5 – Esquema simplificado do aproveitamento hidroelétrico.

Fonte: elaboração própria a partir de Bermann; Parente (2010).

A potência elétrica é representada por:

$$P = \eta_{tot} \times g \times \rho \times Q \times H \quad (B.6)$$

Onde: η_{tot} = rendimento total do conjunto; P = potência elétrica (W); g = aceleração da gravidade = $9,8 \text{ m/s}^2$; ρ = densidade da água = 1.000 kg/m^3 ; Q = vazão (m^3/s); H = queda bruta (m).

Rendimento total $\eta_{tot} = \eta_H \times \eta_T \times \eta_g$.

sendo: η_H = rendimento do sistema hidráulico; η_T = rendimento da turbina; η_g = rendimento do gerador.

Valores típicos: típicos: $0,76 \leq \eta_{\text{tot}} \leq 0,87$.

onde: $\eta_H \geq 0,96$; $0,88 \leq \eta_T \leq 0,94$; $0,90 \leq \eta_g \leq 0,97$

B.2.3.1 – Turbinas

Quatro diferentes tipos são utilizados:

(1) Pelton. Turbina de impulsão. Constituída por bocais injetores em lugar de palhetas. Operam em regime de rotação mais alta que os demais tipos. Adequadas para operar entre quedas de 350 m até 1100 m.

(2) Francis. Turbina de reação. Fluxo radial de fora para dentro. Adequadas para operar entre quedas de 40 m até 400 m, a velocidades de 80 a 1000 rpm. Rendimento atinge até 90%.

(3) Kaplan. Turbina de reação. Adequadas para operar em quedas até 60 m.

(4) Bulbo. Turbina de reação. Similar à Kaplan, porém conectada diretamente ao gerador, herméticamente fechado. O conjunto opera imerso no fluxo da água. São usadas em quedas abaixo de 20 m e em usinas a fio d'água.

B.2.3.2 – Classificação

A seguir a classificação estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em função da regularização do reservatório (acumulação) e da capacidade de produção.

Quanto à acumulação:

- **A Fio d'Água:** sem reservatório, ocorrendo a passagem da água pela(s) turbina(s) no próprio curso do rio.
- **De Acumulação:** com reservatório (alagamento)

Quanto à capacidade:

- **Usina Hidroelétrica - UHE:** potência acima de 30 MW.
- **Pequena Central Hidroelétrica - PCH.** Potência entre 1 e 30 MW e área inundada até 3,0 km², para a cheia centenária.
- **Micro Central Hidroelétrica - MCH.** Potência abaixo de 1 MW.

Descrição mais detalhada, dos aspectos construtivos das UHEs, pode ser encontrada, entre outros, no manual: Critérios de Projeto Civil de Usinas Hidrelétricas, da Eletrobrás (ELETROBRÁS, 2003).

B.2.4 - Aspectos Socioambientais

Produzir hidricamente é coerente. Trata-se de riqueza natural disponível e representa, dentre as opções atuais, o mais baixo custo operacional de produção. Os problemas decorrem de como as externalidades são tratadas; os escopos dos projetos, e o planejamento e gestão da implantação, vistos a seguir.

B.2.4.1 - Disputas Econômicas

Os altos investimentos financeiros envolvidos desencadeiam disputas, como em qualquer regime de democracia representativa, como a brasileira. Prevalecem os interesses dos grupos com maior poder de representatividade (BERMANN; PARENTE, 2010).

B.2.4.2 - Impactos Sociais

É de se considerar como principal dano, a ruptura social causada às populações que são deslocadas da área que habitavam, por força do alagamento. Esses danos não se limitam especificamente ao número de pessoas deslocadas. Atingem todas as pessoas que de alguma forma sobreviviam das atividades locais (BERMANN, 2003).

Outro grave problema é representado pelo contingente atraído pela obra, onde a infraestrutura do município, via de regra, é incapaz de suportar a nova demanda. Terminada a obra, sobram para a assistência social e de saúde municipais, os problemas – desemprego, doenças, etc. Em paralelo, o choque cultural culmina em desajustes: degradação da cultura local, marginalidade, etc. É de se entender que o planejamento das ações para minimizar os danos dos impactos sociais, via de regra, tem se mantido distante de dar cabo às necessidades apontadas, o que tem acendido a chama de ambientalistas contrários (WITTMANN, 2010).

Soluções existem. Caberia ao governo fiscalizar e coibir os desmandos apontados; e caberia aos projetos conter em seus escopos as ações necessárias para evita-los. Quando as medidas cabíveis à elaboração do projeto, e ao planejamento e execução das obras, contemplam o tratamento das decorrentes externalidades, os resultados podem ser positivos, com ganho, em termos qualidade de vida para as populações envolvidas. Exemplos podem ser citados nos casos

das UHEs Itaipu e Tucuruí, dentre outras. Isso significa, portanto, e é entendimento importante para este estudo, que externalidades socioambientais podem ter **efeitos positivos ou negativos**, não necessariamente em função da usina, e sim **dependentes forma como ela é implantada** (WITTMANN, et al, 2008; WITTMANN; BONILLA, 2009; WITTMANN, 2010).

B.2.4.3 - Impactos Ambientais

As áreas alagadas representam perda de recursos naturais. Da flora e fauna – área desmatada, o maior deles (WITTMANN, 2010), e do acesso futuro a jazidas naturais existentes. Em adição, o alagamento provoca emissões de GEEs – vistas a seguir.

Desmatamentos e perdas técnicas ocorrem também nas linhas de transmissão. As perdas de energia elétrica (apontadas em 2012 em 15,9% por EPE-BEN (2013)), são relacionadas, em parte, ao **efeito joule** (HALLIDAY; RESNICK; WALKER, 2009), a que ficam submetidas, em razão das grandes distâncias de transmissão entre as UHEs, e os centros de consumo; vindo a provocar, também, maior sujeição – que as grandes distâncias acarretam – de transientes de origens meteorológicas, com significado de sujeição a riscos de apagões.

B.2.4.3.1 - As emissões de GEEs

Os alagamentos produzem emissões de GEEs, basicamente por eutrofização de matéria orgânica em seus leitos. São três os principais fatores de causa da eutrofização:

Primeira causa: **Alagamento** – corresponde à submersão da mata nativa, quando não previamente retirada. Ocorre eutrofização da flora alagada, que representa uma curva de emissões com ápice nos dois primeiros anos do alagamento e tendência a valor mínimo em 10 anos. A não retirada da flora representa erro de execução, estando ligada à redução de custos, do empreendedor, procedimento descabido (BERMANN, 2003; WITTMANN, 2010).

Segunda causa. **Deplecionamento** – corresponde à variação da cota de nível do alagamento, em função da variação meteorológica do fluxo do manancial em relação ao fator de carga de operação da usina. Ocorre eutrofização da flora crescente no intervalo dos níveis mínimo e máximo do deplecionamento; por emersão e imersão subsequentes pelo ciclo pluviométrico. A curva de emissão causada é permanente, com valores de emissão constantes ao longo da vida do empreendimento (BERMANN, 2003; WITTMANN, 2010).

Terceira causa. **Carga de material orgânico.** A eutrofização da carga orgânica em suspensão na água arrastada para o alagamento e nele assoreada (recentes pesquisas em desenvolvimento) – os valores das emissões seriam também constantes ao longo do tempo.

A figura B.6 ilustra a curva genérica das emissões ao longo do tempo:

Figura B.6 – Curvas de emissões ao longo do tempo de GEEs por UHEs.

Fonte: Bermann (2003).

B.2.4.3.2 - A Questão dos Alagamentos

O alagamento é considerado o fator mais controverso das UHEs. Apontam alguns autores, citem-se Goldemberg; Villanueva (2003) que os alagamentos interferem no meio ambiente, pela grande extensão de área que ocupam, causando alterações sobre os fluxos dos rios, e em muitos casos, problemas sociais de grandes proporções, gerados pela realocação e readaptação das populações locais.

A relação entre a energia produzida – limitada ao fator de capacidade (FC) – e a área alagada, constitui um indicador que vem sendo usualmente utilizado para estimar os impactos socioambientais. A tabela B.1, a seguir, apresenta essa relação.

Tabela B.1 – Relação entre potência elétrica instalada e área inundada.

Usina hidroelétrica	Potência instalada (MW)	Relação (MW / km ²)
Xingó	5.000	58,82
Segredo	1.260	15,27
Ita	1.620	11,67
Itaipu	12.600	9,36
Belo Monte	11.000	8,98
Machadinho	1.200	4,58
Garabi	1.800	2,25
Itaparica	1.500	1,80
Tucuruí	8.125	2,92
Três Irmãos	640	0,90
Porto Primavera	1.800	0,84
Serra da Mesa	1.200	0,67
Camargos	45	0,61
Manso	210	0,54
Samuel	217	0,33
Sobradinho	1050	0,25
Balbina	250	0,11
Valor médio (geral)	-	2,17

Fonte: Elaboração própria a partir de Goldemberg; Villanueva (2003).

A tabela B.1 permite perceber que a relação, entre potência instalada e potência por área alagada, ocorre completamente disforme, o que acarreta dúvida ao critério usual de análise, de generalizar que a área alagada seja malefício comum a cada empreendimento, conforme apontado, entre outros estudiosos, por Goldemberg; Villanueva (2003) já acima citados.

Wittmann (2010) concluiu como fator importante a considerar, a **relação entre as perdas provocadas pela implantação de UHEs, frente ao aproveitamento hidrológico obtido.**

Goldemberg (2011), frente às contingências atuais, reavaliou seu posicionamento de 2003, e literalmente considerou:

“Abrir mãos de reservatórios hidrelétricos é uma atitude derrotista [...] Eu não sou hipersensível a questões de inundação por usinas hidrelétricas [...] Os planos decenais de energia preveem [...] manter o ritmo das hidrelétricas, mas aí, acho que **poderíamos buscar hidrelétricas que não criem muitos problemas e que tenham reservatórios**” (negritos deste autor).

Carvalho; Sauer (2012), assim corroboram em defesa de UHEs com reservatórios:

“[...] determinados segmentos da sociedade têm a percepção de que a geração hidrelétrica é invariavelmente deletéria, por causar a “artificialização das bacias hidrográficas”. Devido a essa **percepção equivocada**, o Brasil corre o risco de ser obrigado a imitar países que, não dispondo de vantagens como as brasileiras, têm que apelar para usinas termelétricas convencionais ou nucleares. Na verdade, os **reservatórios hidrelétricos podem ser aproveitados para múltiplas finalidades**, tais como regularização de vazões, transporte fluvial, irrigação de grandes áreas visando à produção agrícola, pesca interior, turismo ecológico, etc. Todos esses usos **requerem a preservação das matas ciliares e são ambientalmente benéficos**, ao contrário do que supõem os adversários emocionais dos reservatórios hidrelétricos. Um notável exemplo de uso múltiplo de bacia hidrográfica é o da usina hidrelétrica de Três Marias, originalmente projetada apenas como reservatório de regularização, para irrigar 100 mil hectares do Projeto Jaíba, em Minas Gerais. Esse reservatório (que cobre uma área maior do que o dobro da Baía da Guanabara) **é responsável pelo desenvolvimento da outrora paupérrima região nordeste de Minas**. A geração hidrelétrica foi apenas uma decorrência de sua construção. Outro exemplo é o da hidrelétrica de Sobradinho, que **permitiu o desenvolvimento do maior polo de fruticultura irrigada do Brasil**. Ainda outros exemplos são algumas hidrelétricas da Light e da Cesp, cujos **reservatórios regularizam a vazão da bacia** do rio Paraíba do Sul e permitem a captação de água para a região metropolitana do Rio de Janeiro e algumas cidades do trecho paulista daquela bacia [...] (negritos do autor).

Contudo, o Prof. José Goldemberg, em Tundisi et al (2014), expões específica preocupação com a Amazônia:

“As águas amazônicas sustentam a diversidade tanto de plantas e animais terrestres como aquáticos [...]. Os mecanismos que sustentam essa biodiversidade são as flutuações do nível das águas, a dinâmica fluvial e o fluxo gênico intenso devido à integração permanente de componentes climatológicos, geomorfológicos e biológicos do sistema [...]. A construção de reservatórios na Amazônia pode interferir com as dinâmicas ecológicas deste ecossistema, alterando seus processos naturais e sociais. [...] Na parte andina, a construção de reservatórios pode atrapalhar a conectividade com o ecossistema do Baixo Amazonas. [...] Princípios de eco hidrologia, engenharia ecológica e preservação das bacias hidrográficas, devem ser aplicados de forma a em simultâneo otimizar a produção de energia e promover práticas de conservação [...]. O planejamento de longo prazo e a integração dos países que compartilham a bacia amazônica representam uma decisão estratégica a ser tomada para controlar e desenvolver a exploração de hidro energia na região.

Bermann (2014-b) apontou ser necessário o abandono dos conceitos tradicionais de engenharia de UHEs, e sua **reestruturação frente às contingências atuais**:

“A questão que me parece principal para os futuros empreendimentos hidrelétricos, sejam eles de grande escala ou mesmo de pequena escala, diz respeito às dificuldades que a engenharia vai ter em manter os mesmos procedimentos de concepção desses aproveitamentos, principalmente na necessidade de abandonar o que é tradicional dentro desses estudos, que é ter como referência o histórico do ciclo hidrológico das bacias, para em função desses dados, apoiados, dependendo da disponibilidade de dados de 50 ou de 80 anos, para estimar o futuro potencial da bacia, e com isso realizar a concepção dos empreendimentos, buscando sempre a otimização energética. Esse procedimento terá de ser abandonado em função das mudanças climáticas, porque o que se está observando, não no Brasil mas em outras partes do mundo, é que os ciclos hidrológicos de bacias estão variando. Em alguns há restrição hídrica, há menos pluviosidade para alimentar a bacia. Em outros lugares há uma maior disponibilidade

hídrica. Isso faz com que o risco de problemas, em função desse método de concepção de empreendimentos hidrelétricos, leva a um risco e à necessidade de não utilizar otimização energética como preâmbulo, mas utilizar o princípio da precaução, em que os possíveis aproveitamentos levem em consideração as mudanças climáticas e alterações dos ciclos hidrológicos que elas impõem”.

B.2.5 - Perspectivas

Ainda que a opção hídrica ofereça, hoje, custo de produção mais atraente frente às demais, é difícil entender que seu potencial venha a ser explorado. Principais razões (1 a 9):

- (1) O baixo FC propiciado pelas UHEs.
- (2) Os altos investimentos e prazos da implantação de UHEs.
- (3) Os longos percursos de linhas de transmissão exigidas pelas UHEs.
- (4) Os embates de posição acerca dos impactos socioambientais provocados pelas UHEs.
- (5) O desenvolvimento no rendimento (η) das UTEs.
- (6) As disponibilidades existentes para as UTEs por fontes renováveis – biomassas.
- (7) A tendência das curvas de aprendizado² das fontes complementares eólica e solar, conduzindo-as à viabilidade.
- (8) Os prenúncios logísticos acerca do gás do pré-sal e do biogás.
- (9) O conjunto de vantagens estratégicas, sinérgicas, técnicas e operacionais de se operar com uma matriz diversificada.

B.3 - Usinas Termoelétricas

Resumo Histórico. No final do século XIX, quando a eletricidade passou a ser disponibilizada para a sociedade, a máquina a vapor já havia sido inventada e era utilizada em processos de

² O conceito da curva de aprendizado é simples: quanto mais se produz, menor o custo. Contudo, para se produzir mais, às vezes são necessários incentivos ou mesmo políticas que incentivem o uso da tecnologia.

produção. O carvão era abundante e a forma de energia primária utilizada. Por consequência, a tecnologia térmica foi logo de início utilizada para produção de eletricidade. Inclusive no Brasil, onde a primeira usina instalada para produção de eletricidade foi térmica.

B.3.1 - Aspectos Gerais

Princípio do processo. O princípio de funcionamento das UTEs é baseado na conversão de energia térmica em mecânica, e desta em elétrica. O processo básico consiste no aquecimento de um fluido que assim se expande realizando trabalho de movimento mecânico de uma turbina térmica. O eixo girante da turbina é conectado ao eixo de um gerador elétrico. O acionamento do gerador elétrico produz energia elétrica (REIS, 2011). Ocorrem diferentes tipos e combinações de processo, que são vistas à frente.

B.3.1.1 - Combustão (ou queima)

Reação química, entre uma substância (o combustível) e um gás (o comburente – oxigênio do ar), a qual libera calor, luz, chama, e diversos compostos resultantes da combinação dos átomos dos reagentes. Entre esses compostos estão o CO₂, o CH₄ e o N₂O, tidos como os principais causadores da intensificação do efeito estufa na atmosfera. Outros compostos emitidos também têm efeitos poluentes, causando chuvas ácidas e danos aos ciclos físicoquímicos do planeta e aos seres vivos.

Uma reação estequiométrica ideal de um hidrocarboneto em ar resulta em CO₂; H₂O; e N₂, este um gás inerte. Daí, deve-se entender quanto à emissão de CO₂:

- O volume das emissões de CO₂ terá sempre relação direta com a quantidade queimada. Não há como, por exemplo, queimar mais e emitir menos.
- Entretanto, o volume das emissões de CO₂ é passível de ser reduzido, por otimização do rendimento obtido do processo de transformação (energia térmica > energia mecânica > energia elétrica), o que significa obtenção de mais kWh por ppm de CO₂ emitido.

De forma geral, quimicamente:

B.3.1.2 - Combustíveis

Combustível significa qualquer substância que reaja com o oxigênio, ou outro comburente. Eles podem ser classificados pelo estado físico, pela forma de obtenção e pela renovabilidade.

Em termos de uso para produção de eletricidade, o quadro B.7, a seguir, apresenta a classificação dos utilizados em larga escala e volume de produção.

Quadro B.7 – Combustíveis usados na produção termoelétrica.

Combustível	Estado físico	Forma de obtenção	Renovabilidade
Oleo combustível	Líquido viscoso	Refinado de petróleo cru obtido de jazidas naturais	Não renovável
Óleo diesel	Líquido	Refinado de petróleo cru obtido de jazidas naturais	Não renovável
Carvão mineral	Sólido	Obtido de jazidas naturais	Não renovável
Gás natural	Gás	Obtido de jazidas naturais	Não renovável
Biomassa	Sólido	Obtida de floras e resíduos	Renovável
Biogás	Gás	Obtido de resíduos	Renovável

Fonte: elaboração própria.

Cada tipo de combustível exige tecnologias apropriadas para seu aproveitamento, o que torna necessário que diferentes tipos de termoelétricas sejam direcionadas a cada combustível e aplicação, o que é visto a seguir.

B.3.2 - Tipos de Usinas

Quanto à combustão, as UTEs podem utilizar dois tipos de métodos:

- **Combustão externa.** O combustível não entra em contato com o fluido de trabalho – geralmente água desmineralizada, que após a troca térmica, se expande na forma de vapor, assim movimentando a turbina, que é daí chamada por **turbina a vapor**. Em termos de termodinâmica, se aproxima do **ciclo de Carnot** (O rendimento do ciclo de Carnot é teórico;

o máximo que uma máquina térmica trabalhando entre temperaturas da fonte quente e da fonte fria pode ter, mas nunca chega a 100%).

- **Combustão interna.** A combustão se efetua sobre uma mistura de ar e combustível, de forma que o fluido de trabalho é o conjunto de gases oriundos dessa combustão, que se expandem movimentando a turbina, que é daí chamada por **turbina a gás**. Em termos de termodinâmica, se aproxima do ciclo de Brayton-Rankine (um ciclo ideal com aproximação aos processos térmicos que ocorrem na turbina a gás).

Quanto à forma de operação, as UTEs podem ser classificadas em: ciclo simples; ciclo combinado; e cogeração.

- **Ciclo simples.** A combustão fornece a energia mecânica para o gerador de energia elétrica.
- **Ciclo combinado.** A combustão fornece energia mecânica para um primeiro gerador de energia elétrica, e os gases resultantes, com uma temperatura em torno de 550 °C, são direcionados para uma caldeira, de recuperação de calor, que irá produzir vapor, que por sua vez irá movimentar uma outra turbina, ligada a um segundo gerador de energia elétrica.
- **Cogeração.** O calor em forma de vapor, e ou a energia elétrica, obtidas da combustão, são direcionados a equipamentos de processos fabris, parcialmente ou em totalidade, conforme conveniente e pré ajustado.

Um esboço simplificado de UTE a ciclo combinado é ilustrado por meio da figura B.8 a seguir:

Figura B.8 – Esquema simplificado de uma UTE a ciclo combinado

Fonte: Reis (2011)

A vantagem do ciclo combinado é o seu maior rendimento obtido, em relação ao ciclo simples. Enquanto o rendimento do ciclo simples varia entre 25 % a 43 %, o rendimento do ciclo combinado pode superar 50 %, e chegar a atingir 60 %. Em contrapartida, há a desvantagem de não permitir acionamento imediato, o que dificulta as operações de despacho do SEB, em relação a elas. Mas podem partir em ciclo simples e depois acionar o combinado. As usinas a ciclo simples podem também ser modernizadas para ciclo combinado. As UTEs com ciclo combinado representam, portanto, as instalações mais eficientes, sendo consideradas referência para expansão do sistema elétrico, e úteis aos projetos de geração distribuída³:

- Maior eficiência com menores emissões de CO₂ por kWh produzido.

Nesse sentido, tanto a disponibilidade de biomassa, como a conjecturada enorme disponibilidade de gás a partir do pré sal, são representativas fontes de combustível. Há existência de extensos desenvolvimentos, em especial os voltados para a biomassa da cana de açúcar. Para aprofundamentos e referências sugere-se consultar Tolmasquim (2005); Reis (2011).

³ A expressão geração distribuída é utilizada para designar qualquer forma de produção de energia elétrica – em geral de pequeno porte e conectada ao sistema em nível de subtransmissão ou distribuição – localizada próxima ao usuário final. Pode pertencer a um autoprodutor independente, à concessionária, ou parceria entre ambos (REIS, 2003).

B.3.3 - Benefícios e Danos

As UTEs são de fundamental importância para o SEB, tendo em vista que são responsáveis pela complementação da produção das UHEs, em razão da sazonalidade pluviométrica. Com exceção da fonte biomassa, independem para sua operação, de fatores climáticos – chuva, sol e vento – fatores estes, condicionais, respectivamente, para as UHEs, as usinas eólicas e as solares.

Como vantagens, além de ocuparem áreas pequenas, suas implementações são mais rápidas e representadas por menores investimentos financeiros do que as UHEs. Isso favorece para que possam ser instaladas próximas aos centros de consumo, causando menores sobrecarga e perdas técnicas ao SIN.

Como desvantagens, sobram o custo de combustível – obtido por gratuidade da natureza nas UHEs e nas fontes eólica e solar – e as emissões de GEEs.

B.4 - Usinas Termonucleares

B.4.1 - Histórico, Desenvolvimento e Representatividade Global Atual

Histórico. O mais antigo registro de energia nuclear parece ser de Paris, em 1898, sobre Marie Curie, que na descoberta da radiação ionizante, e sem ainda entender a energia nuclear, sofreu envenenamento por manipular materiais radioativos, o que veio culminar em sua morte. A base científica surgiu em 1905 com o princípio da equivalência de energia e massa de Albert Einstein. Em 1911 Ernest Rutherford postulou que os núcleos atômicos poderiam ser modificados através de bombardeamento com partículas rápidas. A comprovação foi realizada em 1938, por Otto Hahn e Fritz Straßmann, durante observação de uma fissão nuclear após irradiação de urânio com nêutrons. Em 1942, foi realizada por Enrico Fermi a primeira reação em cadeia - projeto Manhattan. A finalidade foi construir a primeira bomba nuclear. O evento culminou com o massacre de 1945, via as bombas lançadas em Hiroshima e Nagasaki no final da segunda guerra mundial, com estimativa de 265 mil mortos, afora mortes posteriores por exposição à radiação, suspeitando-se que o total possa ter ceifado na ordem de 400 mil vidas.

Desenvolvimento em palco de tragédias e fatores obscuros. O poder de devastação demonstrado na tragédia de 1945 representou forte preocupação mundial durante todo o período da guerra fria, nas décadas de 1960 a 1980, envolvendo o bloco da União Soviética, os Estados Unidos e a China Comunista. Em 1979 ocorreu o acidente de Three Mile Island, com contaminação de água e de gases radiativos na atmosfera. 140.000 pessoas se deslocaram da área. Em 1986 outra tragédia, o acidente da usina de Chernobyl. Ainda que sem números concisos sobre mortes, admite-se que a radiação emitida tenha sido 400 mil vezes maior que a de Hiroshima, e contaminado uma extensão de 150.000 km² entre terras, florestas e vilarejos. Há informações de que 4.300 km² permanecem interditados indefinidamente. Em 2011, mais outra catástrofe assolou a sociedade humana, desta vez em Fukushima. Houve contaminação de água e da atmosfera, com consequências que prosseguem em reparação. Não se tem certeza do número de mortos decorrentes do incidente na usina.

O desenvolvimento da tecnologia nuclear para produção de energia elétrica conduziu a que na atualidade, conforme dados de IEA (2011) referentes a 2009; 31 países operaram 210 usinas nucleares compostas por 438 reatores disponibilizando a potência total de 371 GW. Esse elenco produziu 2.697 TWh representando 13,5 % da eletricidade e 5,8 % da energia primária, globais produzidas.

A tabela B.2 apresenta os dez países maiores produtores.

Tabela B.2 – Dez maiores países no uso da fonte nuclear na produção de energia elétrica.

País (ano base 2009)	Capacidade		Produção		Matriz elétrica	
	GW	Posição	TWh	Posição	%	Posição
EUA	101	1	830	1	19,9	6
França	63	2	410	2	76,2	1
Japão	49	3	280	3	26,9	4
Rússia	22	4	164	4	16,5	8
Alemanha	20	5	135	6	23,0	5
Coréia do Sul	18	6	148	5	32,7	3
Canadá	13	7	90	7	15,0	9
Ucrânia	13	8	83	8	48,0	2
Inglaterra	11	9	70	10	18,6	7
Suécia	9	10	69			
China				9	1,9	10
Restantes	52		418		12,7	
Total no mundo	371		2.697		13,5 (*)	

(*) Média dos países que utilizam energia nuclear na produção de energia elétrica. No Brasil, a participação da fonte nuclear na matriz de produção de energia elétrica foi de 2,7% em 2012.

Fonte: elaboração própria a partir de dados de IEA (2011); EPE-BEN (2013).

B.4.2 - O Programa Nuclear Brasileiro

Há registros de que o Brasil, detentor de grandes jazidas de urânio, já era capaz de produzir urânio metálico desde 1954, com indicações de interesse em desenvolver um programa nuclear que amadureceu na década de 1960.

O marco inicial pode ser considerado o acordo assinado em 1971 com a Westinghouse (EUA) para obtenção do primeiro reator, que resultou na construção da Usina Termonuclear – UTN Angra 1, posta em operação em 1985. Em 1976 foi assinado acordo com a Alemanha, envolvendo transferência de tecnologia da Siemens/KWU, que resultou na construção de Angra 2, posta em operação em 2001, e de Angra 3, atualmente em construção. Há outras UTNs em estudo no programa; a tabela B.3, a seguir, apresenta essa concepção.

Tabela B.3 - Instalações em operação, em construção e em estudo de UTNs no Brasil

UTN	Localização	Potência (MW)	Oper. (ano)	Característica	Tecnologia
Angra 1	Angra dos Reis RJ	657	1985	Visa regulação ao manancial hidroelétrico sul-sudeste	PWR EUA Westinghouse
Angra 2	Angra dos Reis RJ	1.350	2001	Idem Angra 1	PWR Acordo de transferência de tecnologia Alemanha- Brasil Siemens/KWU
Angra 3	Angra dos Reis RJ	1.405	2018	Idem Angra 2	Similar a Angra 2 Estaqueada Repotenciada Controle digital
UTNs 4 e 5	Nordeste	1.000 cada	2025(?)	Em estudo	Em estudo

Resumo: Potência total 5.412 MW (5 UTEs); dos quais 2.007 MW (2 UTEs) instalados e em operação; 1.405 MW (1 UTE) em instalação para início de operação em 2018; 2.000 MW (2 UTEs) para o nordeste e início de operação – conjecturada mas não definida – a partir de 2025(?), segundo a Eletronuclear (2011).

Fonte: Elaboração própria a partir de Eletronuclear (2011).

B.4.2.1 - Programa Paralelo

Em 1976, conforme aponta Bermann (2005), a Marinha brasileira, disposta a construir um submarino nuclear próprio, deu início a um programa nuclear paralelo, marcado por acordo com consórcio alemão (IKL/Hdw/Ferrostaal), e apoio técnico do Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares – IPEN, que resultaram em programa objetivando, além da construção de quatro submarinos SNA-1.500 t; mais um ou dois submarinos SMB-2.500 t, as respectivas instalações estaleiras; e os meios para o necessário desenvolvimento tecnológico. Há estudiosos que atribuem maior obtenção de ganho de tecnologia nuclear para o país a partir do programa paralelo da Marinha (Bermann, 2005; Miguel, 2011), do que ao programa nuclear do MME.

Na atualidade a USP, por meio do associado IPEN, possui o primeiro reator nuclear produzido por técnicos brasileiros (potência de 100 W; voltado a pesquisas). O primeiro curso de graduação em energia nuclear está sendo oferecido pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). A Marinha brasileira planeja operar o primeiro submarino nuclear de construção nacional até 2020. Grande parte dos centros de tratamento médico do país, que possam ser classificados como de ponta, operam diagnósticos e terapias suportadas por tecnologia nuclear (radioisótopos). O acesso à população, desses diagnósticos e terapias, é ainda deficitário, por razões de alto custo e de não atendimento à demanda do Sistema Único de Saúde - SUS.

B.4.3 - Aspectos Técnicos

Definição de energia nuclear. A energia atômica, mais corretamente chamada de energia nuclear, é a energia liberada em uma reação nuclear, a qual envolve transformação de núcleos atômicos. (MACHADO; CANDOTI, 1980).

Reação nuclear. Pode acontecer tanto controladamente - por processo de **fissão**, exemplo: reator de usina nuclear; ou descontroladamente - por processo de **fusão**, exemplo: sol; bomba de hidrogênio. O processo de fissão nuclear ocasiona descarte de materiais radioativos, para os quais ainda não existe solução de uso ou destino. O processo de fusão nuclear não ocasiona descarte conhecido, contudo seu uso ainda não é dominado pelo ser humano.

Processo de fissão. Cada átomo possui força de curto alcance que faz com que o seu núcleo fique unido. Daí, quanto maior a massa atômica do átomo, mais fraca se torna tal atração entre todos os constituintes do núcleo. Isso permite a manifestação da força de repulsão devido as cargas positivas dos prótons. A reação nuclear consiste exatamente na fissão do núcleo (divisão em átomos menores e em partículas subatômicas), onde o núcleo busca uma relação de equilíbrio entre as forças. O Urânio é um dos elementos cujos átomos podem se desintegrar espontaneamente, quebrando-se em duas ou mais partes. Quando a fissão acontece, certa quantidade de energia eletromagnética, originada da diferença de massa – massa do átomo original menos a soma das massas dos resultantes ($E = mc^2$) é liberada. Uma parte dessa energia é transferida para o ambiente na forma de calor. Esse calor representa a energia útil que dá início ao processo de aproveitamento e transformação em uma usina de produção de energia elétrica (USNRC, 2010).

Reatores. Existem diferentes tipos e desenhos de reatores nucleares, mas em síntese todos são dispositivos destinados a manter uma reação em cadeia da produção de um fluxo contínuo de nêutrons gerados pela fissão de núcleos pesados. Em termos de efeito, eles são classificados como reatores de pesquisa ou reatores de energia. Reatores de pesquisa são explorados em universidades e centros de investigação. Geram nêutrons para fins múltiplos, incluindo a produção de rádio fármacos para diagnóstico médico e terapia, ensaios de materiais e realização de pesquisas. Reatores de potência são normalmente encontrados em usinas nucleares, dedicados à geração de calor, principalmente para a produção de energia elétrica - são operados em mais de 30 países - e também em submarinos - apenas seis países dominam a fabricação (USNRC, 2010).

Usina nuclear. Consiste de conjugação de diferentes processos de transformação de energia (USNRC, 2010) (1 a 4): 1) Inicialmente ocorre o processo de fissão nuclear, o qual produz energia térmica em forma de liberação de calor; 2) O calor é usado para aquecer água com o fim de produzir vapor; 3) O vapor, por sua vez, é transformado em energia mecânica, na movimentação de turbinas; e 4) As turbinas, por fim, acionam geradores para produzir eletricidade.

A seguir a figura B.9 ilustra a produção de energia elétrica a partir de tecnologia termonuclear. A esquematização ilustrada é similar a 79 % das usinas no mundo, e às brasileiras de Angra dos Reis.

1. O processo se inicia com a fissão dos átomos de urânio, dentro das varetas do combustível, no reator.

2. A fissão gera calor que aquece a água do sistema primário a 320 °C com pressão de 160 bar.

3. No gerador de vapor, essa água aquece a água do sistema secundário, independente, transformando-a em vapor.

Esquema de funcionamento de usina tipo Pressurized Water Reactor (PWR) – água pressurizada leve e urânio enriquecido

4. O vapor movimenta a turbina a 1.800 rpm, e em seguida passa pelo condensador.

5. No condensador, esse vapor é resfriado pela água do mar, trazida por um terceiro circuito independente, sendo o condensado reinjetado no sistema secundário.

6. Acoplado à turbina, o gerador produz a energia elétrica e esta é faseada à a rede de transmissão.

Figura B.9 – Produção de energia elétrica a partir de tecnologia termonuclear PWR⁴.

Fonte: Elaboração própria a partir de Eletronuclear (2011). Notas: 1 a 3): 1) A produção das UTNs correspondeu em 2012 a 2,7% da matriz elétrica brasileira; 2) No SIN, as UTNs Angra 1 e 2 operam conectadas em regime de base, junto às UHEs; 3) Embora e regime de base, as UTNs implicam em paradas totais – em média uma vez ao ano – para recarga e manutenção.

B.4.4 - Validade da Energia Nuclear

O Brasil, pela Constituição de 1988, abdicou do uso da energia nuclear para fins bélicos. É de se entender que qualquer discussão acerca da validade, ou não, do uso da energia nuclear, no âmbito de seu uso pacífico, deva se iniciar pelo o imperativo de promover separação:

⁴ Há existência de tecnologia considerada mais avançada e segura, chamada Advanced Pressurized Water Reactor - APWR. A principal diferença é o uso de convecção natural, sem exigência de fonte externa de energia para resfriamento, em caso de necessidade fortuita de desligamento. Para aprofundamento, sugere-se visitar < www.mnes-us.com/us-apwr/overview >.

- De um lado há aspectos ligados ao desenvolvimento tecnológico, com enormes benefícios em diferentes áreas, o principal deles, a medicina; um enorme número de vidas – 1,5 milhão de pacientes / ano via aplicações com radioisótopos, em números de Bermann (2005) – são beneficiadas, não só pela quantidade de vidas salvas em si, mas também pelas quantidades nos, aumento na expectativa de tempo de vida, e aumento de qualidade de vida, que são obtidos. Para esses aspectos, não cabe discussão. O saldo de benefícios é indiscutível. Em adição, somente o desenvolvimento tecnológico pode trazer domínio para as deficiências, em aberto, no uso da energia nuclear.
- De outro lado há aspectos pertinentes às usinas de produção de energia elétrica, relacionados a questões de segurança, operação, custos, e meio ambiente. Eles são emblemáticos, representam perigo, são mal resolvidos e necessitam ser discutidos.

Segurança. A Eletronuclear (2011) enfatiza segurança como primeiro princípio de sua gestão, antecedendo a produtividade e a economia. Dispõe valer-se de “defesa em profundidade”, conceito de projeto “redundante e que mantém a radiação sob total controle e o reator para resistir ao mais sério acidente”; e de planos de ação, frente às contingências. Os especialistas concordam que o sistema de reatores nucleares é seguro, mas apontam ser praticamente impossível prever toda e qualquer espécie de acidente (MIGUEL, 2010). Trata-se do ponto central da questão, pois os danos, diferentemente de em outras tecnologias energéticas, também são imprevisíveis; os exemplos históricos apontam isso. Ora, pela teoria da estatística, se as ocorrências e os danos são imprevisíveis, não haveria como estabelecer as incertezas e com elas margear os riscos. Por esse raciocínio, qualquer discussão sobre segurança, em uma usina nuclear, permaneceria sempre especulativa, sobrando acionar a prevenção. Esse parece ser o escopo do plano de ação adotado pela Agência Internacional de Energia Atômica - AIEA, órgão da ONU, na reunião para melhorar a segurança das usinas nucleares, em setembro de 2011, em razão do acidente de Fukushima. Foram estipulados exames de eficácia e independência dos reguladores nucleares, revisão das medidas de preparação e resposta em caso de emergência, e novas medidas de segurança para as empresas operadoras de usinas nucleares. Não foi encontrado o que o Brasil aciona internamente com respeito ao acordo. A questão da segurança envolve ainda outra série de fatores, em uma cadeia, permeada por radioatividade, que se inicia na obtenção do combustível e termina – termina? – no decaimento dos dejetos, esta uma questão não resolvida. É de se concluir que o domínio tecnológico atual apenas atenua; é incapaz de acabar com os riscos oriundos de UTNs.

Operação. Há dois principais fatores que não podem ser dissociados do planejamento energético:

- As UTNs apresentam histórico de bom fator de capacidade (Angra 1 = 62,8 % até 2008; Angra 2 = 78,62 % até 2008; levantados de Eletronuclear (2011)). Mas isso se dá em razão de, pelo sistema de despacho, elas operarem em regime de base. Comparativamente, se as UTEs operassem em regime de base, e não de complemento como o fazem, seus fatores de capacidade poderiam culminar, até mais, elevados.
- Por outro lado, há de se considerar que o regime de operação das UTNs é cíclico. Elas necessitam de paralisações com desconexão da alimentação ao SIN, para reabastecimento do combustível. O histórico desse ciclo de reabastecimento, levantado de Eletronuclear (2011) é de uma desconexão a cada 10 meses em Angra 1 e de uma desconexão a cada 12 meses em Angra 2. Evidentemente o regime cíclico acarreta ao SIN o dimensionamento do suporte

Custos. Os custos de produção, segundo dados da Eletronuclear (2011) apurados em 2009, foram; em Angra 1 de R\$ 119,77/MWh (R\$ 95,96/MWh de operação e manutenção, mais R\$ 23,82/MWh de combustível); e em Angra 2 de R\$ 59,24/MWh (R\$ 40,49/MWh de operação e manutenção, mais R\$ 18,75/MWh de combustível). Os preços de venda, estes os incorporados ao SEB, são determinados via portarias do MME e celebrados via contratos de fornecimento negociados entre a Eletronuclear e a CCEE. Para Angra 1 e Angra 2, em 2011, foram praticados em R\$ 145,48/MWh. Para Angra 3 estão negociados em R\$ 148,65 / MWh (valor com base em 09/2009), para fornecimento a partir de 2016. Há informações de que a energia elétrica produzida pelas usinas Angra 1 e 2 é adquirida pela empresa estatal Furnas por US\$ 84/MWh que a revende para as empresas de distribuição a US\$ 53/MWh. Esta diferença representa para esta empresa pública um prejuízo anual de US\$ 315 milhões. Isso aponta que os problemas com a operação das duas usinas Angra 1 e 2 são também econômicos. .

Quanto aos custos de implantação (de capital):

- Angra 1. R\$ 1,87 bilhão em valores de 2011, correspondentes aos R\$ 1,63 bilhão contabilizados no balanço da Eletronuclear de 2008, referentes a valores atribuídos à Eletronuclear, afora possíveis outros que possam ser considerados. Isso significa, no mínimo, R\$ 2,85 milhões / MW instalado.

- Angra 2. R\$ 5,88 bilhões em valores de 2011, correspondentes aos R\$ 5,12 bilhão contabilizados no balanço da Eletronuclear de 2008, referentes a valores atribuídos à Eletronuclear, afora possíveis outros que possam ser considerados. Isso significa, no mínimo, R\$ 4,36 milhões / MW instalado.
- Angra 3. R\$ 10,91 bilhões referentes à soma, dos US\$ 750 milhões já investidos (R\$ 1,2 bilhão em valor de 2011), mais R\$8,35 bilhões orçados em 2009 à incrementação (R\$ 9,71 bilhões em valor de 2011), se considerado o calculado a partir de Eletronuclear (2011). Analistas discordam. Carvalho e Sauer (2011) apontam R\$ 19,5 bilhões representando a somatória dos valores já investidos, dos incrementais, da correção monetária, dos juros, da manutenção, e do descomissionamento. Isso significa, no mínimo, R\$ 7,77 milhões / MW instalado, ou até R\$ 13,88 milhões / MW instalado.

São essas divergências de resultado (de R\$ 2,85 milhões / MW instalado, para R\$ 13,88 milhões / MW instalado = 387 % de variação) que alimentam as controvérsias econômico-financeiras acerca das UTNs. Como se pôde comprovar, as divergências são matematicamente reais.

Ambiente. A energia nuclear é considerada uma fonte fóssil e limpa (?) para obtenção de eletricidade pela comunidade nuclear. Pelo fato do urânio ser relativamente abundante e barato, não há grande preocupação quanto à sua exploração. Já quanto a uma UTN constituir-se em obtenção de energia limpa – e até contribuir para a diminuição da mudança climática – deve-se entender que isso não é verdadeiro.

O argumento da comunidade nuclear é de que são evitadas emissões na planta de produção. Realmente, os reatores não produzem gases tóxicos. Mas o argumento se torna inconsistente, se considerada toda cadeia de fornecimento, desde a obtenção do combustível, a implantação do empreendimento, sua operação e por fim a mitigação dos dejetos, afora as implicações de infraestrutura de vida do contingente populacional envolvido e as de transporte. Somente um inventário do ciclo de vida (ICV) poderia quantificar essa questão. Mas, qualitativamente torna-se evidente que a energia nuclear não é limpa.

Em termos de agressão ao ambiente, o ponto crucial é o sanitário. Resíduos ocorrem desde a mineração e podem ser maléficos – e até fatais – ao seres vivos, conforme a composição tóxica e a emissão de radiação. Há três grupos de classificação da radiação. Pela classificação são

estocados, em diferentes processos e destinações, temporárias ou definitivas. Dessa sistemática decorrem tres principais agravantes:

- A primeira é o tempo necessário ao decaimento radiativo; vários resíduos contêm elementos com meia-vida de 1.000 anos ou mais.
- A segunda é o risco de contaminação, não só pela radiação, mas também pelos elementos tóxicos, podendo vir a atingir mananciais aquíferos e por consequência a cadeia alimentar.
- A terceira é a interdição da área utilizada na destinação, que em caso de acidente, fica estendida a dimensões que não têm como ser precificadas.

Essas questões ambientais têm sido objeto de pesquisas, mas os estudos não fornecem solução para o descarte definitivo dos rejeitos radiativos.

Bermann (s/d) aponta que a licença de operação de Angra 3 está condicionada à satisfação de várias condicionantes, entre as quais a definição do local para a disposição final dos rejeitos radiativos de alta intensidade. De acordo com o autor, no caso de Angra 1 e 2, estes rejeitos permanecem acondicionados nas piscinas dessas usinas, sendo que a capacidade de armazenamento da piscina de Angra 1 já está atingindo o seu limite. O autor complementa que a empresa Eletronuclear negociou com o órgão ambiental Ibama a substituição da definição do Depósito Final por um Depósito Intermediário de Longa Duração para Combustíveis Usados, cujo cronograma estabelece os seguintes prazos: 2009: Apresentação de proposta (que não foi ainda cumprido); 2013: Validação em protótipo; 2014: Início do projeto; 2017: Seleção de local; 2019: Início da construção; 2026: Início da operação.

B.5 – Centrais Eólicas (Aero Geradores)

Histórico. O termo eólico advem do grego *aeolicus*, relativo ao vento – Éolo, deus dos ventos na mitologia grega. Desde a Antiguidade a energia eólica é utilizada em aplicações que envolvem obtenção de energia mecânica – movimentação de barcos, bombeamento de água e moagem de grãos. Segundo ANEEL (2008), as primeiras tentativas para produção eólica de energia elétrica surgiram no final do século XIX, mas somente um século depois, com a crise do petróleo – década de 1970 – é que houve interesse e investimentos suficientes para viabilizar o desenvolvimento e aplicação da tecnologia em escala comercial. O primeiro aero gerador

ligado ao fornecimento público foi instalado em 1976 na Dinamarca; no Brasil em 1992 em Fernando de Noronha, com potência de 75 KW, três pás, e 17 m de diâmetro.

Representatividade atual. Atualmente mais de 30 mil aero geradores estão em operação no planeta. No Brasil, durante a última década, a tecnologia eólica foi a que obteve maior representatividade de expansão, apresentando crescimento de cerca de 15 vezes de 2000 a 2012. A capacidade instalada atingiu 1.894 MW (EPE-BEN, 2013) em 2012, representando 0,9% da matriz elétrica nesse ano. A seguir as figuras B.10 e B.11 ilustram a evolução, respectivamente, ao nível mundial, e no Brasil:

Figura B.10 – Capacidade instalada eólica mundial 282,3 GW.

Fonte: Montezano (2013). Nota: Países com maior capacidade instalada em 2012: 1. China; 2. EUA; 3. Alemanha; 4. Espanha; 5. Índia; 6. Reino Unido; 7. Itália; 8. França; 9. Canadá; 10. Portugal; 11. Alemanha; 12. Suécia; 13. Japão; 14. Austrália; 15. Brasil.

Figura B.11 – Evolução da produção eólica no Brasil.

Fonte: EPE-BEN (2013). Notas (1 e 2): (1) Os valores de produção foram, em GWh: ano 2006 = 237; 2007 = 663; 2008 = 1.183; 2009 = 1.238; 2010 = 2.177; 2011 = 2.705; e 2012 = 5.050. (2) A capacidade instalada, em 2012, atingiu 1,894 GW.

B.5.1 - Aspectos Técnicos

Definição. Energia eólica é a energia que provem do vento (transformada, de cinética do vento, para mecânica no aero gerador, e por fim elétrica no gerador). É utilizada para mover aero geradores, que são grandes turbinas dispostas em locais com vento em abundância. Para otimizar a rentabilidade da produção, são feitos agrupamentos de aero geradores, chamados de parques, ou centrais, ou sistemas eólicos. A energia elétrica obtida, não se esgota – é renovável – e pode ser conectada – embora intermitente em função dos fluxos de vento – *on-grid* (integrada) em redes elétricas e ou *off-grid* (isolada) em aplicações específicas. A figura B.12, a seguir, esquematiza um sistema eólico composto por um aero gerador:

Figura B.12 – Diagrama de bloco de um sistema eólico.

Fonte: Reis (2011).

A seguir a figura B.13 apresenta o desenvolvimento de potência, ao longo do tempo, dos aero

geradores:

Figura B.13 – Evolução da potência dos aerogeradores.

Fonte: Montezano (2013).

Segundo Reis (2011), no atual estado da arte, a eficiência da conversão da energia cinética eólica em energia elétrica é de cerca de 30%. E a potência anual de energia elétrica pode ser calculada pela expressão:

$$EEP = P_i \times FC \times 8760 \text{ h / ano} \quad (B.8)$$

Onde: EEP é a energia elétrica produzida; P_i é a potência instalada; e Fc é o fator de capacidade.

No Brasil, mais especificamente na região nordeste, acredita-se que o FC situe-se na ordem de 0,5; e o FC total do país possa situar-se entre 0,25 a 0,6.

B.5.2 - Potencial Eólico Brasileiro

Em 2001, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL realizou um inventário, estimando o potencial eólico do país em 143,5 GW (272,2 TWh / ano). Segundo Carvalho; Sauer (2012), estudos mais recentes, realizados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, apontam um potencial superior a 280 GW. Os estudiosos destacam que as perspectivas, de um potencial ainda maior, são promissoras, a partir de minuciosas medições em todas as regiões promissoras do país; e também a partir dos ganhos de escala e aprendizado, resultantes do desenvolvimento tecnológico da cadeia produtiva eólica.

B.5.3 - Impactos Associados

Destacam-se (1 a 3):

- (1) Ruído. Que aumenta de acordo com a velocidade do vento. As turbinas modernas produzem ruído bem abaixo das convencionais.
- (2) Colisão de pássaros. Tem causado preocupação entre os ecologistas. Entretanto, as observações apontam que os números de mortes por colisões de pássaros com as turbinas é menor que o causado pelas linhas de alta tensão.
- (3) Impacto visual e aceitação pública. A solução para essa questão não é fácil. A exclusão de algumas áreas no desenvolvimento de projetos eólicos pode minimizar esse impacto. Uma alternativa é a expansão *offshore* (marítima), que embora apresente maior custo de implantação, propicia potencial de produção mais elevado.

B.5.4 - Perspectivas

Por ser uma fonte renovável e mais limpa, as perspectivas de crescimento são otimistas. A ANEEL (2008) estima que em 2020, o mundo terá 12% da energia elétrica gerada pelo vento, com uma capacidade instalada de mais de 1.200GW.

No Brasil, vêm-se três principais fatores que corroboram na expansão eólica:

- (1) A magnitude do potencial eólico brasileiro, já citada em estimativa superior a 280 GW. (Carvalho; Sauer (2012). Atualmente explorado, como também já citado, em apenas 1,894 GW.
- (2) Os ganhos de escala que vêm sendo obtidos na tecnologia eólica, onde a Taxa de Progresso – PR (parâmetro que expressa a taxa em que os custos declinam a cada vez que a produção dobra) da curva de aprendizado, indica, de acordo com Riscoti (2011), decréscimo de 10% nos custos a cada dobro de produção acumulada.
- (3) O favorecimento a um sistema hidro-térmico-eólico, onde as UTEs com suprimento flexível de combustível, seriam acionadas somente em períodos críticos de demanda.

B.6 – Centrais Solares (Painéis Solares Fotovoltaicos e de Acumulação)

Histórico. Embora o uso das irradiações solares seja intrínseco à existência humana, o primeiro registro fotovoltaico data de 1839 quando o físico francês Alexandre Edmond Becquerel observou que a exposição à luz, de certos eletrodos, dava origem ao efeito fotovoltaico. Uma série de desenvolvimentos, por outros estudiosos, com diferentes materiais e configurações, conduziu à apresentação da primeira célula solar de silício para uso comercial, na National Academy of Sciences, em Washington, em 1954. A aplicação inicial ocorreu no ano seguinte, na alimentação de uma linha telefônica, em Americus, na Geórgia. Acredita-se que tivesse eficiência de conversão da ordem de 1%. Vista como fonte inesgotável e limpa, a tecnologia foi alvo de estudos e desenvolvimentos em diversas instituições ao redor do mundo, culminando a que atualmente, módulos de células fotovoltaicas apresentem expandidas aplicações, com eficiência de conversão na ordem de 16%, a custos que permitem uso em escala comercial. Na atualidade faz-se uso de energia solar direta (ou fotovoltaica) – painéis fotovoltaicos

transformando energia radiante em elétrica; e de indireta (ou termo solar, ou heliotérmica) – acumuladores, também chamados coletores, transformando energia radiante em térmica, e elétrica.

B.6.1 - Representatividade Atual

Mesmo quando o processo de acumulação de calor solar se limita ao aquecimento – caso dos aquecedores solares prediais – o fornecimento de energia elétrica está, em consequência, sendo diminuído de outras fontes.

Esta parcela de energia conservada – que nos casos residenciais tem expressiva representatividade na economia do uso de potência nos chuveiros elétricos⁵ e a gás – possui também aplicação em inúmeros processos comerciais e industriais onde se utilize água quente, seja na totalidade do calor requerido, ou em parte nos casos em que a temperatura necessite ser maior que a propiciada pelos acumuladores.

Dados da conservação obtida, juntando o setor residencial com o comercial, o de serviços e o industrial, no Brasil, não foram encontrados na literatura, devidamente contabilizados.

Quanto à participação da fonte fotovoltaica na matriz de geração elétrica, ela é ainda diminuta. Ao nível mundial, vem crescendo significativamente, havendo estimativas de que a capacidade instalada cresceu 41% em 2012, alcançando 100 GW (900% de crescimento, de 2007, 10 GW, a 2012).

Esse atual patamar significa evolução com ainda diminuta participação na matriz elétrica mundial, de acordo com dados reunidos de IEA (2013); Worldwatch (2014). Essa evolução é ilustrada, a seguir, por meio da figura B.14:

⁵ No caso dos chuveiros elétricos reduz a demanda instantânea, esta um grande problema para o SIN, devido à necessidade de dimensionamento do sistema, aproveitado – no caso – em curtos e concentrados períodos diários.

Figura B.14 – Evolução global da capacidade instalada de fotovoltaicos.

Fonte: Montezano (2013). Nota: Os 10 países, com maior potência instalada, em 2012, são: 1. Alemanha; 2. China; 3. Itália; 4. EUA; 5. Japão; 6. França; 7. Reino Unido; 8. Austrália; 9. Índia; e 10. Grécia.

No caso do Brasil, conforme estudo realizado em 2012 pela EPE (EPE, 2012), o país apresentou nesse ano, cerca de 20MW de capacidade instalada de produção solar fotovoltaica. Cerca de 1%, dos quais, representada por Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede – SFCR. E os demais 99%, representando atendimento de sistemas isolados e remotos; principalmente em situações em que a extensão da rede de distribuição não se mostra economicamente viável; e em aplicações individuais como suporte a domicílios afastados, antenas de telefonia celular, radares de trânsito, placas de sinalização, pontos de telefonia fixa de emergência, etc. Dados que revelam o ainda insipiente desenvolvimento comercial da fonte fotovoltaica no país.

A seguir, as figuras, B.15 e B.16, ilustram respectivamente: um sistema de acumulação; e uma célula fotovoltaica e um sistema fotovoltaico isolado.

Figura B.15 – Sistema de coletor solar predial.

Fonte: Montezano (2013).

Figura B.16 – Célula fotovoltaica, e sistema fotovoltaico isolado.

Fonte: Montezano (2013). Nota: à esquerda, célula fotovoltaica construída a partir de junção p-n de material semicondutor.

B.6.2 - Perspectivas

O Brasil apresenta índices de radiação luminosa que variam entre 1.500 a 2.500 KWh / m² / ano. E uma área de 8,5 milhões de km². A partir desses números, cálculos de diferentes pesquisadores, convergem em que, se somente 0.04% dessa área fosse coberta por painéis solares, o país produziria 500 TWh / ano, valor suficiente para cobrir a atual demanda de energia elétrica. Esse exercício teórico, embora impraticável devido à intermitência dos ciclos diários dos fluxos radiantes, demonstra o potencial da produção solar para operação complementar interligada via rede – SFCRs – às demais fontes.

Conforme Benedito; Zilles (2011), embora a inserção em massa da fonte solar, via SFCR, na matriz de produção de energia elétrica, não esteja nos planos dos planejadores do governo, pelo menos no horizonte desta década, os argumentos de que os custos são elevados, não são mais justificáveis. De acordo com os autores, o que há são questões de ordem técnica e regulatória; a mais importante, a falta de uma regulamentação específica, que reduza barreiras existentes frente aos micro geradores.

B.7 - Usinas Maremotrizes

Tecnicamente, a produção de energia é obtida por meio do movimento das marés. Dois tipos de energia maremotriz podem ser obtidas: energia cinética das correntes marítimas e de estuários, devido às marés

e energia potencial, pela diferença de altura entre as cotas das marés alta e baixa. Estes aproveitamentos são transformados em energia mecânica por meio de turbinas, que acionam geradores, estes transformando a energia mecânica em elétrica.

O uso do mar, como fonte de produção energia elétrica, representa uma opção renovável, não poluente e com custos comparáveis ao de uma UHE. Globalmente há empreendimentos em operação (ano base 2013) em quatro países – França, Japão, Inglaterra e EUA (Havaí), e em fase de planejamento ou construção em outros oito – Canadá, México, Reino Unido, Argentina, Austrália, Índia, Coreia e Rússia.

No Brasil, inventário não oficial⁶ aponta potencial para aproveitamento, propiciado pela grande oscilação das marés, na costa norte do Brasil, notadamente em 2.000 km da costa dos Estados do Maranhão, Pará e Amapá, com viabilidade estimada em 41 aproveitamentos, representando potencial a ser obtido da ordem de 27.000 MW.

Pelo que se pesquisou, não há ainda, no país, instalações de produção de energia elétrica por fonte maremotriz, ao menos em nível de fornecimento público. Um projeto pioneiro foi aventado, por estudos iniciados em 1966, em parceria entre o Governo do Estado do Maranhão, a Prefeitura do Município de São Luiz, e a Universidade Federal do Maranhão. Trata-se da UHE maremotriz de Bacanga, com obras iniciadas em 1968 e interrompidas em 1973, por razões não apuradas, supostamente inviabilidade técnico econômica, no cenário da época.

⁶ Empresa Sondatécnica, a pedido da Eletrobrás. Para referências e aprofundamentos, consultar: < www.sondotecnica.com.br/cases.show.logic?cases.id=448 >