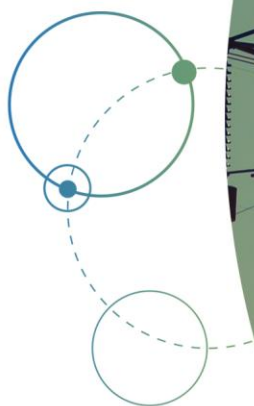




projeto
pmr | BRASIL



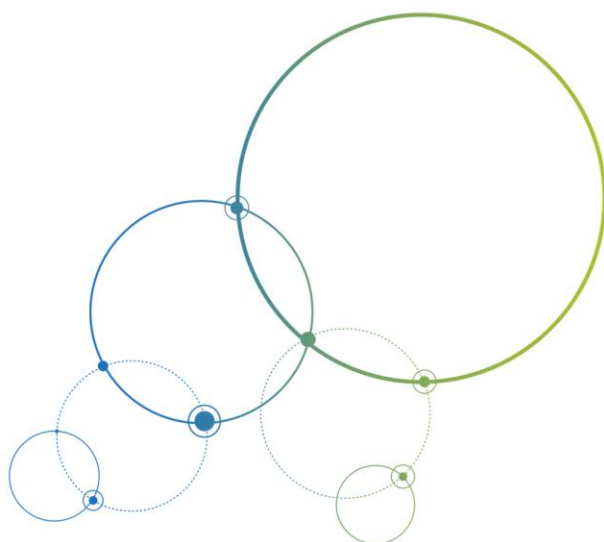
COMPONENTE 1 DA FASE DE
IMPLEMENTAÇÃO DO PMR

ELABORAÇÃO DE ESTUDOS SETORIAIS (ENERGIA ELÉTRICA, COMBUSTÍVEIS, INDÚSTRIA E AGROPECUÁRIA) E PROPOSIÇÃO DE OPÇÕES DE DESENHO DE INSTRUMENTOS DE PRECIFICAÇÃO DE CARBONO

PRODUTO 1

Diagnóstico de Eletricidade

Relatório Final pós consulta pública | Set/2019





**ELABORAÇÃO DE ESTUDOS SETORIAIS (ENERGIA ELÉTRICA,
COMBUSTÍVEIS, INDÚSTRIA E AGROPECUÁRIA) E
PROPOSIÇÃO DE OPÇÕES DE DESENHO DE INSTRUMENTOS
DE PRECIFICAÇÃO DE CARBONO**

COMPONENTE 1 DA FASE DE IMPLEMENTAÇÃO DO PMR

Consórcio:



: vivideconomics

Em acordo de subconsultoria com:



DOCUMENTO

RELATÓRIO FINAL DO PRODUTO 1 PÓS CONSULTA PÚBLICA-
ELETRICIDADE

AUTORES

COORDENADOR GERAL

Sergio Margulis (WayCarbon)

COORDENADOR TÉCNICO

André Lucena (COPPE | UFRJ)

GERENTE DO PROJETO

Matheus Brito (WayCarbon)

EQUIPES DE ESPECIALISTAS

Denise Teixeira (Volga Consultoria)

Alexandre Szklo (COPPE | UFRJ)

Roberto Schaeffer (COPPE | UFRJ)

Fernanda Guedes (COPPE | UFRJ)

Luan Santos (UFRJ)

Fabio Bicalho (WayCarbon)

Letícia Gavioli (WayCarbon)

Pamela Silva (WayCarbon)

AVISO LEGAL

Os resultados, as interpretações, as recomendações, as estimativas e as conclusões expressas neste estudo são de responsabilidade dos autores, não refletindo a opinião do Banco Mundial ou do Ministério da Fazenda.

Nesse sentido, o Banco Mundial e o Ministério da Fazenda se eximem do compromisso de implementar quaisquer das recomendações contidas neste estudo.

Direitos e Permissões

O material contido na presente publicação é protegido por direitos autorais. Sua reprodução, total ou parcial, sem permissão de seus autores, poderá constituir violação à Lei 9.610/98 (Lei de Direitos Autorais). O Banco Mundial e o Ministério da Fazenda incentivam a divulgação do presente trabalho, concedendo a permissão para reprodução de suas partes, desde que citada a fonte.

CONTEXTO

O **Projeto PMR Brasil** visa subsidiar o processo de tomada de decisão acerca do papel de instrumentos de precificação de carbono nas políticas de mitigação de emissões de gases de efeito estufa (GEE), por meio do estudo e avaliação detalhada dos impactos de mecanismos de precificação de carbono sobre a economia, a sociedade e o meio ambiente.

Nesse contexto, o projeto busca responder a duas perguntas norteadoras principais: **i) é desejável ter um instrumento de precificação de carbono compondo a política climática nacional no período pós-2020? ii) em caso afirmativo, quais as principais características que o instrumento deve ter para otimizar a relação entre objetivos ambientais e desenvolvimento socioeconômico?**

Associadas a essas perguntas gerais, diversas perguntas específicas se colocam, abordando aspectos distributivos, de aceitação política, entre outros. Também é de interesse do projeto que cada uma dessas questões seja adequadamente tratada.

Para responder tais questionamentos, Projeto PMR Brasil está dividido em quatro componentes complementares. Um componente de estudos setoriais (Componente 1), que tem por objetivo estabelecer um panorama geral da realidade da estrutura econômica e tecnológica dos setores brasileiros, bem como das políticas setoriais e dos instrumentos utilizados para implementá-las, visando avaliar de que forma instrumentos baseados na precificação de emissões poderiam interagir com essas realidades. Se por um lado tal interação pode ser de complementaridade e sinergia entre políticas, por outro, sua combinação também pode ser contraproducente no sentido de prejudicar o funcionamento tanto do(s) instrumento(s) de precificação de emissões quanto dos instrumentos adotados no campo das políticas setoriais. Sendo assim, estabelecer uma melhor visão dos objetivos das políticas setoriais, bem como das interações potenciais entre instrumentos de precificação de emissões e instrumentos já existentes (tributários, creditícios, regulatórios, fomento à pesquisa e inovação, etc.) é requisito fundamental para o desenvolvimento de uma combinação de políticas que seja complementar e efetiva. Com base nestes estudos, o Componente 1 proporrá pacotes de instrumentos de precificação de emissões e possíveis ajustes de instrumentos de políticas setoriais existentes que maximizem a eficiência da implementação dos objetivos da PNMC pós-2020. Os pacotes de instrumentos propostos serão avaliados quanto aos seus impactos socioeconômicos no Componente 2 do projeto. Tal componente está dividido em dois subcomponentes, o Componente 2A – de modelagem econômica para a estimação de impactos da implementação dos referidos pacotes de instrumentos de política – e o Componente 2B – que realizará uma análise do impacto regulatório da adoção dos mesmos pacotes. O componente setorial fornecerá insumos e receberá feedbacks dos componentes de estimação de impactos, sendo a interação entre os componentes essencial ao projeto. O projeto conta, ainda, com um terceiro componente de comunicação e engajamento de *stakeholders*. O esquema abaixo retrata as interações entre os componentes do projeto.

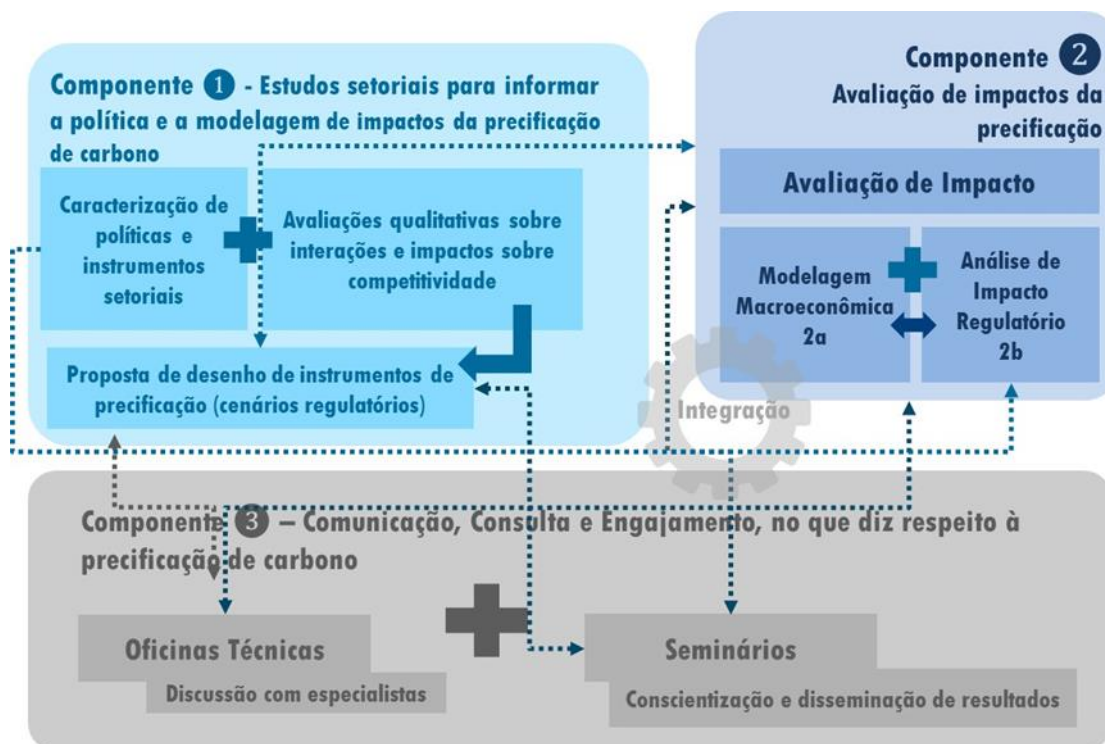


Figura 1: Estrutura do Projeto PMR Brasil

O presente processo de consulta diz respeito aos **Produtos 1 e 2 do Componente 1 do Projeto PMR Brasil**. Tais produtos estão divididos em quatro relatórios e trazem um diagnóstico setorial para quatro macrosetores da economia brasileira: energia elétrica, combustíveis, agropecuária¹ e indústria². O diagnóstico setorial busca trazer: (i) uma análise da estrutura econômica de cada setor, focando em itens como a formação de preços, a estrutura de mercado e a concentração de cada setor; (ii) perfil de emissões e opções de mitigação de emissões de GEE em cada setor; (iii) um mapeamento das políticas setoriais vigentes em cada setor; e (iv) a identificação e descrição de instrumentos de política setoriais existentes.

Posteriormente serão postos em consulta os **Produtos 3, 4 e 5 do Componente 1**. Os produtos 3 e 4 trarão recomendações setoriais acerca do desenho e adoção de instrumentos de precificação de carbono e ajustes em políticas setoriais vigentes, além de uma análise da experiência internacional com a adoção de instrumentos de precificação de carbono. Já o Produto 5 trará recomendações transversais acerca de pacotes de instrumentos de política climática voltados ao cumprimento da NDC brasileira de maneira custo-efetiva.

¹ Agricultura, Pecuária Bovina (Leiteira e de Corte) e Insumos (Fertilizantes e Insumos Veterinários).

² Química, Alumínio, Papel e Celulose, Ferro e Aço e Cimento, Cal e Vidro.

Também serão postos em consulta, em momento futuro, documentos relacionados aos Componentes 2A e 2B do Projeto PMR Brasil

SUMÁRIO

LISTA DE ACRÔNIMOS.....	X
LISTA DE FIGURAS	XV
LISTA DE GRÁFICOS	XV
LISTA DE QUADROS.....	XVI
LISTA DE TABELAS	XVI
1 INTRODUÇÃO	20
2 CARACTERIZAÇÃO ECONÔMICA DOS SETORES.....	21
2.1 TAMANHO DO SETOR E PORTE DOS ESTABELECIMENTOS.....	21
2.2 PODER DE MERCADO	27
2.2.1 <i>Concentração por agentes.....</i>	27
2.2.2 <i>Indicadores de concentração de mercado.....</i>	31
2.2.3 <i>Proxy da margem de lucro.....</i>	34
2.3 ENCADEAMENTOS INTERSETORIAIS	35
2.3.1 <i>Índices de Rasmussen-Hirschman.....</i>	35
2.3.2 <i>Coeficientes técnicos de produção.....</i>	36
2.3.3 <i>Multiplicadores.....</i>	36
2.4 DISTRIBUIÇÃO DAS VENDAS.....	37
2.5 EXPOSIÇÃO AO COMÉRCIO EXTERIOR.....	39
3 CARACTERIZAÇÃO TECNOLÓGICA E ANÁLISE DE PERFIL DE EMISSÕES.....	42
3.1.1 <i>UTE Carvão</i>	44
3.1.2 <i>UTE Óleo e Gás</i>	52
3.2 UTE NUCLEAR	60
3.2.1 <i>Caracterização do Setor.....</i>	60
3.2.2 <i>Melhores Tecnologias Disponíveis</i>	61
3.3 FONTES RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO	62

3.3.1	<i>Hidroeletricidade</i>	62
3.3.2	<i>Eólica</i>	70
3.3.3	<i>Solar fotovoltaico centralizado (PV)</i>	73
3.3.4	<i>Solar térmico (CSP)</i>	78
3.3.5	<i>Bioeletricidade</i>	85
3.4	TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO (T&D)	90
3.4.1	<i>Caracterização do Setor</i>	90
3.4.2	<i>Melhores Tecnologias Disponíveis</i>	92
3.5	SÍNTESE DE OPÇÕES DE MITIGAÇÃO	98
4	POLÍTICAS SETORIAIS	103
4.1	A CADEIA DE VALOR DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	103
4.1.1	<i>Geração</i>	105
4.1.2	<i>Transmissão</i>	128
4.1.3	<i>Distribuição</i>	131
4.1.4	<i>O arranjo institucional</i>	140
4.2	VISÃO GERAL DA OPERAÇÃO E USO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS.....	141
4.3	O MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA	144
4.4	O PROCESSO DE FORMAÇÃO DE PREÇOS	145
4.5	FUNDOS SETORIAIS, SUBSÍDIOS E TRIBUTAÇÃO	146
4.5.1	<i>A relevância da CDE dentre os Encargos Setoriais</i>	147
4.5.2	<i>Visão Geral dos Encargos Setoriais</i>	148
4.5.3	<i>Destaques sobre mecanismos de sub-rogação</i>	150
4.5.4	<i>Encargos de Serviços dos Sistemas</i>	151
4.5.5	<i>Bandeiras Tarifárias: de sinal econômico a encargo setorial</i>	151
4.5.6	<i>Quadro Geral da Carga Tributária e incidência de Encargos na Cadeia de Valor do Setor Elétrico</i> 152	
4.5.7	<i>Estrutura de Remuneração dos Agentes na Cadeia de Valor do Setor Elétrico e Linhas de Financiamento</i>	154

4.6	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	157
5	CONCLUSÕES.....	164
5.1	CARACTERIZAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	164
5.2	CARACTERIZAÇÃO TECNOLÓGICA E ANÁLISE DE PERFIL DE EMISSÕES.....	166
5.3	MAPEAMENTO DE POLÍTICAS E INSTRUMENTOS SETORIAIS.....	169
6	REFERÊNCIAS.....	173
A.	ANEXO A – MATRIZ DOS COEFICIENTES TÉCNICOS INTERSETORIAIS – SETOR ELÉTRICO	184
B.	ANEXO B – ANEXO METODOLÓGICO	187
B. 1	PODER DE MERCADO	187
B. 2	ENCADEAMENTOS INTERSETORIAIS	187

LISTA DE ACRÔNIMOS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASD	<i>Adjustable Speed Drive</i>
BAT	Transformadores de Tensão de Saída
CAET	Comitê de Acompanhamento da Expansão Termoelétrica
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CBR	Contratos Bilaterais Regulados
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEFET - MG	Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CENPE	Conselho Nacional de Política Energética
CER	Contratos de Energia de Reserva
CGH	Central Geradora Hidroelétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COSIP	Custeio de Serviço de Iluminação Pública
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CPV	<i>Concentrating Photovoltaics</i>
CSP	Solar Térmico Concentrado
CVU	Custo Variável Unitário

DC	<i>Direct Current</i>
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DNAE	Departamento Nacional de Águas e Energia
DNI	Irradiação Direta Normal
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
DSH	<i>Direct Steam Generation</i>
DSSC	<i>Dye Sensitized Solar Cells</i>
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPC	<i>External Processing Cost</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	Instituto de Pesquisas de Energia Elétrica dos EUA
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
FACTS	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
FBC	<i>Fluidized Bed Combustion</i>
FV	Energia Solar Fotovoltaica
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Interligada
GD	Geração Distribuída
GE	<i>General Electric</i>
GEE	Gases de Efeito Estufa
GN	Gás Natural
GPS	<i>Global Positioning System</i>
GTCC	<i>Gas Turbine Combined Cycle</i>
GWP	<i>Global Warming Potential</i>
HDVC	<i>High Voltage Direct Current</i>
HHI	índice de Herfindahl-Hirschman
HTF	<i>Heat Transfer Fluid</i>
HTS	<i>Heat Transport Subsystem</i>
HRSG	<i>Heat Recovery System Generator</i>

IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IGCC	<i>Integrated Gasification Combined Cycle</i>
IOF	Imposto sobre Operações de Crédito, Câmbio e Seguro, ou relativas a Títulos e Valores Mobiliários
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
ISCC	<i>Integrated Solar Combined Cycle</i>
ISFLSF	Instituições sem fins de lucro a serviço das famílias
ISS	Imposto sobre Serviços
ITBI	Imposto sobre Transmissão “inter vivos” de Bens Imóveis e de direitos reais sobre imóveis
LCOE	<i>Levelized Cost Of Electricity</i>
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCI	Motor de Combustão Interna
MME	Ministério de Minas e Energia
MOCVD	<i>Metalorganic Chemical Vapour Deposition</i>
MP	Medida Provisória
MRE	Mecanismo de Realocação Energética
NDC	Contribuição Nacionalmente Determinada
NGCC	<i>Natural Gas Combined Cycle</i>
NRC	<i>Nuclear Regulatory Commission</i>
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
OPV	<i>Organic Photovoltaic Cells</i>
ORC	<i>Organic Rankine Cycle</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento

PCC	<i>Pulverized Coal Combustion</i>
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PDE	Plano Decenal de Energia
PECVD	<i>Plasma Enhanced Chemical Vapour Deposition</i>
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMR	<i>Partnership for Market Readiness</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Units</i>
PNE	Plano Nacional de Energia
PNMC	Política Nacional sobre Mudança do Clima
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
PPT	Programa Prioritário de Termoeletricidade
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PROINFA	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PU	<i>Power Uprate</i>
PV	Solar Fotovoltaico Centralizado
PWR	<i>Pressurized Water Reactor</i>
RAIS	Relação Anual de Informações Sociais
RAP	Receita Anual Permitida
RBNI	Rede Básica Novas Instalações
RCDM	Demais Instalações de Transmissão
REIDI	Regime Especial de Incentivos para Investimentos em Infraestrutura
RE-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RGR	Reserva Geral de Reversão
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SCN	Sistema de Contas Nacionais
SCN	Sistema de Contas Nacionais
SEB	Setor Elétrico Brasileiro

SIN	Sistema Interligado Nacional
T&D	Transmissão e Distribuição
TCU	Tribunal de Contas da União
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
TUST	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
UBP	Uso do Bem Público
UC	Unidades Consumidoras
UHE	Usina Hidroelétrica
UHVAC	Ultra High Voltage Alternating Current
UHVDC	Ultra High Voltage Direct Current
UTE	Usinas Termoelétricas
UTN	Usina Termonuclear
VBP	Valor Bruto da Produção
VSD	Variable Speed Drive
WHRS	<i>Waste Heat Recovery System</i>

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: ESTRUTURA DO PROJETO PMR BRASIL	V
FIGURA 2 - OS DEZ MAIORES AGENTES DE GERAÇÃO EM TERMO DE CAPACIDADE INSTALADA.....	28
FIGURA 3 – PARTICIPAÇÃO SOCIETÁRIA DA ELETROBRAS EM EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA	29
FIGURA 4 - AS DEZ MAIORES DISTRIBUIDORAS POR RECEITA DE FORNECIMENTO – 2016	30
FIGURA 5 - AS DEZ MAIORES DISTRIBUIDORAS POR QUANTIDADE DE UNIDADES CONSUMIDORAS – 2016	31
FIGURA 6 - AS DEZ MAIORES DISTRIBUIDORAS POR CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA – 2016	31
FIGURA 7 - ARRANJO IDEALIZADO PARA AS ATIVIDADES DO SETOR ELÉTRICO – REFORMA NO FINAL DA DÉCADA DE 1990	104
FIGURA 8 - OS DEZ MAIORES AGENTES DE GERAÇÃO EM TERMOS DE CAPACIDADE INSTALADA	114
FIGURA 9 - CAPACIDADE INSTALADA DAS 10 MAIORES EMPRESAS DE GERAÇÃO - CONFORME NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO	115
FIGURA 10 – EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE CONSUMIDORES ESPECIAIS E CONSUMIDORES LIVRES NO MERCADO DE ENERGIA	123
FIGURA 11 – EFEITOS DOS DESCONTOS NA TUSD NO BREAK-EVEN PARA FONTES INCENTIVADAS.....	123
FIGURA 12 – SUBSÍDIOS AS FONTES INCENTIVAS R\$ MILHÕES/ANO	124
FIGURA 13 – QUANTIDADE DE EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA HABILITADOS PARA O REIDI	126
FIGURA 14 - COMPOSIÇÃO DA RECEITA ANUAL PERMITIDA DOS ATIVOS DE TRANSMISSÃO NO CICLO 2016-2017 EM R\$ MILHÕES	129
FIGURA 15 - ACRÉSCIMO ANUAL DE LINHAS DE TRANSMISSÃO CONCEDIDAS EM KM DE REDES	130
FIGURA 16 - SÍNTESE MODELOS DE REGULAÇÃO: TAXA DE RETORNO X PRICE CAP	133
FIGURA 17 – REGULAÇÃO POR INCENTIVOS: EFICIÊNCIA X QUALIDADE.....	136
FIGURA 18 – ARRANJO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO	141
FIGURA 19 – VISÃO ESQUEMÁTICA DAS FERRAMENTAS E INFORMAÇÕES PARA PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E USO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS	143
FIGURA 20 - COMO OS MODELOS COMPUTACIONAIS DE DESPACHO IMPACTAM DIFERENTES AGENTES	146

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 – PARTICIPAÇÃO DO VBP DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO VBP BRASILEIRO – 2010 A 2014	21
GRÁFICO 2 - PARTICIPAÇÃO DO PIB DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO PIB BRASILEIRO – 2010 A 2014.....	22

GRÁFICO 3 - PROPORÇÃO (EM %) DE ESTABELECIMENTOS DO SETOR ELÉTRICO, POR SUBSETOR, BRASIL – 2010 A 2014.....	23
GRÁFICO 4 - COEFICIENTE DIRETO DO EOB PARA OS SUBSETORES DE COMBUSTÍVEIS – 2010 A 2014.....	35
GRÁFICO 5 - EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	113
GRÁFICO 6 - PARTICIPAÇÃO DO OPEX E CAPEX DAS DISTRIBUIDORAS DESTACADAS NO TOTAL DAS RESPECTIVAS TARIFAS ECONÔMICAS (NÃO INCLUINDO TRIBUTOS) AO LONGO DOS CICLOS TARIFÁRIOS	134
GRÁFICO 7 – COMPOSIÇÃO FINAL DOS CUSTOS TOTAIS REPASSADOS NAS FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	135
GRÁFICO 8 – PARTICIPAÇÃO DE ENCARGOS E TRIBUTOS NA FATURA DOS CONSUMIDORES CATIVOS.....	135
GRÁFICO 9 - DISTRIBUIÇÃO DOS RECURSOS APLICADOS PELA CDE EM 2016	148
GRÁFICO 10 – EVOLUÇÃO ANUAL DOS ENCARGOS SETORIAIS EM MILHÕES DE REAIS	150

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 - USINAS SELECIONADAS PARA REPOTENCIAÇÃO	69
QUADRO 2 – CARGA DE TRIBUTOS INCIDENTES SOBRE O SETOR ELÉTRICO SOBRE A RECEITA OPERACIONAL BRUTA TOTAL – ANO BASE 2015.....	153
QUADRO 3 – PRINCIPAIS LINHAS DE CRÉDITO DO BNDES E CONDIÇÕES DE FINANCIAMENTO PARA O SETOR ELÉTRICO.....	157

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - NÚMERO DE ESTABELECIMENTOS, ENERGIA ELÉTRICA, BRASIL – 2010 A 2014.....	22
TABELA 2 - NÚMERO DE ESTABELECIMENTOS, ENERGIA ELÉTRICA (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010 A 2014	23
TABELA 3 - TOTAL DE VÍNCULOS ATIVOS, ENERGIA ELÉTRICA, BRASIL – 2010 A 2014	24
TABELA 4 - TOTAL DE VÍNCULOS ATIVOS, BRASIL – 2010 A 2014	25
TABELA 5 - DISTRIBUIÇÃO SETORIAL (EM %), ENERGIA ELÉTRICA, BRASIL – 2010 A 2014.....	25
TABELA 6 - VÍNCULOS ATIVOS E DISTRIBUIÇÃO SETORIAL (EM%), ENERGIA ELÉTRICA (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010 A 2014	26
TABELA 7 - PORTE MÉDIO DOS ESTABELECIMENTOS, EM NÚMERO DE VÍNCULOS, ENERGIA ELÉTRICA, BRASIL – 2010 A 2014	26
TABELA 8 - PORTE MÉDIO DOS ESTABELECIMENTOS, EM NÚMERO DE VÍNCULOS, ENERGIA ELÉTRICA (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010 A 2014	27

TABELA 9 - NÚMERO DE AGENTES PARTICIPANTES POR CLASSE	28
TABELA 10 - CLASSIFICAÇÃO DA RAZÃO DE CONCENTRAÇÃO [CR (K)]	32
TABELA 11 - RAZÃO DE CONCENTRAÇÃO [CR (4)], ENERGIA ELÉTRICA, BRASIL – 2010 A 2014	32
TABELA 12 - RAZÃO DE CONCENTRAÇÃO [CR (8)], ENERGIA ELÉTRICA, BRASIL – 2010 A 2014	33
TABELA 13 - CLASSIFICAÇÃO DO ÍNDICE DE HERFINDAHL-HIRSCHMAN (HHI)	33
TABELA 14 - ÍNDICE DE HERFINDAHL-HIRSCHMAN (HHI), ENERGIA ELÉTRICA, BRASIL – 2010 A 2014	33
TABELA 15 - INDICADORES DE CONCENTRAÇÃO, ENERGIA ELÉTRICA (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010 A 2014	34
TABELA 16 - MULTIPLICADORES DE PRODUÇÃO, EMPREGO, RENDA E TRIBUTÁRIOS - TIPO II, ENERGIA ELÉTRICA (CLASSIFICAÇÃO SCN), BRASIL – 2010	37
TABELA 17 - DISTRIBUIÇÃO DAS VENDAS (EM %), ENERGIA ELÉTRICA, BRASIL – 2010 A 2014	38
TABELA 18 - DEZ SETORES COM MAIORES PARCELAS (EM %) DE SUA PRODUÇÃO CORRESPONDENTE À ENERGIA ELÉTRICA, BRASIL - 2010	39
TABELA 19 - EXPORTAÇÕES TOTAIS (US\$ FOB), BRASIL – 2010 A 2016	40
TABELA 20 - INDICADORES DE COMÉRCIO EXTERIOR (US\$ FOB), ENERGIA ELÉTRICA, BRASIL – 2010 A 2016	40
TABELA 21 - COEFICIENTES DE EXPORTAÇÕES E DE IMPORTAÇÕES, ENERGIA ELÉTRICA, BRASIL – 2010 A 2014	41
TABELA 22 – PARTICIPAÇÃO DAS FONTES DE ENERGIA NA OFERTA INTERNA DE ENERGIA ELÉTRICA	43
TABELA 23 - EMISSÕES DE CO ₂ ASSOCIADAS À GERAÇÃO ELÉTRICA BRASILEIRA	43
TABELA 24 - RESERVAS DE CARVÃO NO BRASIL	49
TABELA 25 - DADOS TÉCNICOS PARA A ESTIMATIVA DO POTENCIAL DE UTES A CARVÃO NO BRASIL	50
TABELA 26 – POTENCIAL (GW) DE CCS EM UTES A CARVÃO	50
TABELA 27 - RESUMO DE MELHORES TECNOLOGIAS UTE CARVÃO	51
TABELA 28 - CONSUMO DE ENERGIA EM TERMOELÉTRICAS A ÓLEO E GÁS EM 2010	53
TABELA 29 - FATORES DE EMISSÃO	53
TABELA 30 - EMISSÕES CO ₂ EM 2010	54
TABELA 31 - RESUMO DE MELHORES TECNOLOGIAS UTE ÓLEO E GÁS	59
TABELA 32 - RESUMO DAS MELHORES TECNOLOGIAS UTN	62
TABELA 33 - TIPO DE USINA E POTÊNCIA INSTALADA NO BRASIL	63
TABELA 34 - CUSTOS ESTIMADOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA HIDROKINETICA NO ALASKA	65

TABELA 35 - ESTIMATIVA DO POTENCIAL HIDROCINÉTICO EM RIOS DOS EUA.....	65
TABELA 36 - CUSTO MÉDIO DE kW ADICIONAL NAS OPÇÕES DE REPOTENCIAÇÃO DE HIDROELÉTRICAS	68
TABELA 37 - USINAS SELECIONADAS PARA MOTORIZAÇÃO DE POÇOS VAZIOS	69
TABELA 38 - EFICIÊNCIA, TEMPO DE VIDA E ESTADO DE DESENVOLVIMENTO DAS TECNOLOGIAS FV	78
TABELA 39 - PROJETOS CSP DE CILINDRO PARABÓLICO DE GRANDE POTÊNCIA E/OU GRANDE CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DE CALOR	82
TABELA 40 - CUSTO DE SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE 600 E 800 kV EM CORRENTE CONTÍNUA.....	94
TABELA 41 - CUSTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE 500 kV E 1.200 kV1.....	95
TABELA 42 - CUSTO DOS ELEMENTOS DA TECNOLOGIA DE SINCRÓFASORES	96
TABELA 43 - CUSTO DE ELEMENTOS DA TECNOLOGIA DE SMART GRID PARA UNIDADE DE CONSUMO	97
TABELA 44: SÍNTESE DAS OPÇÕES DE MITIGAÇÃO - ENERGIA TERMOELÉTRICA	98
TABELA 45: SÍNTESE DAS OPÇÕES DE MITIGAÇÃO – ENERGIA HIDROELÉTRICA.....	100
TABELA 46: SÍNTESE DAS OPÇÕES DE MITIGAÇÃO – ENERGIA EÓLICA	100
TABELA 47: SÍNTESE DAS OPÇÕES DE MITIGAÇÃO – ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (PV)	101
TABELA 48: SÍNTESE DAS OPÇÕES DE MITIGAÇÃO – ENERGIA SOLAR CONCENTRADA (CSP).....	101
TABELA 49: SÍNTESE DAS OPÇÕES DE MITIGAÇÃO - BIOELETRICIDADE.....	101
TABELA 50: SÍNTESE DAS OPÇÕES DE MITIGAÇÃO – TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO (T&D).....	102
TABELA 51 - GERAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS CONTRATADAS NA MODALIDADE DE RESERVA	112
TABELA 52 - LEILÕES CENTRALIZADOS PARA FONTES ESPECÍFICAS	112
TABELA 53 - QUANTITATIVO DE USINAS EM OPERAÇÃO POR FONTE.....	113
TABELA 54 - GERAÇÃO ANUAL POR FONTE EM MW MÉDIOS	115
TABELA 55 – QUANTITATIVOS DO PROGRAMA PRIORITÁRIO DE ELETRICIDADE (PPT) – PORTARIA MME NO 43/2000	119
TABELA 56 – CUSTO MÉDIO POR FONTE E CUSTO GLOBAL DO PROINFA EM R\$/MWh – ANO 2017	121
TABELA 57 – ESTIMATIVAS DE GASTOS TRIBUTÁRIOS RELATIVOS A INCENTIVOS PARA FONTES ESPECÍFICAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	128
TABELA 58 – QUANTIDADE DE USUÁRIOS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO.....	131
TABELA 59 – AGENTES PRESTADORES DE SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	131
TABELA 60 - QUANTITATIVO DE AGENTES POR MODALIDADE DE MICRO E MINIGERAÇÃO.....	140

TABELA 61 - DISTRIBUIÇÃO DO CONSUMO ENTRE AMBIENTES LIVRE E REGULADO EM 2016	145
TABELA 62 - RESUMO DOS ENCARGOS SETORIAIS, OBJETIVOS E FORMAS DE INCIDÊNCIAS.....	148
TABELA 63 – EVOLUÇÃO DOS ENCARGOS SETORIAIS FRENTE A RECEITA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA AO MERCADO CATIVO.....	154
TABELA 64 – EMPRESAS CONSIDERADAS PARA A AFERIÇÃO DO RISCO DE CRÉDITO MÉDIO UTILIZADO NO CÁLCULO DA TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO (WACC REGULATÓRIO)	156
TABELA 65 - CENÁRIOS E POTENCIAIS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DO SETOR ELÉTRICO EM 2025 E 2030.....	168

1 INTRODUÇÃO

Este relatório é parte do Produto 1 do contrato intitulado “Elaboração de Estudos Setoriais (Energia Elétrica, Combustíveis, Indústria e Agropecuária) e Proposição de Opções de Desenho de Instrumentos de Precificação de Carbono”, firmado pelo Ministério da Fazenda com suporte do Banco Mundial, como parte do Componente 1 da fase de implementação da Parceria para Preparação de Instrumentos de Mercados (*Partnership for Market Readiness* - PMR) no Brasil. O objeto da análise deste relatório é o setor de Energia Elétrica brasileiro.

Sabe-se que a proposição de mecanismos de precificação de emissões no âmbito do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) requer o conhecimento da organização setorial, em especial das relações entre os elos da cadeia de valor, do processo de formação de preços e, em particular, das políticas públicas orientadas para o desenvolvimento de fontes energéticas e padrões de consumo que se alinhem ou que sejam conflitantes com os objetivos da Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC). Dessa maneira, e em conformidade com o plano de trabalho do projeto, apresenta-se neste relatório um diagnóstico do SEB em termos econômicos, tecnológicos e de emissões de gases de efeito estufa, além de um panorama e discussão sobre as políticas e instrumentos vigentes no setor. Deve-se salientar que, em conformidade com os Termos de Referência, as atividades do setor de energia elétrica são avaliadas sob o ponto de vista da produção.

O presente relatório agrega esforços realizados em paralelo por diferentes equipes de especialistas, com o intuito de prover um diagnóstico útil à próxima etapa deste estudo setorial de combustíveis, na qual destaca-se a identificação de interação entre instrumentos das políticas setoriais existentes e um eventual instrumento de precificação de carbono a ser introduzido, ainda que em nível teórico, bem como recomendações para ajustes nos instrumentos existentes e para o desenho do instrumento de precificação de carbono.

Este documento está dividido em três seções principais. A primeira (capítulo 2) apresenta uma descrição do setor de energia elétrica no Brasil a partir de indicadores econômicos, com o objetivo de identificar a estrutura e o tamanho do setor, dimensionar seu grau de encadeamento em relação a outros setores e apontar a possível existência de poder de mercado. O capítulo 3 apresenta uma caracterização das tecnologias empregadas no setor, sua participação em termos de emissões de gases de efeito estufa e potenciais e custos de mitigação. Finalmente, uma caracterização sob a perspectiva regulatória e institucional, das políticas e instrumentos vigentes no setor elétrico brasileiro é feita na terceira seção. Finalmente, apresentam-se as considerações finais a este relatório. Além disso, é apresentado, como apêndice, o documento de Análise da Experiência Internacional do Setor de Eletricidade, que será aprofundado na etapa seguinte deste projeto.

2 CARACTERIZAÇÃO ECONÔMICA DOS SETORES

O setor elétrico brasileiro compreende as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Os agentes geradores, distribuídos por todo o território nacional, estão conectados aos consumidores por meio de um sistema eletricamente interligado – o SIN (Sistema Interligado Nacional), composto por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Uma pequena parcela da capacidade geração de energia do país está localizada fora do SIN, em pequenos sistemas isolados (sobretudo na região Amazônica) (CEMIG, 2017).

O sistema brasileiro de produção e transmissão de energia elétrica possui atributos únicos no mundo - em termos de suas dimensões e características. Trata-se de um sistema do tipo hidro-termo-eólico de grande porte, em que predominam as usinas hidroelétricas e a multiplicidade de proprietários (ONS, 2017). A fim de orientar a tomada de decisão referente ao desenho de instrumentos de precificação de carbono aplicados ao setor elétrico brasileiro, busca-se, nas seções seguintes, identificar aspectos relevantes de sua estrutura econômica.

2.1 TAMANHO DO SETOR E PORTE DOS ESTABELECIMENTOS

Iniciando-se a análise do tamanho do setor de energia elétrica, apresenta-se a participação do Valor Bruto da Produção (VBP) do setor em relação ao VBP brasileiro. Observa-se que aquela participação é relativamente estável, com uma média de 2,2% para o setor entre 2010 e 2014.

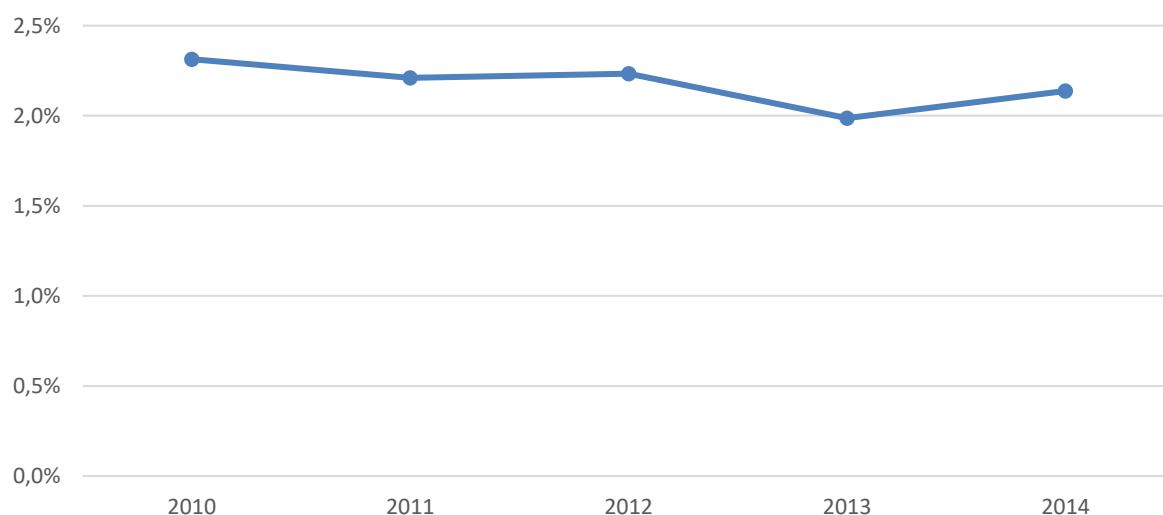


Gráfico 1 – Participação do VBP do setor de energia elétrica no VBP brasileiro – 2010 a 2014

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das TRU (IBGE).

Por outro lado, ao se olhar para a participação na economia brasileira em termos de Valor adicionado bruto (PIB), o setor elétrico apresentou participação inferior à participação do VBP em todo o período. Além disso, enquanto essa oscilou durante o período, a participação do PIB passou por uma tendência

de queda, indicando uma redução relativa do valor agregado do setor aos produtos finais da economia brasileira, por meio de fatores de produção e matérias-primas. Provavelmente, essa menor representação decorre da política de desoneração das tarifas iniciada com a MP 579/2012 que o teve efeito de reduzir o valor adicionado em 2013. Contudo, a desoneração não se deu em bases sustentáveis e, por isso, em 2015 as tarifas passaram por revisões extraordinárias, elevando os níveis de preços e, possivelmente, recuperando a representatividade do setor em termos de valor adicionado.

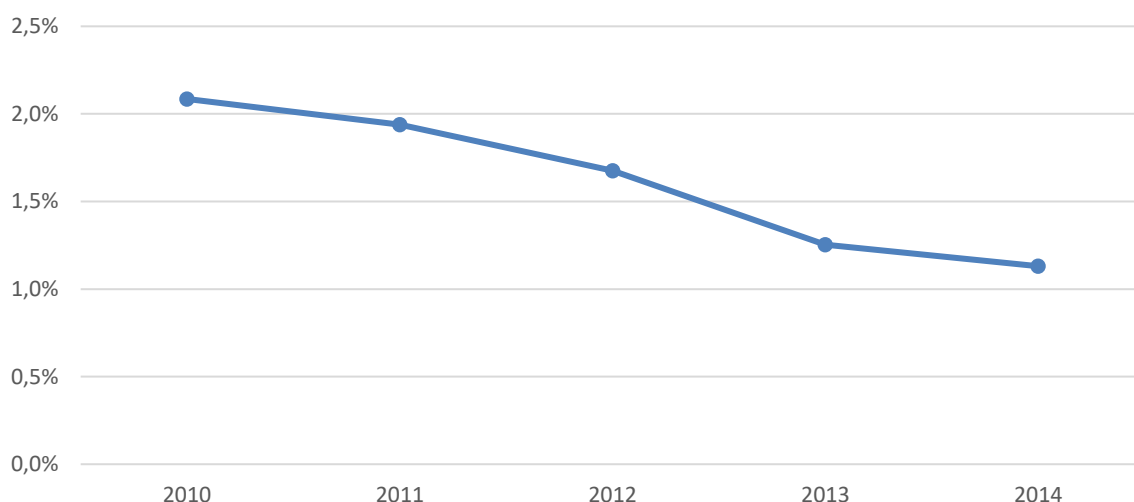


Gráfico 2 - Participação do PIB do setor de energia elétrica no PIB brasileiro – 2010 a 2014

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das TRU (IBGE).

Prosseguindo-se com a análise do tamanho do setor de energia elétrica, é apresentado o número de estabelecimentos declarados na Relação Anual de Informações Sociais (RAIS) por subsetor correspondente e, na tabela seguinte, pelo total do setor. Na Tabela 1 e no Gráfico 3, observa-se que os subsetores com o maior número de estabelecimentos são o de Geração de Energia Elétrica e o de Distribuição de Energia Elétrica. O primeiro apresentou número de estabelecimentos crescente no período de 2010 a 2014, alcançando quase metade do total de estabelecimentos do setor elétrico em 2014. Já o segundo, que correspondia a cerca de 46% dos estabelecimentos do setor em 2010, teve participação reduzida ao longo de todo período, até chegar a uma parcela de 31% em 2014.

Tabela 1 - Número de estabelecimentos, Energia Elétrica, Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Geração de Energia Elétrica	2.489	3.060	3.216	3.594	3.865
Atividades de Coordenação e Controle da Operação da Geração e Transmissão de Energia Elétrica	44	47	70	96	90
Transmissão de Energia Elétrica	530	536	626	670	813
Comércio Atacadista de Energia Elétrica	352	327	409	467	496
Distribuição de Energia Elétrica	3.119	2.589	2.457	2.709	2.520

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Produção de Gás	125	103	110	109	108
Distribuição de Combustíveis Gasosos por Redes Urbanas	86	104	89	110	115

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

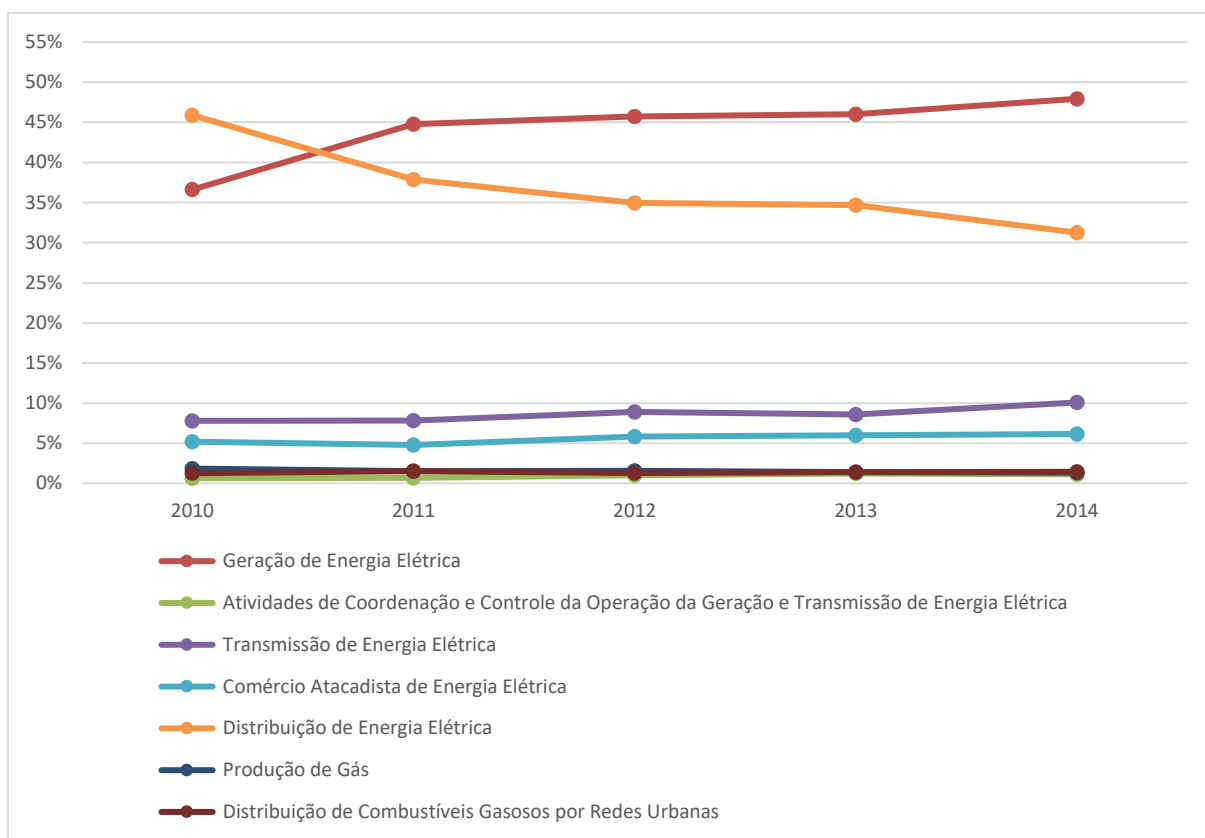


Gráfico 3 - Proporção (em %) de estabelecimentos do setor elétrico, por subsector, Brasil – 2010 a 2014

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

O número de estabelecimentos do setor de energia elétrica como um todo teve crescimento médio de, aproximadamente, 4% ao ano ao longo do período, conforme observado na Tabela 2.

Tabela 2 - Número de estabelecimentos, Energia Elétrica (classificação SCN), Brasil – 2010 a 2014

Ano	Número de estabelecimentos
2010	6.797
2011	6.835
2012	7.031
2013	7.811
2014	8.062

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Embora o número de estabelecimentos seja relevante para a compreensão do tamanho de um setor, seu grau de concentração deve ser analisado em conjunto com esses indicadores. Se um setor for muito concentrado, é possível que tenha poucos estabelecimentos, mas, ao mesmo tempo, empregue um grande número de trabalhadores. Deste modo, para se compreender o tamanho do setor também é necessário verificar o número de vínculos empregatícios do setor.

Ao longo de todo o período analisado, conforme pode ser observado na Tabela 3, o subsetor de Distribuição de Energia Elétrica foi o que mais ocupou, com, em média, 60% dos trabalhadores do setor elétrico. Em seguida, o subsetor de Geração de Energia Elétrica apresentou, no período, uma média de, aproximadamente 27% dos vínculos ativos do setor. Deste modo, é importante investigar como instrumentos de precificação de carbono poderiam afetar o emprego – negativamente ou positivamente – nesses subsetores, que demonstram possuir quantidade de vínculos mais elevada em relação aos demais.

Em contrapartida, os subsetores de maior crescimento percentual de 2010 a 2014, em termos do número de vínculos, foram o de Transmissão de Energia Elétrica (87%) e o de Comércio Atacadista de Energia Elétrica (79%). Esses também foram os subsetores de maior crescimento médio no período – 21% e 16% respectivamente –, atrás apenas do subsetor de Atividades de Coordenação e Controle da Operação da Geração e Transmissão de Energia Elétrica (42%), que, por outro lado, é o subsetor que relativamente menos ocupa – em média, 0,12% do setor elétrico no período.

Tabela 3 - Total de vínculos ativos, Energia Elétrica, Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Geração de Energia Elétrica	30.912	39.268	33.359	32.368	33.257
Atividades de Coordenação e Controle da Operação da Geração e Transmissão de Energia Elétrica	197	123	81	76	264
Transmissão de Energia Elétrica	7.776	9.840	14.843	11.413	14.577
Comércio Atacadista de Energia Elétrica	776	803	1.004	1.317	1.387
Distribuição de Energia Elétrica	77.306	72.941	71.121	77.017	72.026
Produção de Gás	2.204	2.436	2.581	2.980	3.027
Distribuição de Combustíveis Gasosos por Redes Urbanas	669	605	663	875	915

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Para compreender o peso do setor de energia elétrica na economia brasileira, uma boa medida é a distribuição setorial das ocupações representando a razão entre os vínculos ativos do setor e o total de vínculos ativos no Brasil. A Tabela 4 apresenta o total de vínculos ativos no Brasil, enquanto que a Tabela 5 mostra a distribuição setorial das ocupações do setor elétrico. Nesta se observa que a maior participação individual de um subsetor do setor elétrico nas ocupações brasileiras foi de 0,18%, para a Distribuição de Energia Elétrica em 2010.

Tabela 4 - Total de vínculos ativos, Brasil – 2010 a 2014

Ano	Vínculos ativos
2010	44.068.356
2011	46.310.632
2012	47.458.712
2013	48.948.432
2014	49.571.512

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Tabela 5 - Distribuição setorial (em %), Energia Elétrica, Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Geração de Energia Elétrica	0,07	0,08	0,07	0,07	0,07
Atividades de Coordenação e Controle da Operação da Geração e Transmissão de Energia Elétrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transmissão de Energia Elétrica	0,02	0,02	0,03	0,02	0,03
Comércio Atacadista de Energia Elétrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Distribuição de Energia Elétrica	0,18	0,16	0,15	0,16	0,15
Produção de Gás	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Distribuição de Combustíveis Gasosos por Redes Urbanas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Em números absolutos, as ocupações no setor de Energia Elétrica alternaram um ano de crescimento com um ano de diminuição ao longo de todo período analisado. Porém, em termos relativos, a distribuição setorial foi reduzida em todos os anos analisados, o que pode ser verificado na Tabela 6.

Tabela 6 - Vínculos ativos e distribuição setorial (em%), Energia Elétrica (classificação SCN), Brasil – 2010 a 2014

Ano	Vínculos ativos	Distribuição setorial
2010	120.591	0,274%
2011	126.527	0,273%
2012	124.003	0,261%
2013	127.062	0,260%
2014	126.086	0,254%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Outra medida importante relacionada ao tamanho do setor é o porte médio dos estabelecimentos, em termos do número de vínculos ativos (Tabela 7). O subsetor de energia elétrica com maior média de ocupados por estabelecimento durante todo o período de análise foi o de Distribuição de Energia Elétrica, que foi também o subsetor com maior número de vínculos de 2010 a 2014. Em seguida, encontravam-se os subsetores de Produção de Gás e o de Transmissão de Energia Elétrica.

Em geral, a evolução do porte médio dos estabelecimentos seguiu a tendência do número de vínculos durante todo o período, à exceção do subsetor Distribuição de Energia Elétrica. Isto se deu porque, naquele caso, o crescimento no número de ocupados ocorreu sempre na mesma direção do número de estabelecimentos, sendo que as variações desse número eram proporcionalmente mais elevadas.

Tabela 7 - Porte médio dos estabelecimentos, em número de vínculos, Energia Elétrica, Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Geração de Energia Elétrica	12	13	10	9	9
Atividades de Coordenação e Controle da Operação da Geração e Transmissão de Energia Elétrica	4	3	1	1	3
Transmissão de Energia Elétrica	15	18	24	17	18
Comércio Atacadista de Energia Elétrica	2	2	2	3	3
Distribuição de Energia Elétrica	25	28	29	28	29
Produção de Gás	18	24	23	27	28
Distribuição de Combustíveis Gasosos por Redes Urbanas	8	6	7	8	8

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Abaixo, na Tabela 8, verifica-se a o porte médio dos estabelecimentos do setor de Energia Elétrica como um todo, segundo a classificação do Sistema de Contas Nacionais (SCN). Sua evolução seguiu a tendência do número de vínculos, exceto de 2012 para 2013, quando o aumento do número de estabelecimentos foi relativamente superior ao aumento do número de ocupados.

Tabela 8 - Porte médio dos estabelecimentos, em número de vínculos, Energia Elétrica (classificação SCN), Brasil – 2010 a 2014

Ano	Média
2010	18
2011	19
2012	18
2013	16
2014	16

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Apesar de relevante, a análise do porte dos estabelecimentos não deve estar restrita à média, já que pode haver uma distorção da real distribuição de ocupados no setor. Um setor muito concentrado, por exemplo, poderia apresentar um elevado número médio de vínculos por estabelecimento, de modo que aquela estatística não seria adequada para representar a distribuição setorial de ocupados do setor. Para contornar essa limitação, apresentam-se, na próxima seção, indicadores de concentração setorial, que não só apontam para fatores da distribuição ocupacional, mas também estão relacionados a outro fator econômico relevante para o desenho de instrumentos de precificação de carbono: o poder de mercado.

2.2 PODER DE MERCADO

Esta seção se destina a apresentar evidências sobre o poder de mercado do setor de eletricidade. Para tanto serão apresentados, primeiramente, a concentração em termos dos agentes do setor (geradores e distribuidores, principalmente), em seguida, os indicadores de concentração de mercado (razão de concentração e índice de Herfindahl-Hirschman) e, por fim, uma *proxy* da margem de lucro.

2.2.1 CONCENTRAÇÃO POR AGENTES

Conforme os dados mais recentes disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), referentes a fevereiro de 2017, o número de agentes participantes do setor elétrico em cada classe pode ser visualizado na Tabela 9.

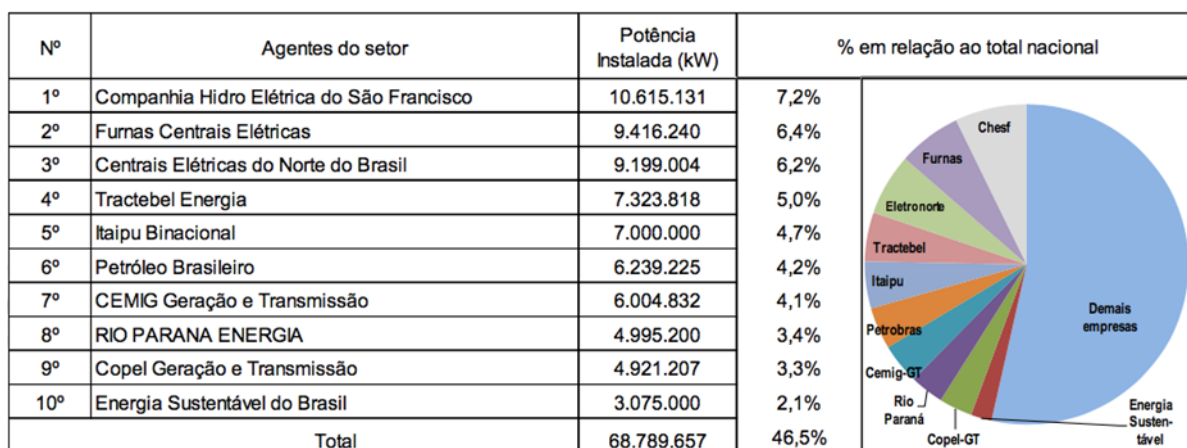
Tabela 9 - Número de agentes participantes por classe

Classe	Número de agentes
Autoprodutor	62
Comercializador	194
Consumidor Especial	3.610
Consumidor Livre	839
Distribuidor	49
Gerador	42
Produtor Independente	945
Total Geral	5.741

Fonte: CCEE (2017).

De acordo com a CCEE (2017), classificam-se como geradores: os Concessionários de Serviço Público de Geração (agentes titulares de concessão para exploração de ativo de geração a título de serviço público); os Produtores Independentes de Energia Elétrica (agentes que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia destinada à comercialização por sua própria conta e risco); e os Autoprodutores (agentes que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia para uso exclusivo, podendo comercializar o excedente eventual, desde que autorizado pela ANEEL). Na atividade de geração, todos os agentes podem vender energia no ambiente regulado ou livre.

A Figura 2, extraída do Boletim de Informações Gerenciais da ANEEL, apresenta os dez maiores agentes de geração sob a perspectiva da capacidade instalada. Como é possível visualizar no gráfico, eles detêm, juntos, quase a metade dos ativos de geração no Brasil.

**Figura 2 - Os dez maiores agentes de geração em termo de capacidade instalada**

Fonte: ANEEL – Boletim de Informações Gerenciais, 4º Trimestre 2016

Para além do fato de os 10 maiores agentes concentrarem quase 50% da capacidade instalada nacional, observa-se que neste grupo, quatro dos dez maiores agentes do subsector (Chesf, Furnas, Eletronorte e Itaipu), são agentes de geração hidráulica e pertencem ao Grupo Eletrobrás, que é uma

empresa de economia mista e capital aberto, controlada pelo governo brasileiro. Portanto, a concentração do setor de geração é relevante, onde predominam interesses associados a geração hidroelétrica e possivelmente alinhados aos objetivos do Governo Federal. Cabe acrescentar ainda que outra empresa de hidroeletricidade de grande porte, a Energia Sustentável do Brasil (Usina Hidroelétrica Jirau – no Rio Madeira), também tem entre seus principais acionistas empresas do Grupo Eletrobrás (20% das ações da Eletrosul e 20% da Chesf). Além do domínio do poder público federal no parque hidroelétrico, merece destaque a parcela da geração termoeletrica relativa a Petrobrás, que também é controlada pelo Governo Federal.

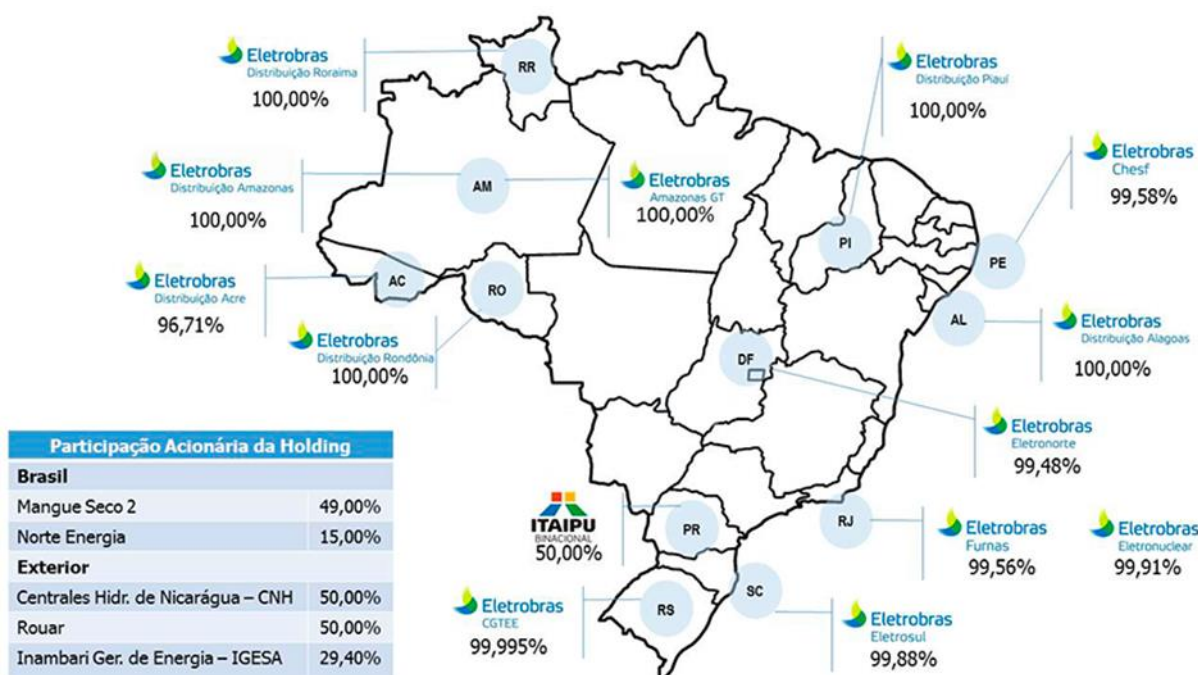


Figura 3 – Participação Societária da Eletrobrás em empresas de energia elétrica

Fonte: Eletrobrás (2017).

Além disso, dos agentes restantes no conjunto dos dez maiores da geração de energia elétrica, apenas Tractebel (Engie) e Rio Paraná Energia não possuem participações societárias relevantes relacionadas ao setor público.

Ressalta-se que a distinção entre agentes públicos e privados, frequentemente associada à avaliação do grau de concentração setorial, pode ter implicações relevantes no contexto da precificação de carbono. Mercados mais verticalizados e com características monopolistas podem estar associados a decisões de despacho de energia elétrica pouco transparentes e que favoreçam termoeletricas sob o controle estatal. Nesse contexto, a introdução de instrumentos de precificação de carbono em outras jurisdições tem despertado discussões mais profundas sobre reformas que visem a evitar tais distorções e favorecer a eficiência de determinados setores. É o caso do México, em que se espera que a desregulamentação do segmento de geração de energia elétrica contribua para a maior efetividade do tributo recentemente instituído sobre as emissões de GEE (WORLD BANK, 2016).

No que diz respeito à categoria Distribuição, por sua vez, os agentes são as empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, que realizam o atendimento da demanda de energia aos consumidores com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL.

O setor elétrico nacional abriga categorias distintas de concessionárias de distribuição em função do tamanho do mercado destas empresas. Atualmente, o segmento de distribuição no Brasil é formado por 114 distribuidoras, das quais 63 são concessionárias e 38 permissionárias. Neste conjunto estão, ainda, 13 cooperativas, cujas autorizações precárias para prestar os serviços de distribuição de energia elétrica estão em processo de regularização na ANEEL. Dentre as concessionárias, a regulação ainda costuma contemplar regras diferenciadas em função do porte, como condições distintas para compra de energia elétrica feita pelas distribuidoras com mercado inferior a 500 GWh/ano.

Para caracterizar o tamanho das empresas de distribuição, podem ser avaliados: receita de fornecimento de energia elétrica (Figura 4), o número de unidades consumidoras atendidas (Figura 5) ou o consumo de energia na área de concessão (Figura 6). De um modo geral as 10 maiores empresas, de acordo com qualquer desses parâmetros, concentram aproximadamente 60% do total nacional do segmento de distribuição. As figuras seguintes apresentam este panorama.

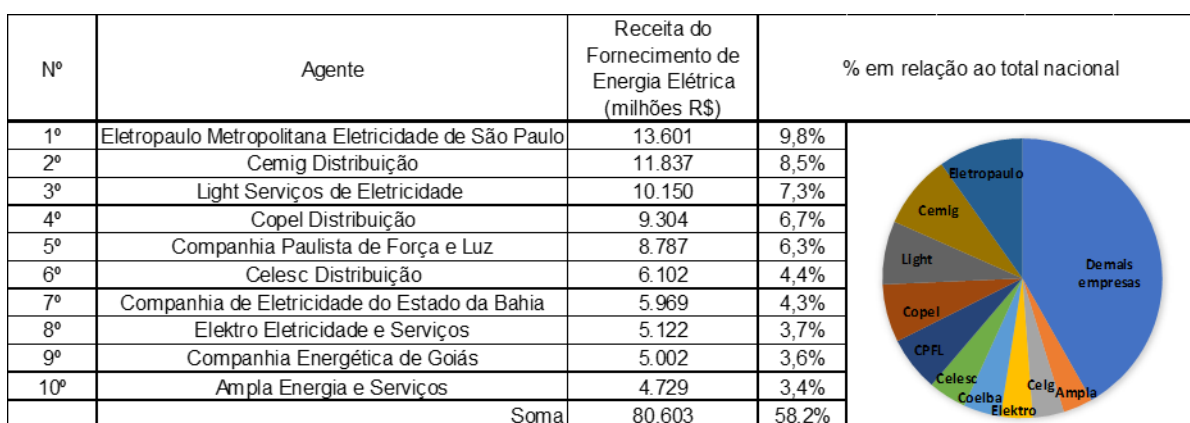


Figura 4 - As dez maiores distribuidoras por receita de fornecimento – 2016

Fonte: ANEEL – Boletim de Informações Gerenciais, 4º Trimestre 2016. Elaboração própria.

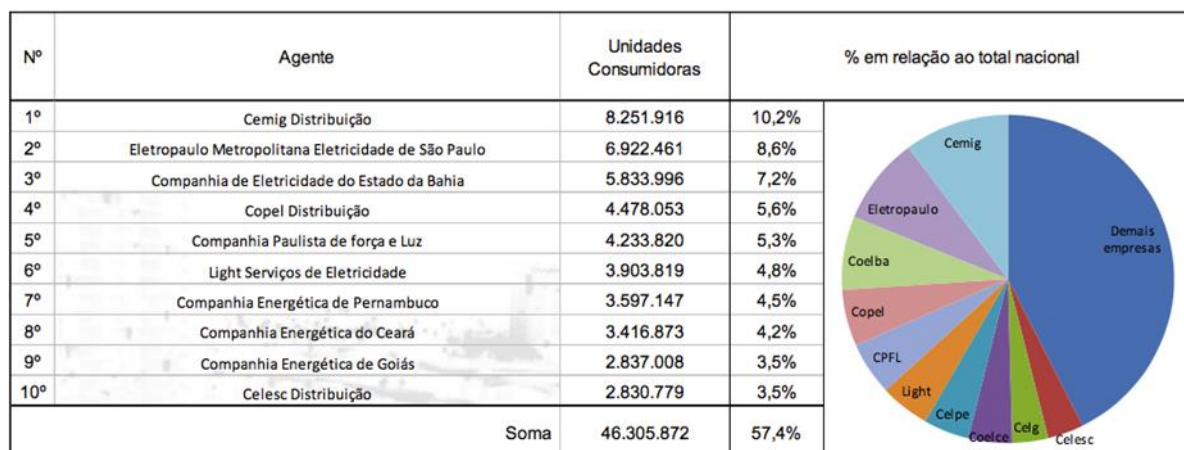


Figura 5 - As dez maiores distribuidoras por quantidade de unidades consumidoras – 2016

Fonte: ANEEL – Boletim de Informações Gerenciais, 4º Trimestre 2016

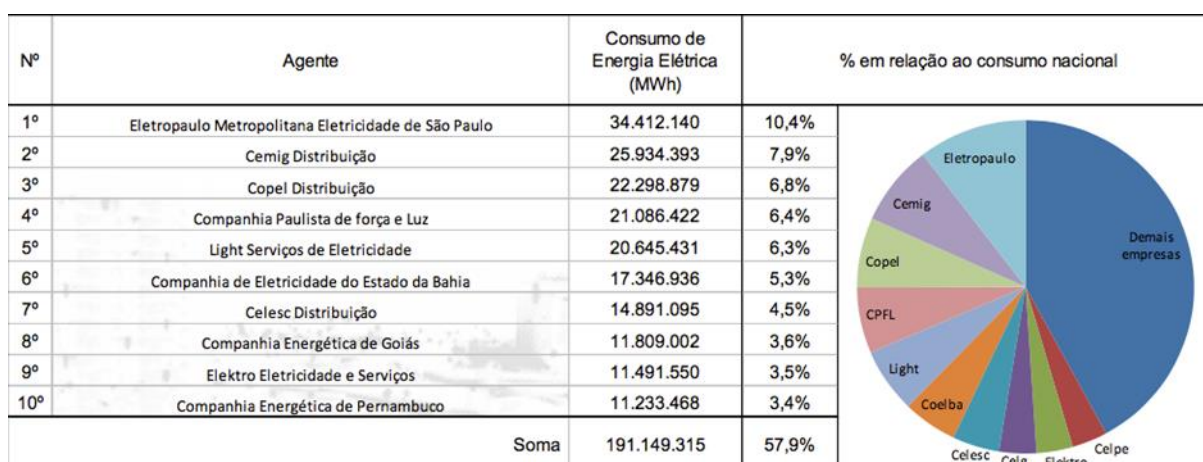


Figura 6 - As dez maiores distribuidoras por consumo de energia elétrica – 2016

Fonte: ANEEL – Boletim de Informações Gerenciais, 4º Trimestre 2016

2.2.2 INDICADORES DE CONCENTRAÇÃO DE MERCADO

As medidas de razão de concentração, aqui adotadas, consideram o *market share* dos quatro [CR (4)] e dos oito [CR (8)] estabelecimentos que mais ocupam no setor. Posteriormente, também será apresentado o Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI), que considera o *market share* de todos os estabelecimentos do setor, porém dá maior peso aos que possuem mais vínculos ativos³.

De acordo com Bain (1959) *apud* Coelho Junior (2016), a razão de concentração pode ser categorizada segundo a Tabela 10:

³ As fórmulas para a elaboração dos indicadores de concentração constam no Anexo Metodológico (Anexo B).

Tabela 10 - Classificação da razão de concentração [CR (k)]

Grau de Concentração	CR (4)	CR (8)
Muito Alto	0,75 ou mais	0,90 ou mais
Alto	0,65 - 0,75	0,85 - 0,90
Moderadamente Alto	0,50 - 0,65	0,70 - 0,85
Moderadamente Baixo	0,35 - 0,50	0,45 - 0,70
Baixo	0,35 ou menos	0,45 ou menos

Fonte: Bain (1959) *apud* Coelho Junior (2016). Elaboração própria.

Na Tabela 11 verifica-se que, de acordo com o CR (4), o subsetor de energia elétrica mais concentrado é o de Atividades de Coordenação e Controle da Operação da Geração e Transmissão de Energia Elétrica. Em 2010, a empresa com maior número de vínculos ocupava 58% dos trabalhadores do subsetor e, em 2011, o maior estabelecimento empregava 92% dos trabalhadores. Nos anos seguintes aquela participação foi reduzida. Por sua vez, o subsetor de Distribuição de Combustíveis Gasosos por Redes Urbanas sustentou, ao longo do período, concentração alta ou moderadamente alta. Produção de Gás também foi um subsetor de concentração moderadamente alta na maior parte do período analisado. Os demais subsetores apresentaram, majoritariamente, grau de concentração baixo ou moderadamente baixo de 2010 a 2014.

Tabela 11 - Razão de Concentração [CR (4)], Energia Elétrica, Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Geração de Energia Elétrica	0,24	0,30	0,23	0,21	0,20
Atividades de Coordenação e Controle da Operação da Geração e Transmissão de Energia Elétrica	0,98	1,00	0,72	0,78	0,73
Transmissão de Energia Elétrica	0,44	0,53	0,40	0,38	0,31
Comércio Atacadista de Energia Elétrica	0,31	0,33	0,23	0,36	0,21
Distribuição de Energia Elétrica	0,28	0,24	0,25	0,27	0,28
Produção de Gás	0,59	0,57	0,54	0,50	0,47
Distribuição de Combustíveis Gasosos por Redes Urbanas	0,65	0,59	0,61	0,52	0,56

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Quanto à Razão de Concentração CR (8), a classificação em graus de concentração segue, em geral, a mesma linha do CR (4), conforme pode ser observado na Tabela 12. Porém, em vez de apresentar dois anos com concentração alta, como no CR (4), o subsetor de Atividades de Coordenação e Controle apresentou, em todo o período, grau de concentração muito alto. Já os demais setores, em alguns casos, permaneceram com a mesma configuração do CR (4) em todo o período – Geração; Comércio Atacadista, e Distribuição de Energia Elétrica – ou, em outros, tiveram o grau de concentração reduzido em algum ano do período – Transmissão (2011); Produção de Gás (2013), e Distribuição de Combustíveis Gasosos (2010).

Tabela 12 - Razão de Concentração [CR (8)], Energia Elétrica, Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Geração de Energia Elétrica	0,38	0,44	0,36	0,33	0,32
Atividades de Coordenação e Controle da Operação da Geração e Transmissão de Energia Elétrica	1,00	1,00	0,94	1,00	0,92
Transmissão de Energia Elétrica	0,51	0,60	0,56	0,48	0,41
Comércio Atacadista de Energia Elétrica	0,43	0,44	0,35	0,49	0,34
Distribuição de Energia Elétrica	0,35	0,32	0,33	0,35	0,36
Produção de Gás	0,74	0,74	0,72	0,68	0,64
Distribuição de Combustíveis Gasosos por Redes Urbanas	0,77	0,71	0,74	0,79	0,71

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Para a classificação setorial em graus de concentração segundo o índice HHI, considera-se a Tabela 13, a seguir.

Tabela 13 - Classificação do índice de Herfindahl-Hirschman (HHI)

Grau de Concentração	HHI
Altamente competitivo	menor que 0,01
Desconcentrado	menor que 0,15
Concentração moderada	0,15 - 0,25
Alta concentração	maior que 0,25

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 14, observa-se, mais uma vez, a alta concentração do subsetor Atividade de Coordenação e Controle da Operação da Geração e Transmissão de Energia Elétrica em 2010 e 2011. A partir de 2012, porém, ele passou a apresentar concentração moderada. Todos os demais subsectores mostraram-se desconcentrados de acordo com a classificação HHI.

Tabela 14 - Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI), Energia Elétrica, Brasil – 2010 a 2014

Subsetores (Cnae 2.0)	2010	2011	2012	2013	2014
Geração de Energia Elétrica	0,02	0,04	0,02	0,02	0,02
Atividades de Coordenação e Controle da Operação da Geração e Transmissão de Energia Elétrica	0,41	0,85	0,16	0,19	0,22
Transmissão de Energia Elétrica	0,06	0,09	0,05	0,05	0,03
Comércio Atacadista de Energia Elétrica	0,06	0,04	0,03	0,06	0,02
Distribuição de Energia Elétrica	0,03	0,02	0,03	0,02	0,03
Produção de Gás	0,13	0,12	0,12	0,10	0,09
Distribuição de Combustíveis Gasosos por Redes Urbanas	0,12	0,11	0,11	0,09	0,10

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Por fim, apresentam-se todos os indicadores de concentração anteriores para o setor de Energia Elétrica, gás natural e outras utilidades agregados segundo a classificação do Sistema de Contas Nacionais (SCN) (Tabela 15). Observa-se, assim, que as razões de concentração – tanto o CR (4), como o CR (8) – indicaram baixo grau de concentração de 2010 a 2014, enquanto o HHI apontou que o setor se classifica com desconcentrado ao longo de todo o período.

Tabela 15 - Indicadores de concentração, Energia Elétrica (classificação SCN), Brasil – 2010 a 2014

Indicadores	2010	2011	2012	2013	2014
CR(4)	0,18	0,17	0,15	0,16	0,16
CR(8)	0,24	0,24	0,20	0,22	0,22
HHI	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Adiciona-se uma breve discussão comparativa relativa aos efeitos da concentração da propriedade dos ativos de geração entre: (i) marco regulatório vigente, com despacho centralizado no ONS e leilões centralizados; e (ii) um desenho de mercado de oferta de preços (*self-dispatching*) e separação de lastro e energia. No primeiro caso, mesmo com contexto de baixo poder de mercado, os contratos e a sistemática de despacho permitem repasse de custos operacionais (CVUs) maiores aos consumidores e geradores hidrelétricos, sem necessariamente induzir ao menor despacho de usinas emissoras. Já no segundo caso, quanto maior a concentração de mercado, maior o poder de repasse de preços/custos, porém mais eficiente é a precificação do carbono como forma de induzir projetos/tecnologias menos emissoras.

2.2.3 PROXY DA MARGEM DE LUCRO

Além dos indicadores de concentração, outro indício de poder de mercado seria a margem de lucro do setor. Para tanto, os requisitos diretos em termos de Excedente Operacional Bruto (EOB)⁴ para produzir uma unidade monetária das atividades do setor elétrico podem ser visualizados no Gráfico 4. Este indicador pode ser interpretado como uma aproximação da margem de lucro do setor. É possível observar que o setor de energia elétrica (classificação SCN) apresentou uma margem superior à média dos setores da economia brasileira ao longo de todo período analisado. Porém a tendência do setor elétrico mostrou-se fortemente decrescente, partindo de uma margem de 36%, em 2010 e 2011, e chegando a 19%, em 2014.

⁴ O saldo do valor adicionado deduzido das remunerações pagas aos empregados, dos rendimentos dos autônomos e dos impostos líquidos de subsídios. É uma medida do excedente gerado pela produção antes da dedução de quaisquer encargos na forma de juros, rendas ou outros rendimentos de propriedade a pagar sobre ativos financeiros, terrenos ou outros ativos tangíveis.

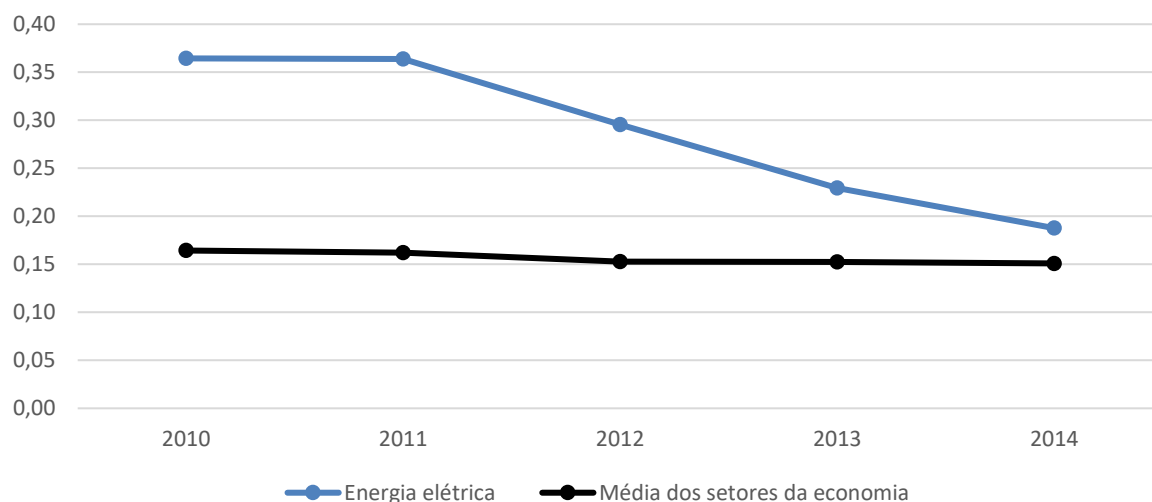


Gráfico 4 - Coeficiente direto do EOB para os subsetores de combustíveis – 2010 a 2014

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das TRU (IBGE).

2.3 ENCADEAMENTOS INTERSETORIAIS

A relevância de um setor econômico para a economia de um país perpassa – além do número de empregos que gera, seu grau de concentração, como se situa em relação ao comércio exterior, dentre outros fatores – pela inter-relação com os outros setores daquela economia. Tal aspecto é de especial importância quando se pretende vislumbrar possíveis impactos que uma política de precificação de emissões incidente sobre determinado setor teria na economia como um todo, estando diretamente relacionado à capacidade de transmissão de sinais de preços ao longo de cadeias produtivas. Para verificar tais encadeamentos intersetoriais, são apresentados nas seções seguintes os índices de Rasmussen-Hirschman de ligação para trás e para frente, os coeficientes técnicos de produção e os multiplicadores de emprego, tributário, renda e produção.⁵

2.3.1 ÍNDICES DE RASMUSSEN-HIRSCHMAN

Para o cálculo dos índices de ligação para trás e para frente foi utilizada a Matriz de Leontief de 2010 elaborada pelo IBGE, parte do modelo de insumo-produto. Para o setor de energia elétrica, o índice de ligação para trás é de 1,02, o que significa que um aumento do nível de atividade do setor geraria um crescimento na demanda por insumos de outros setores pouco acima da média em relação aos demais setores da economia. Já o índice de ligação para frente é de 1,91, indicando que o setor elétrico é, do ponto de vista de toda atividade produtiva dependente deste, mais essencial à economia que a média dos demais setores. De acordo com Miller e Blair (2009), quando ambos os índices resultam em

⁵ As fórmulas para a elaboração dos índices de Rasmussen-Hirschman e dos multiplicadores constam no Anexo Metodológico (Anexo B).

maiores que 1, tem-se que o setor é, de modo geral, dependente de outros setores. Isto é o que ocorre com o setor de energia elétrica, sendo que, neste caso, a dependência da demanda interindustrial é relativamente mais acentuada que a dependência da oferta interindustrial. Deste modo, conclui-se que, ao apresentar um encadeamento acima da média em relação aos demais setores da economia – principalmente em termos de ligação para frente –, um instrumento de precificação de carbono aplicado ao setor teria seus efeitos possivelmente expandidos a outros setores. De forma similar, preços de carbono aplicados aos setores que fornecem insumos para o setor de energia elétrica – notadamente o setor de combustíveis – potencialmente também teriam impactos relevantes sobre esse setor.

2.3.2 COEFICIENTES TÉCNICOS DE PRODUÇÃO

Conforme Guilhoto (2004, p.16), os coeficientes técnicos de produção indicam a “quantidade de insumo do setor i necessária para a produção de uma unidade de produto final do setor j ”. Por meio da Matriz dos coeficientes técnicos intersetoriais de 2010⁶, elaborada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), é possível observar que a maior parcela de insumos necessários à produção do setor elétrico provém do próprio setor, representando cerca de 27% de seu produto final. Outros setores relacionados aos combustíveis, aos produtos metálicos, aos minerais, às máquinas e aos serviços compreendem entre 1 e 2% do produto final do setor elétrico.

2.3.3 MULTIPLICADORES

Os Multiplicadores são indicadores que resumem os impactos representados na matriz inversa de Leontief. Específicos a cada setor, constituem importante representação dos impactos sobre a produção, emprego, renda e tributos na economia. Os Multiplicadores de tipo II, apresentados neste estudo, não se restringem à demanda de insumos intermediários, mas também tornam a demanda das famílias endógena ao sistema, levando-se em consideração o efeito induzido pelo consumo e pela renda das famílias, não apenas os efeitos intersetoriais, como feito pelos Multiplicadores de tipo I.

Na Tabela 16, verifica-se que o multiplicador da produção indica que são necessários R\$ 3,19 – abaixo da média de R\$ 4,39 dos demais setores da economia – correspondentes à produção total da economia para satisfazer R\$ 1,00 da demanda final⁷ pela produção do setor de energia elétrica. Por sua vez, o multiplicador de emprego aponta que seriam criados 21 empregos – direta e indiretamente, e levando-se em consideração o efeito induzido – dado um aumento 1 emprego no setor. Este multiplicador está

⁶ A coluna da Matriz dos coeficientes técnicos intersetoriais de 2010 correspondente ao setor de energia elétrica está no anexo A deste documento.

⁷ A demanda final corresponde à parte da demanda total não destinada ao consumo intermediário das atividades, ou seja, exportações, consumo do governo, consumo das famílias, formação bruta de capital fixo e variação de estoque.

acima da média dos multiplicadores de emprego dos demais setores da economia (equivalente a 11 empregos gerados a partir de um aumento de 1 emprego). Em relação à renda das famílias (remuneração do fator trabalho⁸), são gerados R\$ 4,75 – acima da média de R\$ 3,94 dos demais setores – desse tipo de renda na economia como resultado do aumento de R\$ 1,00 nas remunerações do setor elétrico.

Quanto aos multiplicadores tributários, em relação aos impostos setoriais⁹, o aumento de R\$ 1,00 naqueles tributos sobre o setor elétrico geraria tributos da ordem de R\$ 2,83 na economia – frente a uma média de R\$ 36,23 dos demais setores. Por fim, em relação aos impostos sobre produtos¹⁰, seriam gerados R\$ 2,28 de tributos decorrentes do aumento de R\$ 1,00 nos tributos sobre produtos daquele setor - frente a uma média de R\$ 42,99 dos demais setores.

Tabela 16 - Multiplicadores de produção, emprego, renda e tributários - Tipo II, Energia Elétrica (classificação SCN), Brasil – 2010

Multiplicadores	Energia elétrica	Média dos setores da economia
Produção	3,19	4,39
Emprego	21	11
Renda	4,75	3,94
Tributário – setor	2,83	36,23
Tributário - produto	2,28	42,99

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Matriz Inversa de Leontief / Modelo de Insumo-Produto (IBGE).

Nota: O multiplicador de produção é o total e os multiplicadores de emprego, tributários e de renda são de tipo II, ou seja, todos consideram as famílias endógenas ao sistema.

2.4 DISTRIBUIÇÃO DAS VENDAS

Com o intuito de verificar o destino das vendas dos produtos setoriais - Energia elétrica, gás natural e outras utilidades -, em termos dos componentes da demanda total, apresenta-se a Tabela 17 a seguir:

⁸ Inclui salários e contribuições sociais efetivas (previdência oficial/FGTS e previdência privada).

⁹ Denominaram-se impostos setoriais os “Outros impostos e subsídios sobre a produção” apresentados em IBGE (2015, p.13): “Os outros impostos sobre a produção são compostos por dois grupos: 1) impostos sobre a folha de pagamento como as Contribuições ao Sistema S, Contribuição ao Salário-Educação, entre outros e 2) demais impostos sobre a produção como as taxas de fiscalização, licenças e contribuições econômicas específicas. Os subsídios à produção consistem das despesas de equalizações ou subvenções econômicas quando destinadas à redução dos custos de produção”.

¹⁰ Os tributos sobre produtos englobam o ICMS, o IPI, o imposto sobre importação e outros impostos, como, COFINS, PIS, IOF, ISS e ITBI (IBGE, 2015).

Tabela 17 - Distribuição das vendas (em %), Energia Elétrica, Brasil – 2010 a 2014

Componentes da Demanda Total	2010	2011	2012	2013	2014
Consumo Intermediário	67,14	66,97	68,53	69,54	70,03
Exportação de bens e serviços (1)	0,32	0,49	0,33	0,00	0,00
Consumo das famílias	32,54	32,54	31,14	30,46	29,97
Demanda final	32,86	33,03	31,47	30,46	29,97

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das Tabelas de Recursos e Usos (IBGE).

Nota: (1) Exportação de bens e serviços líquida de ajuste CIF/FOB.

Conforme já apontado pelo índice de ligação setorial para frente, o setor de energia elétrica apresenta dependência da demanda interindustrial. Essa constatação é corroborada pelos dados de distribuição das vendas, já que a maior parcela da demanda total corresponde ao consumo intermediário. De acordo com cálculos utilizando dados da matriz insumo produto de 2010¹¹, pode-se verificar que, além dos 27% do VBP do setor elétrico que são vendidos para o próprio setor, outros setores de consumo energético significativo são: Comércio por atacado e varejo (representando, aproximadamente, 6% do VBP do setor elétrico); Agricultura, inclusive o apoio à agricultura e à pós-colheita (3%); Administração pública, defesa e seguridade social; Produção de ferrogusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura; Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros; Fabricação de produtos de minerais não-metálicos; Pecuária, inclusive o apoio à pecuária; e Outras atividades administrativas e serviços complementares (cada um com 2% do VBP do setor elétrico).

Além disso, ao longo de todo período analisado, aproximadamente 30% da demanda total correspondeu ao consumo das famílias. Já as exportações se mostraram pouco relevantes como destino dos produtos setoriais. Os outros componentes da demanda final – Consumo do governo; Consumo das Instituições Sem Fins de Lucro a Serviço das Famílias (ISFLSF); Formação bruta de capital fixo; e Variação de estoque – apresentaram participação percentual nula ou negligenciável na distribuição das vendas.

Após olhar para os setores aos quais se destinam as vendas do setor de energia elétrica, apresenta-se, a seguir, o peso dos insumos adquiridos daquele setor para a produção dos demais setores.¹² Conforme já apresentado, os insumos de Energia elétrica representam cerca de 27% das necessidades

¹¹ A parcela da produção de energia elétrica e destinada ao setor j (C_j) é calculada da seguinte maneira: $C_j = a(e, j) * \frac{X_j}{X_e}$, onde $a(e, j)$ se refere ao elemento da matriz dos coeficientes técnicos intersetoriais (Tabela 14 da Matriz Insumo Produto – IBGE) correspondente à linha do setor de eletricidade e e à coluna do setor j ; X_j é o Valor Bruto da Produção (VBP) do setor j e X_e é o VBP do setor de eletricidade e.

¹² São apresentados, apenas, os 10 setores com maiores pesos dos insumos do setor de energia elétrica para sua produção.

para a produção do próprio setor. Os insumos adquiridos do setor de energia elétrica correspondem a cerca de 5% do necessário para a produção de uma unidade monetária de produto do setor de Água, esgoto e gestão de resíduos, assim como para o setor de Metalurgia de metais não-ferrosos e a fundição de metais. Outros setores cuja utilização de energia elétrica corresponde a mais de 4% do necessário para sua produção são Fabricação de produtos de minerais não metálicos e Alojamento.

Tabela 18 - Dez setores com maiores parcelas (em %) de sua produção correspondente à energia elétrica, Brasil - 2010

Setores (SCN)	Energia elétrica, gás natural e outras utilidades
Energia elétrica, gás natural e outras utilidades	26,99
Água, esgoto e gestão de resíduos	5,05
Metalurgia de metais não-ferrosos e a fundição de metais	5,03
Fabricação de produtos de minerais não-metálicos	4,26
Alojamento	4,22
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	3,73
Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros	3,73
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	3,55
Fabricação de produtos têxteis	3,50
Pecuária, inclusive o apoio à pecuária	3,24

Fonte: Tabela 14 da Matriz de Insumo Produto (IBGE). Elaboração própria.

A consideração da participação do insumo energia elétrica na produção de cada setor apresenta-se como questão relevante para o desenho de instrumentos de precificação de carbono. Na hipótese do pagamento de impostos ou aquisição de permissões por parte das entidades reguladas e do repasse de preços através da cadeia, os setores mais energo-intensivos tendem a ser mais afetados em termos de aumento dos custos de produção.

2.5 EXPOSIÇÃO AO COMÉRCIO EXTERIOR

A Estrutura de Comércio representa a participação das exportações por produto nas exportações totais do país. As exportações totais brasileiras são apresentadas abaixo (Tabela 19).

Tabela 19 - Exportações totais (US\$ FOB), Brasil – 2010 a 2016

Ano	Exportações
2010	201.915.285.335
2011	256.039.574.768
2012	242.578.013.546
2013	242.033.574.720
2014	225.100.884.831
2015	191.134.324.584
2016	185.235.400.805

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Na Tabela 20, é possível observar as exportações brasileiras de energia elétrica, bem como o indicador de estrutura de comércio daquele produto, a importação e o saldo comercial de 2010 a 2016. De acordo com o apresentado, de 2010 a 2012 as exportações de energia elétrica representaram cerca de 0,2% das exportações totais do Brasil. Em 2013, por sua vez, representaram menos de 0,001%. Em 2014 e 2015 não houve exportações de energia elétrica e em 2016 elas representaram cerca de 0,01% das exportações brasileiras.

Tabela 20 - Indicadores de Comércio Exterior (US\$ FOB), Energia Elétrica, Brasil – 2010 a 2016

Indicadores	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Exportação	346.841.650	552.378.551	410.028.622	1.785.737	-	-	26.300.885
Estrutura de Comércio	0,17%	0,22%	0,17%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%
Importação	28.124.646	28.103.262	45.805.753	37.250.122	37.741.965	39.996.483	48.613.137
Saldo	318.717.004	524.275.289	364.222.869	(35.464.385)	(37.741.965)	(39.996.483)	(22.312.252)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Alice/Secex.

Quanto ao saldo comercial, houve superávit até 2012, tendo 2011 sido o ano de maiores exportações e menores importações da série, contemplando o maior saldo. A partir de 2013 houve déficit crescente até 2015 e aumento das importações até 2016.

Na Tabela 21, a seguir, apresentam-se os coeficientes de exportações e de importações. O primeiro refere-se ao percentual do VBP do setor de energia elétrica que é exportado. Observa-se que, apesar de até 2012 os coeficientes apresentarem valores não nulos, as exportações – que se destinaram, na última década, majoritariamente à Argentina, de acordo com dados da OEC (MIT)¹³ - foram pouco

¹³ Dados disponíveis em: <http://atlas.media.mit.edu/en/profile/hs92/271600/#Exporters>

relevantes para o VBP do setor de eletricidade ao longo de todo período analisado, representando, no máximo 0,6% da produção, em 2011.

Tabela 21 - Coeficientes de exportações e de importações, Energia Elétrica, Brasil – 2010 a 2014

Ano	Coeficiente de exportações (setor)	Coeficiente de penetração das importações (produto)
2010	0,004	0,014
2011	0,006	0,013
2012	0,004	0,013
2013	0,000	0,015
2014	0,000	0,014

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das Tabelas de Recursos e Usos (IBGE).

O coeficiente de penetração das importações, por sua vez, refere-se à parcela da oferta interna atendida pelas importações. Através deste indicador também é possível observar que o comércio exterior é pouco significativo ao setor de energia elétrica brasileiro, pois, no máximo, 1,5% do mercado doméstico foi atendido por importações, provenientes, majoritariamente do Paraguai, devido ao projeto binacional da Usina Hidroelétrica de Itaipu. Deste modo, pode-se concluir que o setor elétrico é relativamente fechado ao comércio exterior, de forma que, provavelmente, não seria impactado por alterações ou diferenciação da precificação do carbono em relação a outros países.

3 CARACTERIZAÇÃO TECNOLÓGICA E ANÁLISE DE PERFIL DE EMISSÕES

A presente seção consiste na descrição das emissões de gases de efeito estufa, bem como na descrição das melhores tecnologias disponíveis para o setor elétrico brasileiro. Ela deriva do estudo “Opções de Mitigação de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chaves do Brasil¹⁴”, o qual avaliou um conjunto de cenários de longo prazo, com ênfase no papel brasileiro na mitigação das mudanças climáticas, identificando variáveis-chave que afetam o desenvolvimento dos setores de energia e uso da terra. Para tanto, utilizou soft-links entre três grandes ferramentas de modelagem desenvolvidas no Brasil: um modelo de equilíbrio geral computável (CGE), denominado EFES, que fornece e garante a consistência macroeconômica da análise; um modelo de otimização do sistema energético, denominado MSB 8000, que fornece diferentes trajetórias para o sistema energético brasileiro, de forma técnica-econômica bastante detalhada (incluindo emissões de Gases de Efeito Estufa – GEE – provenientes da combustão de combustíveis, processos industriais, emissões fugitivas e tratamento de resíduos); e um modelo de otimização do uso da terra, denominado OTIMIZAGRO, que é capaz de otimizar a resolução micro espacial do setor de Agricultura, Floresta e Outros Usos da Terra (AFOLU) no Brasil. As três ferramentas foram integradas para garantir que os resultados do sistema de energia fossem consistentes com os resultados macroeconômicos, enquanto também concorda com a evolução do uso da terra no Brasil (custo e produtividade e demanda final de energia do setor agrícola). Seus resultados são completamente consistentes e muito detalhados, podendo indicar onde e a que nível de custo diferentes opções de mitigação podem ser adicionadas para ajudar a lidar com a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) brasileira.

Cabe ressaltar que, apesar de estar baseada em um estudo que realizou uma análise integrada, permitindo analisar a aditividade de medidas setoriais de forma consistente, a presente pesquisa realiza uma análise setorial, com foco nas melhores tecnologias disponíveis a serem aplicadas no setor elétrico brasileiro.

O setor elétrico aqui tratado compreende as fontes térmicas de geração de eletricidade a partir de recursos não renováveis (carvão, óleo, gás e nuclear) e as fontes renováveis de energia, incluindo a hidroeletricidade, eólica, solar fotovoltaico centralizado (PV), solar térmico concentrado (CSP), bioeletricidade, e, por fim, os segmentos de transmissão e distribuição (T&D).

O parque brasileiro de geração de eletricidade é predominantemente baseado em hidroeletricidade e crescentemente em centrais eólicas. A Tabela 22 apresenta a participação das fontes de energia na oferta interna de energia elétrica nos últimos anos.

¹⁴ Schaffer, R.; Szklo, A.; Lucena, A.; Costa, I.; Rochedo, P.; Império, M.; Guedes, F.; Pereira, J.; Hoffmann, S.; Mahecha, R. E. G.; Nogueira, L. P. P.; Soria, R.; Milani, R.; Oliveira, I. A.

Tabela 22 – Participação das fontes de energia na oferta interna de energia elétrica

Oferta Interna de Energia por Fonte (TWh)												
Ano	2010	%	2011	%	2012	%	2013	%	2014	%	2015	%
Hidráulica	403,4	74	464,9	81,9	455,6	76,9	430,9	70,7	407,2	65,2	394,2	64,0
Biomassa	25,6	4,7	37,5	6,6	40,1	6,8	46	7,6	46,2	7,4	49	8,0
Eólica	2,2	0,4	2,8	0,5	5,1	0,9	6,6	1,1	12,2	2,0	21,6	3,5
Gás Natural	37,1	6,8	25,0	4,4	46,8	7,9	69	11,3	81,1	13,0	79,5	12,9
Derivados de Petróleo	19,6	3,6	14,2	2,5	19,7	3,3	26,6	4,4	35,5	5,7	29,3	4,8
Nuclear	14,7	2,7	15,3	2,7	16,0	2,7	14,6	2,4	15,4	2,5	14,7	2,4
Carvão e Derivados	7,1	1,3	7,9	1,4	9,5	1,6	15,8	2,6	26,7	4,3	27,5	4,5
Solar	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	0	3,942	0,01
Total	545,1	93,5	567,6	100	592,8	100,0	609,9	100,0	624,3	100,0	615,9	100,0

Fonte: EPE (2016); EPE (2015); EPE (2014); EPE (2013); EPE (2012); EPE (2011)

Apesar da capacidade de armazenamento de energia através das hidroelétricas com grandes reservatórios de regularização plurianual, torna-se necessário utilizar outras fontes como termoeletricas e hidroelétricas de fio d'água para complementar a geração elétrica. As Usinas Termoeletricas (UTES) a combustível fóssil são responsáveis por emissões de gases de efeito estufa¹⁵ e a Tabela 23 apresenta a evolução das emissões de CO₂ associada à geração de eletricidade no Brasil.

Tabela 23 - Emissões de CO₂ associadas à geração elétrica brasileira

Emissões de CO ₂ (Gg)					
Centrais Elétricas de Serviço Público	6,194	9,016	19,075	20,911	26,592
Centrais Elétricas Autoprodutoras	2,275	3,159	5,141	5,474	9,445

Fonte: MCTI (2015)

Sendo assim, o presente capítulo apresenta os três tipos de termoeletricas utilizadas no Brasil. São elas: termoeletricas a carvão, termoeletricas a óleo e gás e termoeletricas nucleares.

¹⁵ UTES a biomassa (por exemplo, a bagaço de cana de açúcar) também emitem CO₂, contudo esta emissão se anula com o crescimento sustentável da biomassa primária de que se origina a biomassa combustível. Emissões de ciclo de vida da biomassa não pertencem ao setor elétrico, mas ao setor de uso do solo.

3.1.1 UTE CARVÃO

3.1.1.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

As usinas térmicas convencionais desempenham um papel importante na segurança operativa do SIN – Sistema Interligado Nacional, na medida em que podem ser acionadas para garantir os estoques de segurança durante o período seco.

Como o sistema de despacho prioriza a operação de fontes renováveis, as usinas térmicas operadas com fontes fósseis podem ficar muito tempo fora de operação, na medida em que a tecnologia permite essa flexibilidade.

No contexto da aplicação do carvão no Brasil distingue-se geralmente o carvão nacional do carvão importado. O carvão nacional consiste num carvão com alto teor de contaminantes inorgânicos e poder calorífico baixo, o qual é queimado em caldeiras de carvão pulverizado. Já os carvões importados devem apresentar uma qualidade alta o suficiente para que seu transporte seja viável economicamente, sendo assim, os mesmos possuem baixo teor de cinzas e alto poder calorífico, e são queimados em caldeiras de carvão pulverizado com ciclos de vapor em condições subcríticas¹⁶.

O Brasil detém reservas relevantes de carvão. Trata-se de carvões betuminosos que apresentam um teor de cinzas extremamente alto, e, devido a isso, o poder calorífico está abaixo do poder calorífico típico de carvões betuminosos. Este fato inviabiliza o transporte do carvão nacional por longas distâncias, logo, empreendimentos que operam com o carvão nacional estão localizados exclusivamente na região Sul do Brasil, na proximidade das minas onde o carvão é explorado. O Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) indica um total de 23.686 Mt de carvão, que se encontram, como mencionado, em sua maior parte na região Sul do Brasil, nos estados do Rio Grande do Sul (90,6%) e Santa Catarina (9,3%). Pequenas jazidas são também encontradas no Paraná, em São Paulo e no Maranhão (GALVÃO *et al.* 2011).

Em relação ao carvão importado, sua importação, em maior escala, se iniciou na década de 1990, quando a desregulamentação da comercialização do carvão terminou com a obrigatoriedade do uso do carvão nacional. Todavia, a importação de carvão tangeu primeiramente somente o setor siderúrgico, que substituiu o carvão metalúrgico nacional por carvões metalúrgicos internacionais, mais baratos. Desde então, a importação de carvão metalúrgico oscila entre 13 e 16 Mt/a (PEREIRA GOMES *et al.*

¹⁶ As denominações subcrítico e supercrítico derivam da definição do estado da água no ciclo a vapor. Em condições subcríticas, a água do ciclo a vapor se apresenta ou em fase líquida (água) ou em fase gasosa (vapor). Em condições supercríticas a fase de vapor e a fase de água são indistinguíveis. No ponto crítico (374,12 °C / 221,2 bar), as bolhas da ebulição desaparecem e a adição de pressão ou calor leva a uma transição de características aquosas a características de vapor.

2003, EPE 2013). Os principais fornecedores do Brasil em 2010 foram: Estados Unidos (37%), Austrália (27%), Colômbia (10%), Canadá (8%) e China (5%) (DNPM 2011).

Somente na segunda metade da década de 2000 o Brasil começou a importar carvão para o uso energético. Trata-se principalmente de carvão de alta qualidade, como mencionado anteriormente, proveniente da Colômbia, que é utilizado numa série de termoeletricas situadas nas proximidades de portos que permitam a importação de quantidades suficientes do mineral, como é o caso das termoeletricas de Pecém, no Ceará, e Termomaranhão, no Maranhão (ANEEL, 2009).

Como o custo do transporte do carvão é relevante, o mercado de carvão é tipicamente subdividido em dois mercados regionais, consistindo no mercado Atlântico, com carvões principalmente da Colômbia, África do Sul, EUA e Rússia, e no mercado Pacífico, comercializando carvões da Indonésia, Austrália e EUA. Desta maneira, o Brasil deve contar com importações não só da Colômbia, mas também da África do Sul ou EUA, que constam todos na lista dos maiores exportadores de carvão vapor.

3.1.1.2 EMISSÕES DE GEE

As emissões de GEE de uma UTE a carvão consistem principalmente de emissões de CO₂, mas também de emissões de CH₄ e N₂O, que, para fins de contabilização, são tipicamente transformadas em CO₂ equivalente através do fator do potencial de aquecimento global (*Global Warming Potential – GWP*). Neste estudo foram adotados os valores de 34 e 298 como GWP de CH₄ e N₂O, respectivamente, conforme indicação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (*Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC*) (IPCC, 2013).

Relativamente aos coeficientes de emissão das UTEs foram adotados valores indicados nas diretrizes sobre inventários de GEE do IPCC (2006). No que diz respeito ao CO₂, as diretrizes definem diferentes fatores de emissão conforme o combustível aplicado. Para o carvão nacional oriundo de minas a céu aberto foi aplicado o valor padrão para carvões sub-betuminosos (96.100 kg/TJ). Já para o carvão nacional de minas subterrâneas e para o carvão importado foi aplicado o valor definido como padrão para carvão betuminoso (94.600 kg/TJ).

Sendo assim, considerando uma capacidade de 900 MW em térmicas apenas de carvão nacional no ano de 2010, as emissões estimadas são de 5.874 ktCO₂ (Schaeffer et al., 2015).

3.1.1.3 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

Esta seção descreve as melhores tecnologias disponíveis aplicáveis em termoeletricas a carvão. As tecnologias foram observadas separadamente para o uso do carvão nacional e carvão importado devido às diferenças nas suas características. A tecnologia de referência utilizada como base para o cálculo do potencial de redução de emissão das MTDs para o carvão nacional, consiste em caldeira subcrítica com condições de vapor de 166 bar e 840 K, dado que atualmente existem, na região Sul do

Brasil, quatro projetos de UTEs, sendo três localizados no Rio Grande do Sul e um em Santa Catarina, os quais visam à instalação de caldeiras CFB com ciclos de vapor subcríticos.

Em relação ao carvão importado a modelagem do desempenho da UTE foi aplicada a um carvão de origem colombiana em caldeira PCC subcrítica com as mesmas condições de vapor do caso do carvão nacional.

3.1.1.3.1 CARVÃO NACIONAL

3.1.1.3.1.1 INSTALAÇÃO DE CALDEIRAS SUPERCRÍTICAS COM CONDIÇÕES DE VAPOR DE 240 BAR E 590 °C NA ENTRADA DA TURBINA

As condições de vapor de 240 bar e 590°C na entrada da turbina podem ser consideradas estado-da-arte para caldeiras de leito fluidizado (SPLIETHOFF, 2010; NETL, 2011). As caldeiras supercríticas permitem aumentar a eficiência do sistema e, portanto, reduzem a emissão de GEE por unidade de energia gerada.

Schaeffer et al. (2015) estimam que com o uso de caldeiras supercríticas, é possível obter um potencial de redução de emissões de 5,3% em relação à referência da planta subcrítica a carvão. Além disso, observam um custo de abatimento de aproximadamente 96 US\$/tCO₂ para a aplicação em minas a céu aberto; com potencial de 5,4% de redução de emissões nessas minas (também em relação à referência da planta subcrítica a carvão), e com um custo de 66 US\$/tCO₂, para a aplicação em minas subterrâneas.

3.1.1.3.1.2 CO-COMBUSTÃO DE 30% DE BIOMASSA EM BASE ENERGÉTICA

Diante da conjectura da emissão líquida de CO₂ oriundo da biomassa ser igual a zero, a substituição de carvão por biomassa reduz as emissões numa correlação linear com o aumento da fração de biomassa. A possibilidade da realização de uma fração máxima de co-combustão de 30% (base mássica) foi provada para as minas localizadas no Rio Grande do Sul para a aplicação de eucalipto (HOFFMANN, 2013).

Schaeffer et al. (2015) calculam um potencial de redução de emissões com esta medida de 29,8% em relação à referência de plantas subcríticas sem co-combustão. Estimam também um custo de abatimento de aproximadamente 37 US\$/tCO₂ para a aplicação em minas a céu aberto, um potencial de redução de emissões de 29,8% em relação à referência de plantas subcríticas sem co-combustão, e um custo de abatimento de 7 US\$/tCO₂ para a aplicação em minas subterrâneas.

A combinação das duas medidas, em minas a céu aberto, resulta em um potencial de redução de emissões de 33,6% em relação à referência da planta subcrítica a carvão e custo de abatimento de 47 US\$/tCO₂. Já em minas subterrâneas, tais valores são de 33,6% e 17 US\$/tCO₂, respectivamente.

3.1.1.3.2 CARVÃO IMPORTADO

3.1.1.3.2.1 INSTALAÇÃO DE CALDEIRAS SUPERCRÍTICAS COM CONDIÇÕES DE VAPOR DE 240 BAR E 590 °C NA ENTRADA DA TURBINA

Como mencionado anteriormente, as condições de vapor de 240 bar e 590°C na entrada da turbina podem ser consideradas estado-da-arte para caldeiras de leito fluidizado (SPLIETHOFF, 2010; NETL, 2011). As caldeiras supercríticas permitem aumentar a eficiência do sistema e, portanto, reduzem a emissão de GEE por unidade de energia gerada.

Schaeffer et al. (2015) calculam um potencial de redução de emissões para esta medida da ordem de 7,5% em relação à referência da planta subcrítica a carvão, com um custo de abatimento de aproximadamente 49 US\$/tCO₂.

3.1.1.3.2.2 CO-COMBUSTÃO DE 5% DE BIOMASSA EM BASE ENERGÉTICA

Diferente dos projetos para o carvão nacional, adotou-se uma fração de biomassa menor para UTEs com carvão importado. Esta restrição foi considerada pressupondo que haja uma disponibilidade menor de biomassa em regiões portuárias (Schaeffer et al, 2015).

Schaeffer et al. (2015) calculam um potencial de redução de emissões para esta medida da ordem de 4,9% em relação à referência da planta subcrítica a carvão, com um custo de abatimento de aproximadamente 18 US\$/tCO₂.

A combinação das duas medidas resulta em um potencial de redução de emissões de 12,1% em relação à referência da planta subcrítica a carvão e custo de abatimento de 37 US\$/tCO₂.

3.1.1.3.3 CCS – CARBON CAPTURE AND STORAGE

Além das medidas apresentadas anteriormente, a aplicação do CCS – *Carbon Capture and Storage* (que em português se traduz por *captura e armazenamento de carbono*) também pode ser considerada como uma “melhor tecnologia disponível” para as termelétricas a carvão.

De acordo com Schaeffer et al. (2014), várias opções tecnológicas encontram-se atualmente em desenvolvimento para a aplicação do CCS em UTEs a carvão no mundo, incluindo sistemas pré, pós e oxi-combustão. Além disso, ainda de acordo com o estudo, para a aplicação em UTEs com caldeiras de combustão convencionais, sistemas pós-combustão precisam ser aplicados.

É importante frisar que, na escolha da rota de captura, devem-se considerar as características do carvão e sua aptidão para processos de combustão e gasificação, dado que as rotas pós-combustão e pré-combustão implicam a aplicação de caldeiras de combustão, no caso da captura pós-combustão, e de reatores de gasificação, no caso da captura pré-combustão.

No que concerne à rota de combustão, recomenda-se a aplicação de caldeiras de leito fluidizado para o carvão nacional (*fluidized bed combustion* – FBC, ou combustão em leito fluidizado) (HOFFMANN, 2013). Já os carvões importados consistem exclusivamente em carvões de alta qualidade, que podem ser utilizados em caldeiras onde o carvão é queimado num leito de arraste (*pulverized coal combustion* – PCC, ou combustão de carvão pulverizado) (PINGUELLI ROSA et al., 2011).

Para os carvões nacionais existe ainda uma possibilidade adicional de redução de emissões de CO₂ através da co-combustão com biomassa, dado que a mesma é considerada uma fonte energética de baixo carbono, e, em combinação com sistemas de CCS, a mesma pode levar a emissões negativas de CO₂, ou seja, à captura de CO₂ da atmosfera.

Schaeffer et al. (2014) avaliaram o potencial de aplicação de CCS em térmicas a carvão no Brasil, a partir das informações sobre a disponibilidade de carvão no Brasil. Em relação ao carvão nacional, a Tabela 24 apresenta as reservas brasileiras subdivididas nas seguintes categorias: reserva medida¹⁷, reserva indicada¹⁸, reserva inferida¹⁹ e reserva lavrável²⁰.

¹⁷ Volume ou tonelagem de minério computado pelas dimensões reveladas em afloramentos, trincheiras, galerias, trabalhos subterrâneos e sondagens, sendo o teor determinado pelos resultados de amostragem pormenorizada devendo os pontos de inspeção, amostragem e medida estarem tão proximamente esparejados e o caráter geológico tão bem definido que as dimensões, a forma e o teor da substância mineral possam ser perfeitamente estabelecidos. A reserva computada deve ser rigorosamente determinada nos limites estabelecidos, os quais não devem apresentar variação superior a 20% da quantidade verdadeira.

¹⁸ Volume ou tonelagem de minério computado a partir de medidas e amostras específicas, ou de dados da produção, e parcialmente por extrapolação até distância razoável, com base em evidências geológicas. As reservas computadas são as aprovadas pelo DNPM nos Relatórios de Pesquisa e/ou reavaliação de reservas.

¹⁹ Estimativa do volume ou tonelagem de minério calculada com base no conhecimento da geologia do depósito mineral, havendo pouco trabalho de pesquisa.

²⁰ Reserva disponível, correspondendo à reserva técnica e economicamente aproveitável levando-se em consideração a recuperação da lavra. É a reserva in situ estabelecida no perímetro da unidade mineira determinado pelos limites da abertura de exaustão (cava ou flanco para céu aberto e realces ou câmaras para subsolo), excluindo os pilares de segurança e as zonas de distúrbios geo-mecânicos. Corresponde à reserva técnica e economicamente aproveitável levando-se em consideração a recuperação da lavra, a relação estéril/minério e a diluição (contaminação do minério pelo estéril) decorrentes do método de lavra.

Tabela 24 - Reservas de carvão no Brasil

Estado	Medida	Indicada	Inferida	Total	Lavrável
Maranhão	1.092.442	1.728.582	-	2.821.024	-
São Paulo	1.077.871	876.268	1.262.500	3.216.639	-
Paraná	3.344.748	-	-	3.344.748	2.744.744
Santa Catarina	1.387.665.114	598.349.580	221.594.980	2.207.609.674	913.435.067
Rio Grande do Sul	5.157.679.232	10.005.802.742	6.305.524.409	21.469.006.383	1.571.151.763
Total	6.550.859.407	10.606.757.172	6.528.381.889	23.685.998.468	2.487.331.574

Fonte: Schaeffer et al. (2015) *apud* Galvão et al. (2011).

Relativamente ao poder calorífico do carvão brasileiro, as jazidas diferem entre si. Todavia, as jazidas situadas no Rio Grande do Sul e Santa Catarina, que são as mais expressivas, se parecem em termos de composição do combustível, e, portanto, poder calorífico, que está em torno de 14 MJ/kg para o carvão cru, não beneficiado (PEREIRA GOMES et al. 2003). Assim, este valor foi adotado como média para a avaliação do potencial de instalação de UTE operando com carvão nacional no Brasil.

Em relação ao carvão importado, para o ano de 2010 considerou-se que importação de carvão totalizou 19,5 Mt. Além disso, como poder calorífico de carvões importados adotou-se um valor de 25 MJ/kg, sendo este o PCS da maior parte dos carvões importados em 2013 (EPE, 2014).

A partir das informações sobre a disponibilidade de carvão no Brasil, o potencial de UTEs a carvão foi estimado. Para tanto, uma série de pressupostos técnicos relativamente à realização e operação das plantas foram assumidos. O tempo de vida técnica foi estimado em 45 anos, conforme uma avaliação de KOEPP et al. (2011). Para o fator de capacidade foi assumido 75%. Vale ressaltar que este valor é alto para o contexto do sistema elétrico brasileiro, dado que as usinas térmicas são tipicamente utilizadas para complementar o sistema predominantemente hidroelétrico. Desta forma, o fator de capacidade médio costuma não ultrapassar 60% (EPE, 2007). Contudo, quando se cogita a operação de plantas a carvão com captura de carbono, o aumento do fator de capacidade deve ser considerado, porquanto sistemas CCS aumentam consideravelmente o custo de investimento (ver seção subsequente) e tornam a operação da planta menos flexível. Assim, para amenizar o aumento do custo de planta, o fator de capacidade deve ser elevado em plantas com CCS.

Para a operação com carvão brasileiro, diferentes casos foram analisados para levar em consideração que algumas jazidas de carvão no Brasil se encontram em regiões com disponibilidade de água bastante restrita. Portanto, as eficiências para sistemas de resfriamento úmido e seco foram aplicadas. Já para a operação com carvão importado, diferentes sistemas de conversão foram avaliados, a combustão de carvão pulverizada e a gasificação em reatores da Shell e da GE. Para estas plantas, somente sistemas de resfriamento úmido em ciclo aberto foram considerados. Um resumo dos dados técnicos assumidos para esta estimativa encontra-se na Tabela 25 a seguir.

Tabela 25 - Dados técnicos para a estimativa do potencial de UTEs a carvão no Brasil

		Unidade	Carvão nacional TR1 / TR2 / TR3*	Carvão importado PCC / IGCC S / IGCC G**
Tempo de vida		a		45
Fator de capacidade		%		0,75
Poder calorífico		MJ/t	14.000	25.000
Eficiências	sem CCS	%	39/39/37	40/49/38
	com CCS	%	30/30/29	30/38/33
	com CCS e co-comb.	%	29/29/28	-

*TR1 resfriamento úmido em ciclo aberto; TR2 resfriamento úmido em ciclo fechado, TR3 resfriamento seco; **PCC queima pulverizada em leito de arraste; IGCC S Sistema com gasificador da Shell; IGCC G Sistema com gasificador da GE

Fonte: Schaeffer et al. (2014) com base em Hoffmann (2013) e IECM (2012)

Com esses dados, os potenciais de aplicação de CCS em UTEs foram analisados para o carvão nacional, utilizando duas bases de avaliação, a reserva medida e reserva lavrável, uma vez que esta última é, por definição, uma medida dinâmica, que pode alterar-se frente a fatores técnicos e econômicos. Os resultados da estimativa são indicados na Tabela 26, onde os potenciais são indicados para os casos de combustão do carvão sem CCS, combustão do carvão com CCS, e co-combustão com CCS do carvão e uma fração de 30% de biomassa. Como os sistemas de resfriamento úmido em ciclo aberto e ciclo fechado apresentam a mesma eficiência elétrica, os potenciais para ambos os sistemas são resumidos em um dado.

Tabela 26 – Potencial (GW) de CCS em UTEs a carvão

Tecnologia	Tipo de resfriamento	Potencial de UTEs	
		Reserva Medida	Reserva Indicada
CFB sem CCS	Resfriamento Úmido	33,6	12,8
	Resfriamento Seco	31,9	12,1
CFB com CCS	Resfriamento Úmido	25,9	9,8
	Resfriamento Seco	25	9,5
CFB com biomassa e CCS (30%)	Resfriamento Úmido	32,5	12,3
	Resfriamento Seco	31,4	11,9

Fonte: Schaeffer et al. (2014)

Com base na reserva medida, os resultados indicam um potencial de 31,9 a 33,6 GW para usinas sem CCS, dependendo das possibilidades de resfriamento. Aplicando sistemas de CCS, este potencial se reduziria para 25,0 a 25,9 GW, dada a penalidade energética provocada pela captura de carbono. Porém, considerando um caso com CCS e co-combustão de 30% de biomassa, o potencial é elevado a 31,4 a 32,5 GW, porque a quantidade de combustível disponível é aumentada. Tendo como base de avaliação a reserva lavrável, o potencial de UTEs com carvão nacional se reduz para 12,1 a 12,8 GW sem CCS, 9,5 a 9,8 GW com CCS e 11,9 a 12,3 GW com CCS e co-combustão de biomassa.

Para a utilização de carvão importado, a avaliação do potencial de UTEs se refere a uma capacidade de importação de 50 Mt/ano. Sendo assim, para aplicações sem CCS, essa quantidade carvão permitiria a instalação de uma capacidade total de 15,9 GW, no caso de UTEs de combustão convencional. A aplicação de plantas de ciclo combinado de gaseificação integrada (em inglês *integrated gasification combined cycle* - IGCC) com gasificador da Shell aumentaria esse potencial para 19,4 GW, e uma planta IGCC com gasificador da General Electric (GE) reduziria o potencial levemente para 15,1 GW. Este quadro se altera no caso da aplicação de CCS, em que as plantas convencionais atingiriam o potencial de 11,9 GW. Plantas IGCC com gasificador da Shell e da GE permitiriam a instalação de 15,1 GW e 13,1 GW, respectivamente.

Em relação aos custos de abatimento, utilizando um fator de capacidade de 75%, um preço de carvão nacional de 40 US\$/tonelada, e de carvão importado de 80 US\$/tonelada, custos de investimento variando de 1.755 US\$/kW a 3.884 US\$/kW, custos fixos de Operação e Manutenção (O&M) entre 8 e 16 US\$/MWh, e custos variáveis de O&M entre 20 e 61 US\$/MWh, chegou-se a valores de 61 a 64 US\$/tCO₂ para o caso do carvão nacional em plantas FBC sem co-queima, 40 a 45 US\$/tCO₂ para carvão nacional com co-queima, 47 a 50 US\$/tCO₂ para carvão importado em plantas PCC, e 55 US\$/tCO₂ para carvão importado em plantas IGCC.

Na Tabela 27 abaixo é possível obter um resumo das tecnologias relacionadas ao carvão e suas características de emissão. Note-se aqui que não se trata do custo de abatimento conforme uma análise integrada de otimização do sistema energético brasileiro, mas sim do custo a partir de uma usina de referência.

Tabela 27 - Resumo de melhores tecnologias UTE Carvão

Tipo de Carvão	Tecnologia	Aspecto geral	Potencial de Redução de Emissões (%)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂)
Nacional	Caldeiras supercríticas com condições de vapor de 240 bar e 590 °C na entrada da turbina	Mina a céu aberto	5,3	96
		Mina subterrânea	5,4	66
	Co-combustão de 30% de biomassa em base energética	Mina a céu aberto	29,8	37
		Mina subterrânea	2,8	7
Importado	Caldeiras supercríticas com condições de vapor de 240 bar e 590 °C na entrada da turbina	-	7,50	49
	Co-combustão de 5% de biomassa em base energética	-	4,90	18
Nacional	CCS (ver condições no texto)	FBC sem co-queima	-	61

Tipo de Carvão	Tecnologia	Aspecto geral	Potencial de Redução de Emissões (%)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂)
Importado		FBC com co-queima	-	45
		PCC	-	47
		IGCC	-	55

Fonte: Schaeffer et al. (2014).

Nota: 1 – considerando o uso integral das reservas provadas; 2 – considerando uma UTE a carvão de referência.

3.1.2 UTE ÓLEO E GÁS

3.1.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

De forma geral, a geração termoelétrica foi promovida no Brasil a partir do final da década de 1990 (EPE, 2007). Até então, o gás natural era insignificante em termos de geração elétrica, mas passou a possuir uma importância enorme nos últimos anos, com um consumo crescente. Entre 2001 e 2014 houve um aumento de capacidade de termoelétricas de cerca de 350%, chegando a um total de 36 GW.

Atualmente, cerca de 21 GW correspondem a termoelétricas a gás ou derivados de petróleo. Especificamente, em 2014, a capacidade instalada de térmicas a gás natural foi de 13 GW, sendo o restante de óleo diesel e óleo combustível (ANEEL, 2014).

Atualmente, o Brasil se depara com a necessidade de aumentar a oferta de eletricidade, diante de uma demanda cuja previsão é permanecer crescendo a taxas elevadas nas próximas duas décadas (EPE, 2012). Para atender de forma adequada ao crescimento da carga de energia, o Plano Decenal de Energia para 2022 (EPE, 2012) indica um acréscimo da capacidade termoelétrica de aproximadamente 1,5 GW de 2015 a 2022.

As principais tecnologias de geração elétrica à base de gás ou derivados de petróleo, em operação no parque brasileiro são do tipo:

- Motores a combustão interna, usualmente utilizados para geração de ponta, graças à sua flexibilidade, ou para geração de sistemas isolados, como sistemas de back-up, ou até mesmo para geração distribuída;
- Ciclo *Rankine* (óleo e gás), possuindo a vantagem de ser flexível em termos de carga, podendo operar com gás natural, óleo combustível, carvão mineral, entre outros;
- Ciclo *Brayton* ou ciclo aberto, que permitiu uma maior competitividade do gás natural na geração elétrica, caracterizando-se pela robustez, resistência e simplicidade tecnológica, o que, em contrapartida, resulta em uma menor eficiência termodinâmica;

- Ciclo combinado (*Brayton* e *Rankine*), que costuma operar na base ou semi-base, e que envolve a unificação de dois ciclos, o *Brayton* e o *Rankine*, de forma sequencial, tornando o aproveitamento térmico melhor, e resulta numa eficiência térmica mais alta, quando comparado a um ciclo Aberto.

As termoeletricas a diesel no Brasil são predominantemente formadas por pequenos grupos geradores que atendem à demanda de sistemas isolados, principalmente na região Norte. Já as termoeletricas a óleo combustível atendem principalmente a demanda de ponta, sobretudo na região Sudeste, e o seu princípio de funcionamento se baseia no ciclo *Rankine*.

3.1.2.2 EMISSÕES DE GEE

As emissões de GEE de termoeletricas a óleo e gás são provenientes da queima do gás natural, óleo diesel e óleo combustível²¹. A tabela a seguir (Tabela 28) apresenta o consumo de tais combustíveis, para o ano de 2010.

Tabela 28 - Consumo de energia em termoeletricas a óleo e gás em 2010

Combustível	Consumo (mil m³)
Gás Natural	21.576.000
Óleo Diesel	2.433
Óleo Combustível	1.178

Fonte: EPE (2011).

Utilizando os fatores de emissão de IPCC (2006), reportados na tabela abaixo (Tabela 29), tornou-se possível o cálculo das emissões de CO₂ provenientes de termoeletricas a óleo e gás para o ano de 2010.

Tabela 29 - Fatores de emissão

Combustível	Fator de Emissão	Unidade
Gás Natural	56,1	tCO ₂ /TJ
Óleo Diesel	74,1	tCO ₂ /TJ
Óleo Combustível	77,4	tCO ₂ /TJ

Fonte: IPCC (2006).

As emissões por fonte e total se encontram na Tabela 30, a seguir.

²¹ Óleo diesel é resultado do processo de refino de petróleo, sendo considerado uma fração leve. Já o óleo combustível refere-se à fração residual do processo de destilação de frações mais leves (gasolina e óleo diesel, por exemplo) do petróleo. É um subproduto do refino do petróleo.

Tabela 30 - Emissões CO₂ em 2010

Combustível	Emissões em 2010 (1000 tCO ₂)
Gás Natural	43.076
Óleo Diesel	6.390
Óleo Combustível	3.281
Total	52.747

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de EPE (2011) e IPCC (2006).

3.1.2.3 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

Esta seção apresenta as melhores tecnologias disponíveis no mercado atual para geração elétrica a base de gás natural e a óleo (diesel e combustível). De forma geral, estas tecnologias se caracterizam pelo melhor aproveitamento da fonte energética ou por garantir uma melhor adequação desta fonte a um determinado serviço energético.

3.1.2.3.1 MOTOR DE COMBUSTÃO INTERNA (MCI)

Os MCIs já se encontram em um estágio de plena maturação tecnológica. Desta forma, não existe muito espaço para grandes avanços tecnológicos, pelo menos no que diz respeito à eficiência. Existem, no entanto, considerações e modificações a serem feitas em sistemas existentes ou no projeto de novos sistemas, que podem garantir um melhor projeto, por exemplo, com uma melhor adequação do equipamento ao serviço em que será empregado.

Talvez a medida que cause maior impacto seja a aplicação de variadores de frequência (*Adjustable Speed Drive* - ASD), também conhecidos como sistemas de velocidade variável (*Variable Speed Drive* - VSD). Estes geradores garantem uma melhor eficiência em condições de carga parcial e são especialmente interessantes para sistemas de baixa carga, como sistemas isolados ou de back-up (Feters, 2013).

Além dos ASD/VSD, a adição de um sistema de recuperação de calor (*Waste Heat Recovery System*, ou WHRS) pode ajudar a aumentar a eficiência de um gerador a óleo diesel ou óleo combustível. Existem três opções tecnológicas para realizar a conversão do calor de baixa qualidade em eletricidade (Man, 2014): sistemas com turbinas a vapor, sistemas com turbinas a gás e ciclos *Rankine* orgânico (*Organic Rankine Cycle* - ORC).

Gould (2011) apresenta como o WHRS é capaz de promover uma redução no consumo de combustível através do aumento da eficiência de conversão. De acordo com seu estudo, a eficiência de uma termoeletrica com motores a diesel com o WHRS pode atingir uma eficiência de 39%, com um investimento de cerca de 1500 \$/kW. Na literatura, diversos autores apresentam um payback entre 3 e 5 anos para esta medida (Wastsila, 2007; Gould, 2011; Man, 2014).

Schaeffer et al. (2015) estimam custos de abatimento variando de -168,9 US\$/tCO₂ a -382,7 US\$/tCO₂, considerando fatores de capacidade de 10% a 90%, respectivamente, bem como considerando a receita obtida com a redução do consumo de combustível, neste caso, o diesel.

Outra grande contribuição que os MCI podem exercer como possíveis fontes de geração de baixo carbono é seu uso com biocombustíveis. Apesar de já existirem plantas em operação ao redor do mundo, a prática ainda não é amplamente aplicada para geração centralizada em larga escala. Em cenários de grandes restrições de emissões, a geração de ponta com biocombustíveis líquidos ou biogás pode apresentar um papel de destaque. Schaeffer et al. (2015) determinam custos de abatimento, para esta medida, variando de 36 a 49 US\$/tCO₂, considerando *blends* biodiesel-diesel de B5 a B50, e potencial de redução de emissões variando de 10% a 48%.

A Wartsila possui quatro plantas elétricas que operam desde 1995 com biocombustíveis, variando de óleo vegetais, biodiesel e gordura animal. As tecnologias empregadas variam de Ciclo *Rankine* Orgânico a Ciclo Combinado, com MCI ao invés da turbina a gás. Além disso, a empresa fornece motores de 1 a 10 MW próprios para o serviço mencionado (WARTSILA, 2014).

3.1.2.3.2 TURBINA A GÁS

A turbina a gás é um dos pontos centrais das termoeletricas a gás, com Ciclo Aberto ou Ciclo Combinado. Desde sua invenção, o desenvolvimento de novos materiais, de novos sistemas de resfriamento ou injeção de combustível permitiu que alcançasse eficiências na faixa de 30 a 40%. Além disso, a turbina possui uma alta razão potência/peso, grande rapidez operacional e disponibilidade.

Atualmente, o desenvolvimento das turbinas a gás esbarra na capacidade de atingir temperaturas mais altas. Uma das condições que garantem uma temperatura mais alta é a substituição do combustível da turbina de gás natural para gás de síntese, ou até mesmo hidrogênio.

Na ótica de redução das emissões de gases de efeito estufa, existe uma grande expectativa acerca do desenvolvimento de sistemas de gasificação e de captura de carbono, rotas que indicam a utilização de correntes ricas em hidrogênio.

Turbinas a gás disponíveis no mercado são tipicamente dimensionadas para o processamento de gás natural, ou seja, um gás que contém principalmente metano. O gás de síntese apresenta características de combustão diferentes das do metano, que faz com que a câmara de combustão das turbinas precise ser adaptada para o uso de gás de síntese (Hoffmann, 2010).

Por sua vez, o CO e H₂ possuem uma temperatura adiabática de chama maior que o metano, o que provocaria um aumento na geração de óxidos de nitrogênio. A fim de evitar este efeito, nitrogênio e/ou vapor na combustão são usualmente adicionados para reduzir a temperatura e o risco da formação de misturas explosivas de H₂ e O₂. O poder calorífico do gás combustível se reduz, assim, até 4 GJ/Nm³ (HOFFMANN, 2010).

Algumas das turbinas a gás mais desenvolvidas para aplicação de gases ricos em hidrogênio são as turbinas modelos 7FA e 9FA, da GE. Tal superioridade pode ser notada pela maior taxa de compressão e pela maior vazão mássica aceitas pelas turbinas 7FA e 9FA.

Além disso, segundo a GE, as turbinas 7FA apresentam *start-up* inferior a 10 minutos, o que permite utilizá-las em situações de demanda cíclica ou para gerar receita com a venda de energia elétrica no mercado *spot*. Diferentemente de outras turbinas que também são capazes de iniciar a operação em 10 minutos, as turbinas 7FA alcançam combustão estável neste curto período de tempo, atingindo nível máximo de emissões de NO_x e CO de 9 ppm, o que permite operar esta turbina em ambiente de emissões restritas (GE, 2009).

A eficiência térmica das turbinas a gás aumenta com a temperatura. Avanços nas técnicas de manufatura das lâminas das turbinas têm possibilitado a construção de turbinas que suportem temperaturas de queima cada vez mais altas. RUBIN et al. (2007) mencionam que a turbina *Westinghouse/Mitsubishi* 501F também é capaz de operar com temperatura de chama elevada (1260°C).

Avanços nas turbinas 7FA deram origem à turbina 7FB, que permite ainda maior temperatura de chama e, portanto, maior eficiência e maiores emissões de NO_x. Ainda mais avançadas que as turbinas F são as turbinas H, que permitem maior temperatura de chama enquanto mantêm baixos níveis de emissões de NO_x. Para aguentar altas temperaturas, as turbinas H empregam materiais avançados (*single crystal*) e isolantes térmicos. Já o baixo nível de emissões de NO_x é garantido pelo resfriamento com vapor em sistema fechado do bocal de alimentação do primeiro estágio (GE, 2001; GE, 2009).

Para manter o fluxo de energia constante, ao reduzir o poder calorífico do gás combustível, o volume da corrente de gás precisa ser aumentado. No caso do uso de gás de síntese, é necessário um volume de 5 a 8 vezes o volume normal que se verifica com combustíveis de médio e alto poder calorífico. O sistema de combustão, que inclui as válvulas de controle de gás, os condutos, os combustores e os bocais de expansão, deve ser redimensionado para suportar este volume adicional (HOFFMANN, 2010).

A turbina GE modelo 7F foi projetada para queimar gás natural ou destilado de petróleo. Como o fluxo de gás de síntese deve ser muito maior do que seria o de gás natural, é necessário reduzir o fluxo de ar comprimido, o que faz com que a turbina opere fora da configuração para qual foi projetada, impactando a eficiência e alterando a temperatura do gás de exaustão. A turbina *Westinghouse/Mitsubishi* 501F também é equipada para reduzir o fluxo de massa dos compressores. (RUBIN et al., 2007).

RUBIN et al. (2007) apresentam uma série de medidas para queimar gás de síntese numa turbina a gás convencional, dentre as quais:

- Aumento da razão entre a pressão interna e a externa. Isso favorece o aumento do fluxo de gás, o que, no entanto, leva a um aumento da carga térmica sobre as pás da turbina, o que pode requerer uma redução da temperatura de chama como compensação;
- Redução do fluxo de massa dos compressores para compensar o aumento de fluxo de combustível. A redução de fluxo de ar depende do desenho do compressor;
- Aumento da área crítica do bocal de alimentação. Os autores consideram improvável a execução dessa medida pelos fabricantes, dado que ela significa o projeto de uma nova turbina;
- Redução da temperatura interna da turbina, o que permite o aumento do fluxo de massa, mas reduz a eficiência e a geração de energia da turbina;
- Desvio de ar do compressor. Esta ação só é viável se outro ponto da planta de geração fizer uso de ar comprimido. Caso contrário, há perda de eficiência da planta

3.1.2.3.3 CICLO COMBINADO FLEXÍVEL

A flexibilidade operacional de usinas convencionais deverá se tornar cada vez mais importante no futuro. Essa tendência já está se tornando aparente no mercado de geração de energia elétrica e também se reflete nas novas exigências feitas em usinas movidas a combustíveis fósseis pelos produtores de energia (BALLING, 2010; PICKARD e MEINECKE, 2011).

Uma usina altamente versátil é indispensável para compensar a intermitência de fontes renováveis de energia (como solar fotovoltaico e eólica) e, portanto, é um pré-requisito essencial para a expansão em grande escala da capacidade de energia renováveis. Ademais, melhores tecnologias e filosofias operacionais mais sofisticados, como a otimização de partida e parada durante a noite, estão ajudando a reduzir significativamente os custos de operação de cada usina.

Diante da necessidade de reduzir as emissões de CO₂ no longo prazo, a participação de fontes de energia renováveis no setor elétrico cresce rapidamente. Atualmente, a geração das fontes renováveis tem prioridade sobre o despacho em relação às outras fontes, servindo como carga variável na rede de alimentação. Entretanto, ao contrário do fornecimento convencional de carga de base, a geração renovável depende fortemente do ciclo dia/noite e das condições meteorológicas instantâneas (PICKARD e MEINECKE, 2011). Desta forma, o fornecimento de energia eólica e solar, em um determinado momento, não é inteiramente previsível, de modo que as energias renováveis não garantem o devido controle e estabilização do grid.

Apesar de ser possível conseguir uma maior flexibilidade dos geradores existentes, isso impõe um custo significativo e eventual perda de receita para estes geradores. Tecnologias convencionais usualmente são projetados para funcionar em níveis específicos e não podem ser projetadas para serviços com um crescimento significativo. Introduzir este ciclo adicional pode levar a um desgaste

acelerado dos equipamentos. A flexibilidade, portanto, precisa de avaliação de mercado, para que os geradores recebam uma compensação por este serviço (DOE, 2011).

As térmicas a gás natural, ciclo aberto e ciclo combinado, estão entre as opções tecnológicas de alta potência, de maior flexibilidade operacional. Não obstante, diversos fabricantes e licenciadores de ciclos combinados já identificaram a necessidade de possuírem versões flexíveis em seu portfólio. A Siemens, por exemplo, exibe um conjunto de sistemas que chegam a 820 MW, possuindo um sistema em particular capaz de atingir 150 MW em apenas 10 minutos (SIEMENS, 2014). A Wartsilla, por outro lado, oferece seu sistema *FLEXICYCLE* em potências de 60 a 600 MW (WARTSILLA, 2014b). A GE também possui sistemas flexíveis com turbinas do tipo F, com destaque para o sistema *FleXtra*, que consiste em unidades de cogeração flexíveis de 100 kW a 100 MW (GE, 2014). A Foster Wheeler, por exemplo, promove o serviço de otimização do HRSG (*Heat Recovery System Generator*) para operações de partida rápida ou *ramp-rate* rápidos (HACK e ALVAREZ, 2012).

Assim, tendencialmente, as usinas de ciclo combinado deverão ser operadas em uma faixa mais ampla de carga e não só, como no passado, limitadas a apenas alguns pontos de operação (carga completa, de ponta, entre outras). Tal requisito torna essencial projetar as plantas a gás natural para o maior número possível de serviços energéticos (BALLING, 2010; PICKARD e MEINECKE, 2011).

Em particular, as plantas devem ser capazes de funcionar a um valor tão baixo quanto possível de carga parcial. No entanto, quanto menor for o fator de carga, mais elevadas serão as emissões de poluentes locais e globais, de modo que a carga mínima permitida é ditada pelas emissões máximas admissíveis. Atualmente, turbinas a gás ultrapassam o limite máximo admissível de emissões de CO com cargas abaixo de 50% (PICKARD e MEINECKE, 2011). Ao mesmo tempo, plantas de ciclo combinado operando em carga parcial devem também exibir a maior eficiência possível, pois isso é essencial para minimizar o consumo de combustível e as emissões de CO₂.

No contexto de estabilização da rede, o objetivo é responder às mudanças repentinas na demanda o mais rápido possível. O caso extremo é a formação de uma “ilha” no grid com uma súbita redução da demanda por energia. Neste caso, pode ser necessário reduzir fortemente uma usina afetada por este efeito, podendo sair de plena carga até o ponto de carga mínima em apenas alguns segundos. O Reino Unido, por exemplo, exige em seu grid que uma usina de energia deva ser capaz de funcionar em até, no máximo, 55% do seu valor nominal dentro de 8 segundos em caso de formação de ilha de potência (PICKARD e MEINECKE, 2011).

Usinas com menores tempo de partida permitem a geração de energia extra ao grid em curto prazo. Atualmente, torna-se evidente que, em mercados de geração com uma elevada percentagem de energia renováveis e, portanto, com um aumento da demanda por energia extra disponível a curto prazo, o despacho favorece fortemente as usinas com tempos de inicialização mais curtos. Além disso, a possível participação no mercado spot de eletricidade pode ser particularmente atraente para os operadores de usinas flexíveis, uma vez que são capazes de receber preços altos pela eletricidade em um determinado momento.

Schaeffer et al. (2015) estimam, com base em IEA (2013), custo de abatimento de -0,02 US\$/tCO₂ para esta medida, considerando custo de investimento de 1023 \$/kW, custo de O&M fixo de 15 \$/kW, custo de O&M combustível de 46 M\$/ano, e potencial de redução de emissões de 40% em relação a usinas de ciclo aberto.

3.1.2.3.4 CCS – CARBON CAPTURE AND STORAGE

De acordo com Schaeffer et al. (2014), ao se considerar a opção de captura de carbono em termoeletricas, limitam-se bastante as opções tecnológicas envolvidas. O motivo disso é que térmicas operando em ciclo aberto e/ou motores de combustão interna costumam atender geração de pico, o que requer uma capacidade de entrar e sair de operação em curto tempo, de forma a seguir a demanda *on-time*. Sendo assim, ao introduzir a captura de carbono nestas opções de conversão, não apenas a capacidade de partida rápida poderia ficar comprometida, como também a penalidade energética envolvida nos processos de captura reduziria ainda mais a eficiência destes processos, aumentando o custo da geração de ponta.

Logo, a aplicação da captura de carbono só é considerada, em geral, em termoeletricas de ciclo combinado, pois elas tendem a operar na base (e semi-base) e possuem uma eficiência mais alta. Estes ciclos são normalmente conhecidos como GTCC (*Gas Turbine Combined Cycle*) ou NGCC (*Natural Gas Combined Cycle*).

Os custos da alternativa de captura de carbono em termoeletricas a gás no Brasil dependem bastante do fator de capacidade com que estas plantas operarão e da taxa de desconto empregada, assim como do preço do gás. Em Schaeffer et al (2014), indica-se que estes custos devem situar-se em torno de 50 a 60 US\$/tCO₂ para um fator de capacidade médio (50-60%). Além disso, o estudo mostra que a introdução de captura de carbono também impacta consideravelmente o custo nivelado da geração elétrica, elevando este custo em cerca de 30 a 50%, para a mesma faixa de fator de capacidade.

Cabe mencionar que o processo de captura considerado em Schaeffer et al. (2014) se baseia na absorção química, mais especificamente no processo *Econamine* FG+. A taxa de captura de carbono é estimada em 90% para as emissões diretas da UTE a gás em ciclo combinado.

Na Tabela 31 abaixo encontram-se as tecnologias com seus respectivos custos de abatimento e potencial de redução de emissões apresentados para UTEs a óleo e gás.

Tabela 31 - Resumo de melhores tecnologias UTE Óleo e Gás

Tecnologia	Aspecto geral	Potencial de Redução de Emissões (%)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂)
MCI	WHRS	-	-168,9 a -382,7
	Uso de biocombustíveis	10 a 48	36 a 49
Turbina a gás	-	-	-

Tecnologia	Aspecto geral	Potencial de Redução de Emissões (%)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂)
Ciclo combinado flexível	-	40	-0,02
CCS	-	-	50 a 60

Fonte: Elaboração própria com base em Schaeffer et al. (2015).

3.2 UTE NUCLEAR

3.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

O Brasil possui uma das 10 maiores reservas de urânio do mundo, com cerca de 5% das reservas mundiais (IAEA, 2014). As mesmas estão distribuídas, principalmente, nos estados da Bahia, Ceará, Paraná, e Minas Gerais. Em geral, o urânio está dentro de formações de rochas fosfáticas.

Apenas para comparação, a produção de U₃O₈ em 2013 foi de cerca de 234 t/ano, um pouco abaixo da média dos últimos 10 anos, de 304 t/ano (EPE, 2014). Assumindo esta média como um consumo padrão, com as reservas sugeridas pela INB, o Brasil seria capaz de continuar produzindo urânio pelos próximos 1017 anos.

O minério de urânio, uma vez extraído e beneficiado, deve sofrer uma série de processos antes de se tornar o “combustível” nuclear, utilizado na usina nuclear. A tecnologia selecionada para as plantas brasileiras exige um enriquecimento do UO₂ de até 3% em peso. Para isso, o minério deve passar pelas etapas de conversão do óxido de urânio em UF₆; enriquecimento; reconversão do UF₆ em óxido de urânio; e fabricação e montagem, quando então se forma o elemento combustível. Atualmente, o Brasil possui instalações responsáveis pela: mineração; enriquecimento; reconversão; fabricação e montagem. Portanto, a única etapa que ainda não é realizada no Brasil é a conversão em UF₆. Atualmente, o Brasil está construindo uma planta piloto de conversão no Centro Experimental ARAMAR, localizado no interior de São Paulo. Esta instalação possuirá capacidade de produção de 40 tU/ano (IAEA, 2014).

Atualmente o Brasil não possui uma rota tecnológica compatível com o reprocessamento do elemento combustível gasto, de forma que todo o elemento residual é estocado no limite de bateria das usinas nucleares. Até 2005 estavam estocados cerca de 950 elementos combustíveis, para as duas usinas em operação.

Em relação às usinas nucleares, o Brasil possui apenas duas em operação. A mais velha, chamada de Angra I, é uma usina do tipo *Pressurized Water Reactor* (PWR) da Westinghouse. Ela possui capacidade elétrica de 640 MW e começou a operar em 1982. A segunda usina (Angra II), demorou quase 24 anos para começar a gerar eletricidade. Ao menos, a espera permitiu que o reator de Angra II, também do tipo PWR, fosse mais moderno e com uma capacidade maior, de 1,3 GW. A usina de Angra III começou a construção em 2010 e ainda não possui data precisa para começar as operações.

Ela é essencialmente idêntica à usina Angra II, desde a capacidade ao modelo do reator. Esta é a única expansão de capacidade nuclear atualmente no Brasil.

3.2.2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

A energia nuclear já é considerada uma tecnologia de geração elétrica de baixo carbono. Isto é, sua geração elétrica não promove emissões diretas de gases de efeito estufa. Por este motivo, a melhor tecnologia disponível foi definida sob o conceito de segurança operacional e investimento.

Desta forma, entende-se que existe apenas uma forma de uma usina nuclear existente contribuir para a redução de emissão de GEE no setor elétrico: através do aumento da sua geração elétrica. Tendo como base uma usina inicial, o processo de aumentar a geração elétrica em uma termonuclear é denominado repotenciamento, ou *power uprate* (PU).

O PU de usinas nucleares já é empregado há mais de 30 anos em diversos países. Os EUA, por exemplo, já ampliaram a capacidade de geração nuclear por PU em mais de 1,5 GW em cerca de 100 usinas desde 1977, com aumentos que variam de 1% a 20% na geração elétrica (IAEA, 2011). A agência regulatória americana (*Nuclear Regulatory Commission* - NRC) indica que até 2017 mais três usinas nucleares já foram autorizadas a fazer o PU, o que adicionará cerca de 58 MWe no total (NRC, 2014).

O repotenciamento pode ser uma forma econômica de aumentar a geração elétrica em termonucleares, especialmente comparado com a alternativa de construção de novas plantas nucleares. O PU pode ser obtido de duas formas: aumentar a potência térmica do reator; e aumentar a eficiência de conversão da ilha de potência.

A principal forma de aumentar a potência térmica de uma usina nuclear existente é aumentar a quantidade de material físsil no combustível ou aumentar as taxas de recirculação (IAEA, 2011). Questões de margem de segurança devem ser consideradas caso a caso, mas de certa forma podem ser contornadas pelo uso de combustíveis projetados para operação de alto nível ou pela melhoria do sistema de controle e operação da planta, de forma a garantir que as margens serão obedecidas mesmo em potências mais elevadas (IAEA, 2011).

Com relação ao custo do PU, especialmente para aqueles que aumentam de 14 a 20% da geração elétrica, a literatura disponível converge para uma redução de cerca de 25-30% sobre o investimento de uma usina nuclear nova, com potência equivalente (Kang, 2008; IAEA, 2011; ISPC, 2013). Por exemplo, ISPC (2013) apresenta exemplos de PU em termonucleares que variaram entre 3000 e 4000 US\$/kWe. Isso converge com a redução de custo proposta, visto que o investimento em novas termonucleares varia na literatura entre 4000 e 6000 US\$/kW (IEA, 2010; Black&Veatch, 2012).

Schaeffer et al. (2015) calculam um custo de abatimento, para esta medida e considerando uma taxa de desconto setorial de 8% a.a., de 117 US\$/tCO₂.

Além do PU de plantas nucleares existentes no Brasil, é possível considerar que a própria usina nuclear seria uma opção de mitigação às emissões de gases de efeito do sistema elétrico brasileiro. Neste caso, mesmo sem considerar reatores avançados de geração III+ ou mesmo IV, é possível considerar e analisar a alternativa Usina Termonuclear (UTN) como um Transformador de Tensão de Saída (BAT) para mitigação no setor elétrico brasileiro. Considerando-se uma vida útil de 60 anos e um tempo de construção de 10 anos, compatível, com a atual realidade brasileira e com os desafios institucionais para implementação de plantas nucleares no país, calcula-se que cada usina teria um LOE de 117,50 US\$/MWh, e custos de abatimento em torno de 569,7 US\$/tCO₂ (Schaeffer et al., 2015).

A Tabela 32 abaixo resume o custo de abatimento das medidas apresentadas.

Tabela 32 - Resumo das melhores tecnologias UTN

Tecnologia	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂)
Repotenciamento	117
UTN com BAT	569,7

Fonte: Elaboração própria com base em (Schaeffer et al., 2015).

3.3 FONTES RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

Rigorosamente, as fontes renováveis de geração de eletricidade não possuem emissões derivadas de combustão e, portanto, são *per se* consideradas alternativas de baixo carbono.

3.3.1 HIDROELETRICIDADE

3.3.1.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

A produção de hidroeletricidade brasileira teve um crescimento de 15,85% entre 2005 e 2013, com uma queda de 3,03% entre 2011 e 2012 em decorrência de condições hidrológicas desfavoráveis observadas durante esse período. Tais condições se perpetuaram ao longo do ano de 2013, causando novamente uma redução na oferta de energia hidráulica, embora a potência instalada hidráulica tenha aumentado em 1.724 MW (EPE, 2013).

A maior parte do potencial hidroelétrico brasileiro encontra-se nas bacias do Amazonas, Paraná e Tocantins/Araguaia (76%), sendo que o menor aproveitamento nestas três bacias se encontra no Amazonas, com 0,8%. No caso das bacias do Paraná e Tocantins/Araguaia, o aproveitamento tem sido maior, com 72,1% e 43,5%, respectivamente. Outras bacias que apresentam um aproveitamento alto são as bacias do São Francisco (57,9%) e Uruguai (40%). Contudo, deve-se levar em consideração

que este potencial apresenta restrições ambientais nas bacias de Amazonas, Tocantins/Araguaia e Parnaíba.

Segundo GUERREIRO (2008), com relação ao potencial de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs), o estimado para esta classe de aproveitamentos foi de 14,8 GW no ano 2002, passando a 17,7 GW em 2008. As regiões Sudeste e Sul concentram o maior potencial, com 40,6% e 20,6% do total, ou seja, 10,8 GW.

A Tabela 33 apresenta a quantidade de potência instalada alocada por tipo de usina. Nota-se que menos de 1% da potência instalada é oriunda de PCHs e Centrais Geradoras Hidroelétricas (CGHs), enquanto as Usinas Hidroelétricas (UHEs) grandes detêm 87% da potência instalada, o que totalizava cerca de 75,38 GW em 2014.

Tabela 33 - Tipo de usina e potência instalada no Brasil²²

Tipo	Número de usinas	(kW)	%
UHE Grande	59	75.380.591	87,54%
UHE Média	94	10.725.114	12,45%
PCH	507	5.197	0,0060%
CGH	451	276	0,0003%
TOTAL	1.111	86.111.178	100%

Fonte: Schaeffer et al. (2015).

No que tange ao reservatório, a potência entre usinas com reservatório e usinas a Fio d'Água está quase igualmente distribuída. A potência das usinas com reservatório representa 48% sobre o total, com os 52% restantes sendo constituído de usinas a Fio d'Água.

3.3.1.2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

A hidroeletricidade é considerada como uma tecnologia avançada que tem sido desenvolvida há várias décadas. Ou seja, ela pode ser considerada como uma tecnologia madura, além de competitiva em termos de custo de geração de energia (EPE, 2007; IPCC, 2011). Além disso, a hidroeletricidade conta com tecnologias que permitem alta eficiência na conversão de energia hidráulica em eletricidade, ao redor de 90% (EIA, 2010; IPCC, 2011). Contudo, segundo IPCC (2011), ainda existem alguns espaços para melhorias na operação, na redução de impactos ambientais e no desenvolvimento de alternativas tecnológicas mais robustas e de baixo custo.

²² Nesta Tabela as UHE grandes têm sido divididas em dois grupos arbitrariamente, sendo que UHE Média considera uma faixa de potência entre 30,1 MW - 300 MW, enquanto, UHE grande considera uma potência maior a > 300 MW.

Sendo assim, a seguir são apresentadas as melhores tecnologias disponíveis para o setor hidroelétrico brasileiro.

3.3.1.2.1 TURBINAS HIDROCINÉTICAS

Os projetos hidráulicos com quedas menores do que 2 metros não são viáveis com a tecnologia tradicional. Assim, novas tecnologias têm sido desenvolvidas a fim de aproveitar elevações de água menores, aproveitando a energia cinética da água, e não a energia potencial derivada de uma queda (IPCC, 2011). Este tipo de tecnologia chama-se hidroelétrica cinética ou hidrocínética. Os dispositivos hidrocínéticos têm sido desenvolvidos para capturar energia de marés e correntes, mas também podem ser usados para aproveitar o fluxo de água de um rio (DAVILA-VILCHIS & MISHRA, 2014; IPCC, 2011; KUSAKANA & VERMAAK, 2013).

Similarmente à energia eólica, a energia total disponível capturada (Wh) por uma turbina hidrocínética depende da densidade, da área da seção transversal, da velocidade ao cubo e do coeficiente da turbina²³. Porém, a vantagem da turbina hidrocínética quando comparada com a da turbina eólica é que a água é mais densa que o ar, o que faz com que a energia gerada com uma turbina hidrocínética seja maior do que aquela produzida por uma turbina eólica de igual diâmetro e de velocidades de vento e da água idênticas (KUSAKANA & VERMAAK, 2013).

A tecnologia de turbina hidrocínética em rios para a geração de energia é uma linha de pesquisa ativa com potencial de aplicação tanto em ambientes urbanos quanto rurais. Em decorrência da eliminação da necessidade de uma barreira física para a vazão de água, este tipo de dispositivo tem menos impacto ambiental do que um aproveitamento hidráulico convencional (PETRIE et al, 2014). Uma outra aplicação para as turbinas hidrocínéticas é o aproveitamento da energia cinética residual do fluxo de água após o turbinamento realizado pelas usinas hidroelétricas. De acordo com LIU e PACKED (2014), este tipo de aproveitamento hidrocínético pode resultar em um ganho de até 5% da potência instalada de uma hidroelétrica.

Segundo KUSAKANA & VERMAAK (2013), o principal obstáculo para a implementação deste tipo de tecnologia em áreas rurais, por exemplo, é a ausência de pesquisa demonstrando os benefícios técnicos, econômicos e ambientais em comparação com outras opções de eletrificação rural. Por exemplo, no caso dos Estados Unidos, segundo EPRI (2007) *apud* IPCC (2011), concluiu-se que a capacidade instalada do país em 2007 de 75 GW de energia hidroelétrica (sem incluir o

²³ $P_a = \frac{1}{2} \times A \times \rho \times V^3 \times C_p$; onde, P_a é a energia total capturada, A é a área da turbina em m², ρ é a densidade da água, V é a velocidade da água (m/s), e C_p o coeficiente de geração de energia (o máximo teórico disponível é 0,592 – Lei de Betz) (Kusakana e Vermaak, 2013).

rebombeamento) poderia ser aumentada com a implementação de turbinas hidrocinéticas em rios e canais em 12,5 GW.

No Brasil, no ano de 2004 a Universidade de Brasília, em parceria com a ELETRONORTE, iniciou uma atividade de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) chamado ‘Projeto Poraquê’ visando o desenvolvimento de uma máquina hidrocinética para comunidades isoladas na Amazônia. A mesma foi executada na Vila Maracá no município da Macapá, e construiu e instalou uma turbina hidrocinética com potência nominal de 1 kW no rio Caranã. Os objetivos do projeto foram a instalação de um secador para as castanhas-da-amazônia coletada na região e a geração de energia elétrica suficiente para atender à infraestrutura local do entreposto como iluminação e eletrodomésticos.

Segundo JOHNSON & PRIDE (2010), dado que esta é ainda uma tecnologia que se encontra em desenvolvimento, torna-se difícil realizar análises precisas de custo. Entretanto, é possível fazer uma aproximação preliminar baseada nos resultados de alguns projetos feitos no Alaska pelo Instituto de Pesquisas de Energia Elétrica dos EUA (*Electric Power Research Institute – EPRI*), podendo esta ser aprimorada com a construção de novos empreendimentos deste tipo (Tabela 34).

Tabela 34 - Custos estimados de geração de energia hidrocinética no Alaska

Região de estudo	Potência (kW)	Custo de capital (US\$2010)	Custo US\$/kW (US\$2010)	Custo anual O&M (US\$2010)
Igiuging	40	315.000	7.875,00	126.000
Eagle	60	283.000	4.716,66	6.800
Whitestone	590	1.900.000	3.220,00	135.000
Knik Arm	17.000	123.000.000	7.235,30	4.500.000
Kakutat	5.200	48.000.000	923,08	1.400.000

Fonte: JOHNSON & PRIDE (2010).

No que diz respeito ao potencial de aplicação desta tecnologia, em 2012, o EPRI (EPRI, 2012) apresentou um relatório detalhado para o potencial teórico e energia tecnicamente recuperável através do uso de tecnologia hidrocinética em rios nos EUA. O resultado é apresentado na Tabela 35 a seguir.

Tabela 35 - Estimativa do potencial hidrocinético em rios dos EUA

Potencial teórico Hidrocinético em rios (TWh/ano)	Energia tecnicamente recuperável (TWh/ano)
1.381	119,9

Fonte: EPRI (2012).

No caso do Brasil, de acordo com Schaeffer et al. (2015), considerando que o Brasil é um dos países com maior reserva hídrica do mundo, possuindo aproximadamente 4 vezes os recursos hídricos americanos, pode-se dizer que o Brasil deve apresentar um potencial quatro vezes maior de geração hidrocinética (corrente de rios) do que o dos EUA.

A partir de tal estimativa, a aplicação desta medida teria um custo de abatimento de aproximadamente US\$ 7.000/tCO₂ (Schaeffer et al., 2015).

3.3.1.2.2 USINAS REVERSÍVEIS

A presente tecnologia consiste em usinas que usam um reservatório extra para aumentar a geração em determinado momento, sendo úteis para trabalhar na ponta. Neste tipo de sistema a água é bombeada desde um reservatório inferior para um superior, normalmente nos horários fora da ponta, enquanto que o fluxo revertido é usado para gerar eletricidade durante o período de ponta de carga diário (ARDIZZON et al, 2014; IPCC, 2011).

Uma usina reversível pode ser de ciclo fechado ou ciclo aberto (convencional), de acordo com a sua concepção (DOE, 2014). O primeiro tipo é apenas um armazenador de energia e por isto não precisa necessariamente estar em um rio. Já o segundo tipo é uma usina hidroelétrica tradicional onde algumas turbinas (ou todas) são reversíveis (EPRI, 1990).

As usinas reversíveis são uma ótima solução para usar a energia gerada em um momento de baixa carga para armazenar energia que será usada na ponta. No Brasil seria também útil para armazenar energia excedente gerada no período úmido da Região Norte e usar no período seco das regiões Sudeste e Nordeste (HUNT, 2014), porém, tais usinas são muito pouco difundidas no país. Alguns poucos exemplos são a Usina Elevatória Pereira localizada no Rio Pinheiros (SP), que foi inaugurada em 1939, possui 7 turbinas reversíveis tipo Francis e uma bomba (EMAE, 2014); e as usinas elevatórias Santa Cecília, em Barra do Piraí, e Vigário, em Piraí no Complexo de Lages (LIGHT – RJ).

O principal desafio para a implantação de usinas reversíveis no Brasil é buscar a viabilidade comercial das mesmas, pois de acordo com as regras atuais, as empresas geradoras são remuneradas pela garantia física, que é a energia que ela disponibiliza. Deste modo, não há incentivo à construção de usinas reversíveis, tendo em vista estas consumirem energia para o bombeamento de água, disponibilizando menos energia e, deste modo, obtendo receitas menores (CERPCH, 2012).

Uma forma de resolver este problema é considerar a geração de energia por uma usina reversível como um serviço ancilar pela ANEEL, o que faria a remuneração desta ser diferenciada.

Um outro ponto relevante é que não há distinção de remuneração para as hidroelétricas que produzem na ponta, grande vantagem das usinas reversíveis em todo o mundo. Isto é importante para reduzir os custos de geração (reduzindo a geração da ponta através de usinas termoeletricas) e também as emissões de gases de efeito estufa.

Em relação aos locais para a construção de usinas reversíveis no Brasil, não existem estudos específicos tratando do potencial de usinas reversíveis no Brasil. Apesar disto, considerando-se que um dos pontos importantes é o desnível entre os reservatórios, várias usinas que serão construídas no futuro poderiam ser estudadas para avaliação da possibilidade de serem usinas reversíveis para suprir uma potência nominal maior na ponta. Além disto, várias usinas existentes poderiam ser reavaliadas

com objetivo de serem repotenciadas para também serem reversíveis. Este procedimento seria mais útil em usinas a fio d'água, onde parte da água que seria vertida após o tubinamento poderia ser reaproveitada pelo bombeamento, de modo a aumentar a capacidade de produção na ponta.

Alguns locais propícios para a instalação de uma usina reversível de ciclo fechado são as serras da Canastra (MG), Facão (GO) e Geral (RS) (HUNT, 2014; BELUCO, 2012), para os quais estudos que avaliam a construção de usinas ciclo fechado para armazenamento de energia sazonal vem sendo realizados.

De acordo com o EPRI (EPRI, 2013), o custo para se construir uma nova usina reversível é estimado entre US\$ 1.000,00 e US\$ 2.500,00 por kW. Em se acrescentando turbinas de velocidade variável para melhorar o aproveitamento destas no horário de ponta, este valor aumenta em cerca de US\$ 100,00 ou US\$150,00 por kW instalado.

No estudo de Schaeffer et al. (2015), de modo a se obter uma estimativa conservadora, optou-se por usar o percentual de 20% da potência instalada pelas usinas a fio d'água com turbinas Pelton (pois são as que exigem maior queda d'água) e 20% da potência instalada pelas usinas a fio d'água com turbinas Francis (pois são as mais usadas no Brasil) para as usinas reversíveis (convencionais ou de ciclo fechado).

Para melhorar o atendimento da ponta através de usinas hidroelétricas, considerou-se agregar 5 GW de potência instalada às usinas hidroelétricas a fio d'água existentes ou que serão construídas, adicionando-se 25 GWh no período de 5 horas. Além disto, foram usadas turbinas de velocidade variável para poder melhor acompanhar a carga na ponta. Por fim, considera o custo de repotenciação de uma usina convencional para ser reversível como sendo igual ao custo de construção de uma nova usina reversível, uma vez que haverá a construção de dois reservatórios, e estes, no caso de usinas hidroelétricas, totalizam a fração mais importante dos custos.

Sendo assim, os resultados mostram que as emissões evitadas com a aplicação desta medida para uma geração de 5 GW seriam da ordem de 3.185 ktCO₂ com um custo de MMUS\$ 13.250.

3.3.1.2.3 REPOTENCIAÇÃO

A Repotenciação, ou repotenciamento, conforme discutido anteriormente para UTEs Nucleares, pode ser entendida como todas aquelas obras que objetivam gerar um ganho de potência e de rendimento (VEIGA, 2001). Ela pode ser classificada em três tipos (RIBEIRO et al, 2005): Mínima – ganho de até 2,5% da capacidade instalada; Leve – ganho de 10 a 20% da capacidade instalada; Pesada – ganhos acima de 20% da capacidade instalada.

Em 2008, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) fez um estudo de repotenciação e modernização de usinas hidroelétricas no Brasil, tendo identificado um conjunto de usinas candidatas a repotenciação considerando apenas aquelas usinas com mais de 20 anos e mais de 30 MW pertencentes ao SIN (EPE, 2008).

Em 2013, Elisa Gomes (GOMES, 2013) realizou um estudo onde selecionou usinas hidroelétricas brasileiras com mais de 30 anos e com unidades de geração acima de 15 MW que ainda não passaram por uma manutenção para recuperar pelo menos a capacidade original. Foram encontradas 193 unidades geradoras distribuídas em 43 usinas, totalizando 25.872,37 MW, valor que representa 19,6% da potência instalada no Brasil. Além disso, motorizando poços vazios nas casas de máquinas das usinas em operação no país ainda se pode ter um aumento adicional entre 3.341 MW e 5.096 MW na sua potência instalada, dependendo do fomento regulatório que vier a ser implementado para incentivar este tipo de investimento.

Vale ressaltar que, além de aumentar a potência instalada a usina, a repotenciação recupera a potência real perdida ao longo dos anos. Além dos benefícios gerados pela maior segurança e confiabilidade da usina, a modernização visa proporcionar um aumento da disponibilidade dos equipamentos e, consequentemente, possibilitar a elevação do Fator de Capacidade da usina (RIBEIRO et al, 2005).

O relatório do WWF (WWF, 2004) apresenta quatro estudos de casos, dois de PCHs e dois de UHEs de maior porte. Neste estudo, pode-se verificar que os investimentos para repotenciação de PCHs variaram entre R\$ 1.148,78 e R\$ 1.518,27, e para usinas de maior porte variaram entre R\$ 478,95 e 836,23 o kW repotenciado.

Schaeffer et al. (2015) consideram o custo de repotenciação de uma hidroelétrica da seguinte forma: repotenciação leve US\$ 500,00 por kW, repotenciação pesada US\$ 750 por kW, motorização de poços vazios (cenário 2) US\$ 750,00 por kW e motorização de poços vazios (cenário 1) US\$ 1.000,00 por kW. O custo médio por kW para cada opção desenvolvida é apresentado na Tabela 36. Os valores foram obtidos através de média ponderada da potência adicionada pela repotenciação da usina e da potência adicionada pela motorização dos poços vazios, considerando-se os valores descritos anteriormente.

Tabela 36 - Custo médio de kW adicional nas opções de repotenciação de hidroelétricas

Tipo de repotenciação	Custo de repotenciação (US\$/kW)
Leve	500,00
Leve + Cenário 2	641,00
Pesada + Cenário 2	750,00
Pesada + Cenário 1	865,00

Fonte: Schaeffer et al. (2015).

O quadro, a seguir, apresenta as 43 hidroelétricas que podem ser repotenciadas e a Tabela 37 mostra as usinas que fazem parte dos Cenários 1 e 2 para motorização dos poços, consideradas em Schaeffer et al (2015).

Quadro 1 - Usinas selecionadas para repotenciação

Água Vermelha (SP)	Chavantes (SP)	Itaúba (RS)	Paulo Afonso IV (BA)
Alecrim (SP)	Coaracy Nunes (AP)	Itumbiara (GO)	Pereira Passos (RJ)
Apolônio Sales (Moxotó)(AL)	Emborcação (MG)	Jacui (RS)	Porto Colômbia (SP-MG)
Armando A. Laydner (Juru Mirim)(SP)	Euclides Cunha (SP)	Jaguara (SP-MG)	Promissão (SP)
Barra Bonita (SP)	Fontes Nova (RJ)	Marimbondo (SP-MG)	Salto Grande (MG)
Boa Esperança (PI)	Foz do Areia (PR)	Nilo Peçanha (RJ)	Salto Osório (PR)
Cachoeira Dourada (GO)	Funil (RJ)	Paraibuna (SP)	Salto Santiago (PR)
Caconde (SP)	Henry Borden (externa) (SP)	Passo Fundo (RS)	Sobradinho (BA)
Camargos (MG)	Henry Borden (subterrânea) (SP)	Paulo Afonso I (BA)	Três Marias (MG)
Canastra (RS)	Ibitinga (SP)	Paulo Afonso II (BA)	Vigário (RJ)
Capivara(SP-PR)	Ilha Solteira (SP)	Paulo Afonso III (BA)	

Fonte: Schaeffer et al.(2015) com base em Gomes (2013).

Tabela 37 - Usinas selecionadas para motorização de poços vazios

Cenário 1 - Poços Vazios	Cenário 2 - Poços Vazios
Curuá-Uma (PA)	Curuá-Uma (PA)
Foz do Areia (PR)	Luiz Gonzaga (Itaparica) (PE)
Luiz Gonzaga (Itaparica) (PE)	Jaguara (SP-MG)
Jaguara (SP-MG)	Porto Primavera (SP)
Mimoso (MS)	Salto Santiago (PR)
Porto Primavera (SP)	São Simão (MG-GO)
Rosana (SP-PR)	Três Irmãos (SP)
Salto Santiago (PR)	Três Marias (MG)
São Simão (MG-GO)	
Taquaruçu (SP-PR)	
Três Irmãos (SP)	
Três Marias (MG)	

Fonte: Schaeffer et al. (2015) com base em Gomes (2013).

Além disso, o estudo considerou que após 2013 será considerado acréscimo de potência instalada de 10% da potência instalada para repotenciação leve e 23,3 % para a repotenciação pesada para as usinas que completarem 30 anos de operação. O percentual de 23,3% foi considerado para a repotenciação pesada, pois é o valor médio informado pela nota técnica de repotenciação da ANEEL (ANEEL, 2011).

Os resultados do estudo mostram custos na faixa de MMUS\$ 3.000 para repotenciação leve, com emissões evitadas de 12.766 ktCO₂, MMUS\$ 7.000 para repotenciação leve + Cenário 2, com emissões evitadas de 18.448 ktCO₂, MMUS\$ 16.000 para repotenciação pesada + Cenário 2, com emissões evitadas de 35.319 ktCO₂, e MMUS\$ 20.000 para repotenciação pesada + Cenário 1, com emissões evitadas de 38.302 ktCO₂.

3.3.2 EÓLICA

3.3.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

Segundo o Banco de Informações de Geração (ANEEL, 2017), o Brasil conta hoje com 420 empreendimentos eólicos que totalizam 10,5 GW de potência instalada e apenas 6,94% da potência instalada total do país²⁴. No entanto, dentre os empreendimentos em construção, têm-se 152 usinas eólicas que totalizam 3,6 GW de potência e correspondem a 39% do total de usinas em construção no país, enquanto dentre as usinas já outorgadas, porém que ainda não iniciaram construção, têm-se 181 usinas que totalizam 4,1 GW de potência e correspondem a 27% das usinas outorgadas no país, indicando que a geração eólica no Brasil está em franca expansão, sendo contratada constantemente pelo governo através de leilões de energia.

De acordo com dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2013), desde 2009 usinas eólicas são contratadas anualmente via leilões de energia, competindo ou não com fontes convencionais de energia, por meio de leilões de energia nova ou competindo com fontes alternativas de energia, por meio dos leilões de fontes alternativas e de leilões de reserva.

Neste sentido, vale mencionar a queda significativa de preços que a fonte eólica sofreu nos últimos anos. Observa-se que enquanto em 2009 a energia eólica era ofertada a mais de R\$ 180/MWh, em 2012 era possível ofertá-la a preços próximos a R\$ 100/MWh, o que expressa uma queda superior a 40% num intervalo de apenas 3 anos.

No Brasil, conforme afirma o GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO (2012), este cenário favorável se deve à crescente expansão da indústria eólica no país que, em 2008, era composta por apenas duas empresas fabricantes de componentes, e, em 2011, já constituía 11 empresas.

²⁴ Tais empreendimentos eólicos constituem empreendimentos contratados via leilão de energia elétrica, empreendimentos de produtores independentes de energia, autoprodutores, de serviço público ou ainda empreendimentos contratados via PROINFA (Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia). Para maiores detalhes sobre o histórico de desenvolvimento da energia eólica no Brasil e seu arcabouço regulatório, vide NOGUEIRA (2011).

3.3.2.2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

A crescente maturidade do setor eólico é ilustrada não somente pela adição de capacidade global dessa fonte, mas também pelas tendências da indústria de componentes. Em particular, empresas de grande porte de fora dessa indústria cada vez mais mostram interesse em se envolver no setor. Por exemplo, houve uma transição no perfil de companhias desenvolvendo, possuindo e operando usinas eólicas de empresas relativamente pequenas e independentes para grandes empresas de geração e distribuição e grandes desenvolvedores independentes. No que diz respeito a manufatura de componentes de aerogeradores, o aumento do tamanho e a expansão geográfica do mercado eólico, em conjunto com as exigências de manufatura locais, trouxe novos agentes ao setor. O envolvimento desses novos players encorajou, de certa forma, a globalização da indústria. As estratégias de manufatura se voltam cada vez mais para o aumento de capacidade das usinas e geração *offshore* e maior aproveitamento a baixas velocidades de ventos. Mais genericamente, a contribuição significativa da energia eólica para os novos investimentos em geração elétrica em diversas regiões do mundo tem atraído uma gama de agentes em diversos pontos da cadeia de suprimentos da indústria, desde firmas de engenharia focadas em pontos específicos até grandes empresas verticalmente integradas. A cadeia de suprimentos da indústria tem ficado cada vez mais competitiva na medida em que uma variedade de firmas busca o equilíbrio entre integração vertical e especialização (BTM, 2010; GWEC, 2010).

A partir desse panorama, é possível identificar com mais detalhes as tecnologias disponíveis para o setor eólico *onshore* e *offshore* objetivando mapear as melhores tecnologias hoje presentes no setor.

3.3.2.2.1 EÓLICA ONSHORE

O conceito de aerogerador onshore comumente adotado é o de 3 pás e eixo horizontal com capacidade desde 0,5 MW até 3 MW. WISER *et al.* (2011) e VAN DER ZWAAN *et al.* (2012) afirmam que hoje a tecnologia eólica *onshore* já percorreu boa parte de sua curva de aprendizagem e tem sido comercializada em larga escala nos últimos anos. As turbinas mais modernas já quase alcançaram a eficiência aerodinâmica teórica máxima, com coeficientes de performance em torno de 0,5²⁵, demonstrando que há hoje maturidade tecnológica suficiente para sua promoção em larga escala.

Segundo WISER *et al.* (2012), aerogeradores modernos de grande porte empregam rotores que começam a extrair potência do vento a velocidades entre 3 e 4 m/s até a velocidade nominal do equipamento, em torno de 11 a 15 m/s. A velocidade de interrupção de geração se dá em média a 25 m/s. O controle de passo em geral se dá através de controle passivo ou ativo e as pás são construídas

²⁵ Segundo WISER *et al.* (2011), aerogeradores atingem a eficiência aerodinâmica máxima quando operam a velocidades de ventos correspondentes a níveis de potência abaixo do nível nominal. A eficiência aerodinâmica é limitada pelo sistema de controle quando se opera acima da potência nominal.

com materiais compósitos, enquanto as torres são tubulares e feitas de aço (WISER *et al.*, 2012 apud EWEA 2009).

Grande parte dos aerogeradores instalados em 2009 e 2010 possui capacidade nominal entre 1,5 e 2,5 MW, possui torres tipicamente entre 50 e 100 m de altura e rotores com diâmetro entre 50 e 100 m, segundo WISER *et al.* (2011). IRENA (2012) apud BTM Consult (2011) afirma que a média de capacidade de aerogeradores conectados à rede é de 1,16 MW e que novos projetos eólicos empregam aerogeradores entre 2 e 3 MW de capacidade nominal. Já existem, no entanto, em minoria, aerogeradores com capacidade de 5 MW, alturas de torres e diâmetros de rotor em torno de 125 m operando (WISER *et al.*, 2011; IRENA, 2012).

Vale lembrar que no caso de aerogeradores *onshore*, o aumento de capacidade e tamanho tende a ser limitado não apenas por gargalos de engenharia e de materiais, mas também por questões logísticas (e seus respectivos custos) de transporte de pás, torres e nacelles muito grandes via rodovias, assim como pelos custos e dificuldade de obtenção de guindastes apropriados para a montagem de aerogeradores. Esses mesmos gargalos não são aplicáveis para a tecnologia *offshore*, levando a que o ganho de escala no setor eólico tenda a ser liderado pelo *design offshore* em detrimento do *onshore* (WISER *et al.*, 2011).

3.3.2.2.1.1 EÓLICA OFFSHORE

A principal motivação para a exploração *offshore* consiste no acesso a recursos eólicos adicionais em áreas onde a geração *onshore* é limitada tecnicamente ou pela competição pela terra (WISER *et al.*, 2011). Além disso, a melhor qualidade dos ventos que percorrem a costa, maiores velocidades, melhores condições de transporte de componentes e os ganhos de escala também constituem forças-motrizas para o desenvolvimento da geração *offshore* (CARBON TRUST, 2008; SNYDER & KAISER, 2009; TWIDELL e GAUDIOSI, 2009).

Ao contrário do que ocorre na geração eólica *onshore*, a geração *offshore* ainda está em processo de amadurecimento tecnológico e ainda há diversos focos de investimento para se melhorar seu aproveitamento e reduzir seus custos, especialmente no que tange a redução da dependência de *commodities*, como cobre e aço, que apresentam preços voláteis e contribuem para o aumento de custos, que se superpõe à redução de custos por escala e aprendizagem (VAN DER ZWAAN *et al.*, 2012)²⁶.

²⁶ Segundo van der Zwaan *et al.* (2012), desde 2005 quatro componentes principais têm impedido a redução de custos por escala e aprendizagem da geração eólica *offshore*: (1) a alta de preços de *commodities* como cobre e aço; (2) o aperto do mercado de aerogeradores e serviços de instalação; (3) o aumento da profundidade em que aerogeradores *offshore* têm sido instalados e; (4) aumento da distância da costa em relação às fazendas eólicas instaladas.

A diferença mais óbvia entre aerogeradores onshore e *offshore*, segundo IRENA (2012), é o tipo de fundação utilizada, pois, no caso *offshore*, tratam-se de estruturas mais complexas e com maiores desafios tecnológicos, devido ao ambiente marítimo agressivo em que são situadas. Sistemas eólicos *offshore* atualmente utilizam três tipos de fundações: monopé, gravitacional e tripé, apesar de outros tipos também serem utilizados.

Conforme é adquirida experiência no setor, espera-se que as tendências de capacidade, profundidade e distância da costa ganhem escala, impactando as características do recurso eólico, *designs* tecnológicos e custos. WISER *et al.* (2011), IRENA (2012) e SUN *et al.* (2012) citam que turbinas de 5 a 10 MW podem ser concebidas para o setor eólico offshore, levando à redução de custos por economia de escala tanto pelo tamanho do aerogerador quanto pelo tamanho da usina eólica como um todo.

Schaeffer *et al.* (2015) estimam um investimento em bens de capital (*capital expenditure* – CAPEX) total para as melhores tecnologias disponíveis na faixa de US\$ 2400/kW, considerando os custos do aerogerador, custos de processamento externo (External Processing Cost – EPC), balanceamento de planta e ereção, distribuição e *owner's cost*. Ainda, o estudo calcula custos de abatimento entre 173 e 54 US\$/tCO₂ para as novas tecnologias, considerando-se o fator de emissão médio do grid brasileiro de 0,034 tCO₂/MWh.

3.3.3 SOLAR FOTOVOLTAICO CENTRALIZADO (PV)

3.3.3.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

A energia solar fotovoltaica (FV) se baseia na transformação direta da luz solar em energia elétrica por meio de células fotovoltaicas. Sua tecnologia vem sendo desenvolvida desde o ano de 1839, porém sua produção industrial teve início apenas na década de 1950. A energia FV conectada a sistemas centralizados de eletricidade começou a se tornar mais relevante somente na primeira década do século XXI, durante a qual altas taxas de crescimento da capacidade instalada foram observadas. Em 2013, a capacidade instalada de módulos fotovoltaicos superou 130 GWp (EPIA, 2014). Atualmente, sistemas FV encontram-se disponíveis comercialmente em quase todas as regiões do mundo.

Sistemas FV podem ser instalados como sistemas de geração distribuída ou centrais de geração de energia elétrica. Sistemas de geração distribuída consistem em sistemas de pequeno porte, que injetam a energia gerada na rede de distribuição. No Brasil, estes sistemas são classificados como projetos de micro (<100 kW) ou minigeração (<1 MW), e regulamentados através das resoluções Aneel nº 481/12 e nº 482/12. Por sua vez, projetos de porte maior, chamados de sistemas centralizados, são conectados a redes de transmissão.

Em 2019, o total de usinas é de 2.472, com um total de potência outorgada de 2.106.964,76 kW. Em 2018, fechou-se com 1.821.956 kW. A instalação desses sistemas foi realizada no contexto dos programas 'Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM)

introduzido em 1994, e LUZ PARA TODOS, introduzido em 2003. Essas ações, voltadas a sistemas autônomos, não conectados ao Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica (SIN), levaram à instalação de milhares de sistemas isolados, especialmente nos estados da Bahia e de Minas Gerais. Nos estados do Acre, Amazonas e Pará, comunidades de extrativistas e comunidades ribeirinhas remotas também foram eletrificadas com sistemas FV isolados. Vale notar que o programa PROINFA, introduzido em 2001 para incentivar a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, não incluiu entre suas alternativas a geração elétrica a partir da energia solar (CRESESB, 2014).

A partir do ano de 2011, novos incentivos relacionados à energia solar FV foram introduzidos. A ANEEL lançou a Chamada Pública Estratégica de P&D 13/2011, denominada “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, que visou fomentar a aplicação de diversos projetos de energia solar FV. No contexto dessa chamada, dezoito projetos de geração FV com capacidades entre 0,5 MWp e 3 MWp foram selecionados, resultando numa potência total de 24 MWp.

Em dezembro de 2014, sistemas conectados à rede respondiam por aproximadamente 15 MWp (ANEEL, 2014). Todavia, este parque consiste em boa parte de sistemas de geração distribuída. Somente seis projetos apresentam uma capacidade acima de 1 MWp, totalizando uma capacidade de aproximadamente 10 MWp.

3.3.3.2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

Ao longo das décadas, uma série de tecnologias foi desenvolvida para a fabricação de células solares FV. Essas tecnologias diferem nos seus processos de produção e de desempenhos relativos à geração de energia elétrica. Desta forma, sistemas FV se distinguem em termos de custos de investimento e eficiências de geração, dependendo da tecnologia aplicada. Em sistemas centralizados, opta-se tipicamente pelas tecnologias de maior eficiência, mesmo que esses sistemas apresentem um custo de investimento maior. Neste capítulo, as tecnologias de módulos FV são descritas, indicando as tecnologias mais apropriadas para sistemas de geração centralizada e apresentando seu estado-da-arte.

Tecnologias de células FV são comumente subdivididas em três categorias, sendo essas células de primeira geração, células de segunda geração e células de terceira geração. Entendem-se por células de primeira geração as células fabricadas com silício cristalino. Células de segunda geração abrangem uma série de materiais inorgânicos, tipicamente aplicados em camadas mais finas que as células de silício cristalino, denominadas assim de células de filme fino. Células de terceira geração consistem em células que aplicam materiais alternativos e camadas ativas, visando otimizar o desempenho da tecnologia FV. As células atualmente comercializadas pertencem principalmente à primeira e à segunda geração, onde as células de primeira geração respondem por quase 90% do mercado. As células de terceira geração se encontram, em sua maior parte, em estados de desenvolvimento menos avançados.

3.3.3.2.1 CÉLULAS DE SILÍCIO CRISTALINO

A primeira geração de células FV é representada por células de *wafer* de silício cristalino (c-Si). Para a aplicação em células FV, o silício precisa ter uma pureza de 99,9999% e deve receber uma dopagem com elementos que provocam a geração de um campo elétrico dentro da célula. No caso de *wafers* de silício, a dopagem ocorre tipicamente com fósforo (P) e boro (B).

Em células modernas de silício cristalino, uma série de camadas funcionais é adicionada para aumentar a eficiência da célula solar, tais como filmes de passivação e filmes antirreflexivos.

Módulos de c-Si são divididos em duas categorias principais: células monocristalinas e células policristalinas. Diferem-se na sua estrutura de cristal, e, portanto, no seu processo de produção. A produção de silício monocristalino é mais energo-intensiva, e, portanto, mais cara. Por outro lado, os módulos fotovoltaicos policristalinos têm eficiências ligeiramente inferiores às dos seus concorrentes monocristalinos. Assim, as duas tecnologias coexistem no mercado e apresentam relações custo-benefício muito próximas.

Pesquisa e desenvolvimento com relação à geração fotovoltaica com *wafers* de silício se referem ao aumento de eficiência do processo de produção e ao aumento de eficiência da célula. Relativamente ao processo de produção há de mencionar o processo de purificação de silício através da rota metalúrgica, através do crescimento de bandas diretamente de silício fundido e a reciclagem de serragem de silício. Para o aumento da eficiência da célula, conforme IRENA (2013) e FVEE (2013), as pesquisas focam especialmente:

- na redução de perdas nos eletrodos por camadas de passivação,
- na estruturação de superfície para maximizar a absorção de luz solar,
- na redução da espessura da célula para reduzir a resistência elétrica da mesma, e
- no desenvolvimento de uma célula que permita a aplicação de todos os contatos elétricos na parte traseira para evitar o sombreamento por contatos.

Estima-se que o máximo de eficiência que pode ser alcançado com células fotovoltaicas de silício cristalino se encontra em torno de 29% (IRENA, 2013). No longo prazo, espera-se que células comerciais de silício monocristalino cheguem a obter eficiências de 25%, e células de silício policristalino, 21%.

Atualmente, células de silício cristalino representam a tecnologia mais aplicada em sistemas de geração FV. Aproximadamente 40% da capacidade instalada acumulada consiste em células monocristalinas e 40% em células policristalinas (CRESESB, 2014).

3.3.3.2 CÉLULAS INORGÂNICAS DE FILME FINO

Células de materiais inorgânicos de filme fino fazem uso de um leque de materiais semicondutores. Trata-se geralmente da combinação de diferentes materiais, que podem ser aplicados em camadas mais finas por apresentarem taxas de absorção maiores que as do silício. As camadas apresentam espessuras da ordem de somente 1 micrômetro e se diferem nos processos de produção de células de wafer de silício. A grande vantagem das células de filme fino se encontra na redução considerável de materiais semicondutores.

Uma tendência importante nas células de filme fino é a aplicação de heterojunções e junções múltiplas de semicondutores, aplicando várias camadas de semicondutores simples (p.e. a-Si:H) ou mistos (p.e. CuInGaSe). Desta forma, uma célula FV apresenta vários *Energy Gaps*²⁷ e pode absorver uma quantidade maior de fótons.

Módulos comercializados alcançam eficiências típicas em torno de 10%. Todavia, esperam-se aumentos de eficiência para até 15% em 2030, através de avanços tecnológicos (IRENA, 2013).

Esforços de P&D focam em materiais com maior taxa de absorção de luz, substratos de alta estabilidade, novas tecnologias de deposição (p.e. *plasma enhanced chemical vapour deposition*, *PECVD*, *metalorganic chemical vapour deposition* - *MOCVD* ou epitaxia por feixe de molecular), e tecnologias de produção de baixo custo (p.e. *coating R2R*, *sputtering*, *packaging*).

Outra vertente importante na área de filmes finos consiste na substituição de materiais raros, por exemplo Índio e Telúrio, e de materiais tóxicos, especialmente o Cádmio. Neste contexto são desenvolvidas as células CZTS, por exemplo, onde Índio e Gálio são substituídos por Zinco e Estanho.

3.3.3.2.3 CÉLULAS ORGÂNICAS E DE CORANTES

Células orgânicas (*organic photovoltaic cells* - OPV) e células com corantes (*dye sensitized solar cells* – DSSC) consistem em semicondutores a base de carbono. Estes semicondutores são materiais de custo muito baixo, que combinam as características elétricas de semicondutores com as propriedades de plásticos comuns, tais como a baixa densidade, a processabilidade e a flexibilidade de síntese (CGEE 2011). Os DSSC funcionam através de uma reação química de oxidação-redução. Essas

²⁷ O comportamento de uma célula FV depende fortemente de uma grandeza chamada de *Energy Gap* ou *Band Gap*. O *Energy Gap* descreve a diferença do nível energético de elétrons no estado normal e no estado excitado do semicondutor e, portanto, da energia necessária para a excitação do elétron. Essa energia é aportada através da radiação solar. Todavia, somente uma parte da radiação solar pode ser aproveitada, pois a radiação solar consiste em raios eletromagnéticos que abrangem um amplo espectro de comprimentos de onda e a quantidade de energia que é transmitida na radiação solar depende do comprimento de onda. Uma célula fotovoltaica pode se aproveitar somente daquela parte da radiação que possui um nível energético maior que o *Energy Gap*.

células combinam materiais orgânicos e inorgânicos e consistem num líquido eletrólito (geralmente composto de um sal de iodo) enclausurado entre vidros.

Em laboratório, eficiências de 8% – 12% têm sido atingidas, enquanto que módulos fabricados em condições industriais operam com eficiências da ordem de 4%.

Relativamente às células orgânicas, os focos de P&D se referem ao aumento de tempo de vida dos materiais fotoativos e ao aumento de eficiência através de novos materiais e combinações de materiais (também inorgânicos) em células híbridas e células de multi-junção, que permitem o aproveitamento da luz solar num espectro maior. Um critério relevante para o desenvolvimento de novos materiais consiste na sua aptidão para a produção em massa e sua estabilidade (FVEE, 2010).

3.3.3.2.4 CÉLULAS DE CONCENTRAÇÃO

Células de concentração (*concentrating photovoltaics* - CPV) aplicam um sistema de concentrador ótico que foca a radiação solar direta numa pequena célula fotovoltaica de alta eficiência. Em plantas de demonstração se utilizam tipicamente módulos de silício monocristalino de alta eficiência com concentradores de baixa (2 – 100 sois²⁸) e média (100 – 300 sois) concentração. Concentradores fortes (> 250 sois) se utilizam tipicamente de células de junções múltiplas. Essas células são geralmente mais caras que as células convencionais. Todavia, através do aumento significativo de eficiência, o aumento do custo da célula pode ser (parcialmente) contrabalançado quando se observa o custo nivelado da energia produzida.

Como já mencionado na descrição de células de filme fino, uma tendência importante consiste na aplicação de heterojunções e junções múltiplas de semicondutores, aplicando várias camadas de semicondutores para aumentar o espectro de radiação solar que pode ser transformado em energia elétrica.

Entre as tecnologias de terceira geração esta tecnologia representa a mais madura. No final do ano 2013 mais de 165 MW de sistemas FV de concentração se encontravam em operação, tendo a China e os EUA como atores principais neste segmento de mercado (REN21, 2014).

O P&D se foca na redução de custos através da aplicação de novos materiais para as células fotovoltaicas e variações nos concentradores. Visa-se a aplicação de células de junção múltipla com eficiências da ordem de grandeza de 35% ou mais. P&D com relação a sistemas de concentração trata de lentes e de sistemas de reflexão e refração. Ademais, fatores altos de concentração requerem alta precisão nos sistemas de acompanhamento de radiação e de remoção de calor.

²⁸ A intensidade de luz numa célula solar é medida em *suns*, onde um sol (ou *sun*) corresponde à iluminação padrão de AM1.5, ou 1 kW/m²

A Tabela 38 resume o estado da arte de tecnologias já comercializadas ou próximas à comercialização, indicando eficiências típicas, eficiência máxima e capacidades instaladas.

Tabela 38 - Eficiência, tempo de vida e estado de desenvolvimento das tecnologias FV

Tecnologia	Eficiência comercial do módulo (%)	Eficiência máxima de laboratório (%)	Capacidade instalada em 2012 (MWp)
Mc-Si ¹	13 – 19	25	~40.000
Pc-Si ²	11 – 15	20	~40.000
r-Si ³	4 – 8	20	-
a-Si ⁴	7 – 9	10	< 4.000
CdTe ⁵	10 – 11	18	< 3.000
Cl(G)S ⁶	7 – 12	20	< 2.000
GaAs ⁷	-	29	< 2.000
InGaP/GaAs/InGaAs ⁸	-	38	< 2.000
CPV ⁹	20 – 25	40	165
OPV ¹⁰	~4	11	30
DSSC ¹¹	-	12	5

¹Silício Monocristalino; ²Silício Policristalino; ³Silício Ribbon; ⁴Silício amorfo; ⁵Telureto de Cádmio; ⁶Seleneto de Gálio; ⁷Arsenieto de Gálio; ⁸Tripla junção Fosfeto de Gálio Índio/Arsenieto de Gálio/Arsenieto de Gálio Índio; ⁹Concentrador fotovoltaico; ¹⁰Célula Fotovoltaica orgânica; ¹¹Célula solar sensibilizada por corante

Fonte: Adaptado de Green em CRESESB (2014), IRENA (2013), PWC (2010), EPIA (2013).

3.3.4 SOLAR TÉRMICO (CSP)

3.3.4.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

As usinas termoelétricas heliotérmicas, ou de concentração solar (CSP), concentram a irradiação solar direta normal (DNI) sobre um receptor, localizado no foco do concentrador, para o aquecimento de um fluido que, posteriormente, fornece o calor necessário para um ou mais de um ciclo termodinâmico de potência (Rankine, Brayton, Stirling e ciclos combinados). Em aplicações que demandem temperaturas mais elevadas é preciso o uso de coletores concentradores, que possuem em geral uma superfície refletora (espelho) com forma parabólica que direciona a irradiação direta incidente a um ponto focal, onde está instalado um receptor pelo qual escoar o fluido absorvedor de calor (KALOGIROU, 2009).

Os concentradores captam a irradiação solar direta com diferentes fatores de concentração segundo o tipo de superfície de captação do fluxo solar e da geometria. A superfície do receptor é revestida por uma cobertura com alta absorvância à radiação solar e baixa emitância para radiação térmica (infravermelho) (PALGRAVE, 2008; KALOGIROU, 2009).

Um coletor solar é formado pelo conjunto de concentrador e receptor, e existem diversas geometrias e configurações. Em relação aos receptores, estes podem ser móveis ou fixos. No primeiro caso é mais fácil o transporte do fluido de transferência de calor a altas temperaturas até o bloco de potência, pela proximidade entre os dois pontos. Já no segundo caso, os mesmos se deslocam conjuntamente com o sistema coletor ao longo do dia.

Por sua vez os focos são classificados como lineares e pontuais. O foco linear implica que o coletor seguirá o sol ao longo do dia usando um único eixo de rotação no plano horizontal, focando desta forma a irradiação sobre uma linha. O foco pontual é conseguido devido ao acompanhamento do sol por parte do coletor usando dois eixos de rotação, refletindo assim a irradiação incidente sobre um ponto, onde é instalado o receptor. Os sistemas com focos pontuais permitem, em geral, atingir temperaturas mais elevadas.

Atualmente, no Brasil, existem três projetos em fase de implementação e um em fase de operação. Os projetos em fase de implementação são:

- o Projeto CSP térmico que consiste na implantação de uma linha de geração direta de vapor para uso industrial durante a fabricação de pneus na Pirelli²⁹, cujo campo solar terá uma superfície espelhada de aproximadamente 2.400 m² dentro da área da fábrica de Feira de Santana, e a potência de pico do equipamento poderá chegar a 1,4 MWt;
- A usina Coremas, CSP de cilindro parabólico e hibridizada com biomassa residual, anunciada em 2011 no Município de Coremas, no Estado da Paraíba, na qual a potência a instalar equivale a 50 MWe, sendo que pretendem-se usar restos de coco para hibridizar a usina CSP, representando aproximadamente 18 MW;
- A usina CSP de cilindro parabólico de 1 MWe a ser construída em Petrolina (PE), a qual teve seu projeto proposto pelo (CEPEL) em 2010, e financiado pela FINEP em 2012, com o valor de 18 milhões de reais;
- e o Projeto CSP para geração de calor de processo instalado na indústria Kraft Food, que opera desde 2012 em Recife e consiste em um sistema CSP que entrega calor para os processos de cozinha, limpeza, secagem e pasteurização de sucos de fruta, biscoitos e balas.

Adicionalmente, desde 2002 uma parceria entre a CEMIG e o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG) investe em P&D em CSP e em 2008 foi concluída uma planta

²⁹ Neste caso, usam-se coletores solares para geração de vapor de qualidade, mas não se utiliza este vapor para geração elétrica. Logo, não se trata exatamente de um projeto CSP, como os analisados neste documento.

experimental de cilindro-parabólico que foi doada ao CEFET-MG (CEFET-MG, 2008 e CEFET-MG, 2012).

Por fim, diversas pesquisas foram realizadas com o objetivo de avaliar a competitividade econômica da eletricidade gerada numa planta CSP frente a outras fontes que compõem a matriz elétrica brasileira. MALAGUETA et al. (2013, 2014) verificaram que, mesmo simulando plantas CSP em cenários alternativos onde há incentivos para CSP, a eletricidade que as plantas CSP poderiam produzir seria sempre mais cara do que a oferecida por outras alternativas de geração de eletricidade. MALAGUETA et al. (2012) analisaram a hibridização a gás natural (GN) de usinas CSP na bacia do Rio São Francisco –Bahia. Porém, uma maior participação de GN na hibridização de usinas CSP, embora logre antecipar a entrada desta tecnologia no Brasil, contradiz uma das próprias razões de ser das fontes de energia renovável: a não emissão de GEEs. SORIA (2011) simulou plantas de cilindro parabólico de 100 MWe hibridizadas com bagaço de cana de açúcar no estado de Mato Grosso do Sul, onde ainda há bagaço sem usos, e o resultado mostrou que seria possível gerar eletricidade com um custo nivelado de energia³⁰ (*levelized cost of electricity* – LCOE) de 19,72 ctv. US\$/kWh, porém, este custo, embora menor do que os anteriores, ainda não é suficientemente baixo como para concorrer com o de outras fontes renováveis. SORIA et al. (2014) analisam outras possibilidades que diminuam o custo da energia elétrica produzida com CSP no Brasil, especificamente, analisaram a opção de usinas CSP operando com hibridização a base de madeira de Jurema-preta em “regime suplementar” na região nordeste do Brasil, e os resultados mostram que é possível ter uma usina CSP de 30 MWe, hibridizada com Jurema-preta, operando na região nordeste do Brasil, que produza eletricidade ao longo do ano majoritariamente a partir da energia solar e com um LCOE menor que o valor de benchmarking (11,4 ctv. US\$/kWh).

3.3.4.2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

Nesta seção serão analisadas as melhores tecnologias disponíveis para a tecnologia CSP. Logo, será apresentado o estado da arte com relação ao campo solar, que pode ser com coletores de cilindro parabólico e receptores lineares; ou, com heliostatos cujo ponto focal está no alto de uma torre solar. Para as duas tecnologias apresenta-se também o estado da arte da tecnologia de armazenamento de calor (tipo de sistema e médio de armazenamento de calor) e do sistema de troca de calor (entre o calor ganho pelo fluido que circula no campo solar e o calor requerido pelo fluido usado no ciclo de potência).

³⁰ É calculado contabilizando todos os custos esperados ao longo da vida de uma usina, incluindo construção, financiamento, combustível, manutenção, impostos, seguros, incentivos e inflação. O valor total é dividido pela quantidade de eletricidade produzida durante a vida útil do sistema.

3.3.4.2.1 CILINDRO PARABÓLICO

O cilindro parabólico é o tipo de tecnologia CSP mais difundida no mundo, representando 86% da potência instalada em operação.

O mesmo possui foco linear e os espelhos côncavos são distribuídos no campo solar em filas paralelas; os mesmos rastreiam o sol em apenas um eixo, podendo ser este o eixo leste-oeste ou norte-sul. Cada um deles traz suas vantagens e desvantagens. Quando o rastreamento se dá no eixo leste-oeste, a vantagem decorre do fato de os espelhos se movimentarem pouco durante o dia e ficarem diretamente voltados para o sol de meio dia. O rastreamento norte-sul não fica voltando para o sol de meio dia, porém recebe mais radiação no início do dia e no fim de tarde (MALAGUETA, 2013).

O fluido de trabalho mais utilizado neste tipo de tecnologia é um óleo sintético que trabalha na faixa de 300°C – 400°C. A tecnologia de armazenamento de calor mais comum usada em plantas de cilindro parabólico baseia-se em um sistema de tanques, trocadores de calor, fluido de transferência de calor, meio de armazenamento de calor e um sistema de controle apropriado.

O uso de sais fundidos, tanto no campo solar quanto no sistema de armazenamento térmico, elimina a necessidade de trocadores de calor caros e diminui os custos da planta (NREL, 2010a). Contudo, os sais fundidos congelam-se a temperaturas relativamente altas, de 120 – 220 °C, indicando que devem ser tomadas precauções especiais (penalidade energética) para evitar que isso aconteça no interior da tubulação ao longo da noite (NREL, 2010a).

O limite superior de temperatura dos sais fundidos, ainda hoje em pesquisa, é 600 °C, temperatura que permitirá a operação de turbinas de vapor supercríticas ou inclusive ciclos combinados (ISCC³¹) (ARVIZU et al., 2011). A usina “*Solana Generating Station*” de 280 MWe, no Arizona - Estados Unidos, que entrou em operação em 2013, é a maior do mundo. Ela foi projetada para 6 horas de armazenamento de calor usando sais fundidos num sistema de armazenamento de calor indireto³².

A Tabela 39 apresenta o estado da arte no mundo com relação ao tamanho de novas usinas CSP de cilindro parabólico e à capacidade de armazenamento de calor (*Heat Transport Subsystem* – HTS) (medida em horas de operação a plena carga).

³¹ ISCC: Integrated Solar Combined Cycle

³² Num circuito primário circula um fluido de transferência de calor (óleo sintético, água, etc.) elevando a temperatura no campo solar, para, então, passar por um trocador de calor onde os sais fundidos que circulam num circuito secundário recebem calor, sendo armazenados por várias horas.

Tabela 39 - Projetos CSP de cilindro parabólico de grande potência e/ou grande capacidade de armazenamento de calor

Projeto	País	Cap. (MW)	HTS (h)	Estado
Ilanga	África do Sul	100	4,5	Desenvolvimento
Ilanga II	África do Sul	100	4,5	Planejado
KaXu Solar One	África do Sul	100	3	Construção
Xina Solar One	África do Sul	100	5	Desenvolvimento
Bokpoort	África do Sul	55	9,3	Construção
Enerstar María Elena ISCC	Chile	170	12	Anunciado
Pedro de Valdivia 1 (Phase I)	Chile	90	2,6	Anunciado
Pedro de Valdivia 2 (Phase I)	Chile	90	2,6	Anunciado
Pedro de Valdivia 3 (Phase II)	Chile	90	2,6	Anunciado
Pedro de Valdivia 4 (Phase II)	Chile	90	2,6	Anunciado
Gansu SETC	China	100	n.d.	Planejado
Inner Mongolia	China	550	n.d.	Anunciado
Ningxia ISCC	China	100	n.d.	Anunciado
Sichuan Abazhou	China	100	n.d.	Anunciado
Xinjiang projects	China	337	n.d.	Anunciado
Kuraymat ISCC	Egito	20	0	Operação
Shams 1	EAU	100	0	Operação
Mojave Solar Project	Estados Unidos	280	0	Construção
Genesis Solar 1	Estados Unidos	125	0	Operação
Genesis Solar 2	Estados Unidos	125	0	Operação
Mojave Solar Project	Estados Unidos	280	0	Construção
Solana	Estados Unidos	280	6	Operação
Diwakar	Índia	100	4	Construção
KVK Energy Ventures	Índia	100	4	Planejado
Guajarat Solar One	Índia	28	9	Operação
Ashalim Plot A (Negev Energy)	Israel	110	4,5	Desenvolvimento
Shneur	Israel	120	n.d.	Planejado
Noor I	Marrocos	160	3	Construção
Noor II	Marrocos	200	5	Desenvolvimento
Airlight Energy Ait Baha Plant	Marrocos	3	12	Construção

Nota: n.d. significa que a informação não está disponível.

Fonte: CSP TODAY (2014); CSP WORLD (2014); ENERSTAR (2014); NREL (2014a); PHILIBERT (2014).

O armazenamento de calor por 6 – 7,5 horas já é hoje um fato para usinas de cilindro parabólico. Isto as permite atingir fatores de capacidade da ordem de 36 - 41% (ARVIZU et al., 2011; VIEBAHN et al., 2008).

De qualquer forma, o armazenamento térmico não pode suprir o papel do sistema de back-up para os dias nos quais a irradiação direta não é suficiente para operar o campo solar (ARCE et al., 2011). Porém, é difícil achar informação com relação à capacidade nominal deste sistema nas plantas em operação atualmente no mundo.

O estado da arte da tecnologia CSP com cilindro parabólico descreve custos de capital típicos na faixa de 4,4 – 9,5 US\$/W, custos de O&M na faixa de 11 -25 US\$/MWh e LCOE na faixa de 0,17 – 0,29 US\$/kWh, dependendo da quantidade de armazenamento de calor, do tipo de hibridização e da irradiação DNI do lugar.

Schaeffer et al. (2015) indicam custos por capacidade instalada de 9.538 US\$/kWe e um custo de abatimento, em 2050, de 621 US\$/tCO_{2e} para planta heliotérmica de cilindro parabólico, de 50 MWe e 7,5 h de armazenamento térmico, a partir de sistema de dois tanques usando sais fundidos, e com sistema de back-up a gás natural, considerando a implementação da mesma no de 2014.

Para usina de cilindro parabólico de 100 MWe, com 12 horas de armazenamento de calor em sistema de dois tanques usando sais fundidos, e sistema de back-up a gás natural cuja capacidade é inferior a 25% da potência nominal do bloco de potência, o estudo indica custo por capacidade instalada de 9.212 US\$/kWe e custo de abatimento de 301 US\$/tCO_{2e} em 2050, com a implementação da mesma no ano de 2020.

3.3.4.2.2 TORRE SOLAR

A tecnologia de receptor central (torre solar) possui uma vantagem termodinâmica em relação à tecnologia de cilindro, uma vez que ela atinge maiores temperaturas em seu receptor, alcançando, assim, maior exergia³³. Neste caso, são utilizadas três possibilidades de fluidos de trabalho: vapor, sais fundidos e ar.

Os sais fundidos são uma alternativa para provocar o aumento da temperatura de trabalho, pois os eles conseguem trabalhar em temperaturas de até 600°C, porém apresentam altos pontos de fusão, 220°C (PACIO et al., 2013), o que acarreta uma baixa eficiência do ciclo termodinâmico, além do risco de solidificação do mesmo.

A geração direta a partir do vapor (*Direct Steam Generation* – DSG) traz como vantagem um arranjo mais simples, não necessitando de trocadores de calor o que diminui o preço de construção da planta.

³³ É o trabalho máximo que pode ser obtido através do processo mais adequado de um sistema que se encontre em um estado inicial até que atinja o estado final, caracterizado pelo equilíbrio termodinâmico com o ambiente.

Este arranjo, porém, traz como desafio o desenvolvimento de materiais que suportem as altas pressões atingidas pelo vapor, além dos desafios provenientes do escoamento multifásico.

A utilização de ar como fluido de trabalho também é uma alternativa para o aumento da temperatura de trabalho; em Jülich, esta temperatura é de 700°C (HENNECK et al., 2008). O ar, porém, possui uma desvantagem: a baixa capacidade térmica. Sendo assim, transporta pouco calor, o que compromete sua performance como fluido de transferência de calor (*Heat Transfer Fluid* - HTF).

A torre Gemarsolar foi a primeira planta CSP a operar por 24 horas consecutivas. Ela possui armazenamento de 15 horas, operando a turbina à plena carga (LILLIESTAM et al., 2012). Sendo assim, a tecnologia de torre solar com armazenamento térmico se mostra uma opção para que a tecnologia CSP seja uma usina de base.

Schaeffer et al. (2015), com base em NREL (2014) indicam custos diretos de capital de 15 US\$/m² para melhorias do terreno, 180 US\$/m² para o campo solar, 27 US\$/kWht para armazenamento de calor, 1200 US\$/kWe para bloco de potência, e 350 US\$/kWe para balanço da planta. O estudo ainda aponta custos fixos de O&M por capacidade de 65 US\$/kW/ ano e custos variáveis de O&M por geração de 4 US\$/MWh.

Ainda de acordo com o estudo, considerando-se uma usina de torre solar com potência de 30 MWe, com 12 horas de armazenamento de energia em um sistema ativo e direto³⁴, o custo por capacidade instalada seria de 10.273 US\$/kWe, e o custo de abatimento da usina seria de 793 US\$/tCO_{2e} no ano de 2050, com sua construção em 2014.

3.3.4.2.3 PLANTAS HÍBRIDAS

A hibridização permite que a planta solar possa também operar usando parcialmente combustível de *back-up* (NREL, 2005). A hibridização pode ser feita com combustíveis fósseis (geralmente com gás natural) ou não fósseis (biomassa ou biogás) (ARVIZU et al., 2011), e visa ao controle do despacho da planta e mesmo ao incremento do seu fator de capacidade (ARVIZU et al., 2011; FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010).

O consumo de combustíveis de *back-up* em quantidades consideráveis (mais do que 25% do total de energia primária que entra na planta) tem como objetivo a geração de energia elétrica durante horas da noite, horários de pico ao longo do dia, dias nublados e, além disso, visa ajustar a quantidade de energia fornecida segundo a demanda “instantânea” do sistema, melhorando assim as propriedades de despachabilidade e o fator de capacidade (IEA, 2008; IEA, 2010; FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010; NREL, 2005; entre outros). Por outro lado, o consumo de combustível de *back-up* em quantidade baixa

³⁴ Sistema ativo é aquele em que a troca entre o HTF e o fluido de armazenamento se dá em um trocador de calor através de convecção forçada. O armazenamento direto utiliza o mesmo fluido de trabalho como HTF e fluido de armazenamento.

(aproximadamente 2% do total de energia primária que entra à planta) procura manter a temperatura mínima no sistema térmico da planta, evitando que o fluido de transferência de calor (água, óleo sintético, etc.) se congele durante a noite e em dias frios (IEA, 2010; NREL, 2005; LARRAÍN et al., 2010; FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010; entre outros).

Quando o objetivo é a geração de energia elétrica, existem duas configurações para a operação do sistema de hibridização: o modo de operação de mínimo nível de *back-up* e o modo de operação suplementar. No primeiro caso, o sistema de hibridização se ativa quando o calor gerado no campo solar não é suficiente para operar a turbina à plena carga. No segundo caso, o sistema opera permanentemente de forma a atender, na caldeira suplementar, o mínimo do calor requerido pela turbina a vapor.

A hibridização com gás natural, por exemplo, tem um tempo de resposta rápido com relação à mudança da quantidade de energia demandada, neste caso o modo de operação pode ser de “mínimo nível de *back-up*”. Já a hibridização com biomassa deve operar no modo “operação suplementar”, devido a sua menor flexibilidade (caldeiras a biomassa).

De acordo com cálculos realizados em Schaeffer et al. (2015), uma planta hibridizada com biomassa de 30 MW teria um custo por capacidade instalada de aproximadamente 5 mil US\$/kWe e um custo de abatimento de 145 US\$/tCO_{2e}.

3.3.5 BIOELETRICIDADE

A presente seção abordará a produção de eletricidade a partir de resíduos de madeira, capim elefante, óleo de palmiste, casca de arroz e bagaço de cana.

3.3.5.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

No início de 2014, o uso de biomassa respondia por 9% da potência instalada no Brasil, totalizando 11.579 MW. Mais de 80% da mesma se originou no uso do bagaço de cana, que é um resíduo da produção de açúcar e etanol. Em segundo lugar, com 14%, está o licor negro, resíduo da produção de papel e celulose, seguidos por resíduos de madeira, que participaram com cerca de 3% da capacidade instalada. As demais fontes consistiam em outros resíduos (biogás e casca de arroz), e em algumas biomassas derivadas de cultivos energéticos (capim elefante, carvão vegetal e óleo vegetal de palmiste).

As plantas de maior porte são tipicamente plantas que operam com resíduos agroindustriais, isto é, bagaço de cana e licor negro. Plantas de bagaço de cana alcançam capacidades de até 130 MW, enquanto empreendimentos a base de licor negro atingem até 230 MW. As demais biomassas são aplicadas em plantas de porte substancialmente menor. Plantas de capim elefante e de resíduos de madeira apresentam portes médios de 16 MW e 8 MW, respectivamente. Outras biomassas são utilizadas em empreendimentos de pequenas capacidades, na média entre 2 MW e 7 MW.

Observando-se os empreendimentos em construção, percebe-se um deslocamento na participação das diferentes biomassas. Do total de 256 MW que se encontravam em construção, o bagaço de cana respondia por 55,5% do total, enquanto o restante era distribuído entre resíduos de madeira (23,5%) e capim elefante (21,0%). O porte médio das plantas novas de bagaço de cana atingia aproximadamente 70 MW, enquanto o porte médio das usinas que iriam operar com capim elefante e com resíduos de madeira chegaria a 18 MW e 15 MW, respectivamente.

Quanto às tecnologias aplicadas, observa-se a predominância de uso de biomassas lignocelulósicas em caldeiras de combustão. Somente o biogás e o óleo de dendê representam combustíveis não lignocelulósicos. A geração de energia elétrica a partir destes combustíveis ocorre tipicamente em empreendimentos de pequeno porte, através de motores a combustão interna.

A seguir são descritos em maiores detalhes o uso de cada tipo de biomassa para a produção de eletricidade.

3.3.5.1.1 RESÍDUOS DE MADEIRA

No ano de 2014 existiam quarenta e seis empreendimentos à base de resíduos de madeira no Brasil, totalizando aproximadamente 370 MW de potência instalada. O setor se compunha de alguns empreendimentos de grande porte e uma série de usinas pequenas de autoprodução, sendo que nenhuma das unidades ultrapassava 10 MW. Desta forma, conforme dados publicados pela Aneel (2014), as cinco maiores plantas respondiam por quase 50% da capacidade instalada.

Resíduos de madeira podem derivar de diferentes segmentos do setor florestal. No uso de madeira ocorrem resíduos madeireiros tanto no abate e no descascamento de madeira, quanto em diferentes passos subsequentes da cadeia produtiva de produtos madeireiros. Geralmente distinguem-se os resíduos da colheita florestal dos resíduos de processos primários e de processos secundários.

Resíduos da colheita florestal consistem em madeira e em outros produtos florestais que permanecem sem utilização definida durante o processo da exploração florestal, por limitações tecnológicas ou de mercado (galhos e ramos, parte superior da árvore, partes quebradas da árvore e toras que não atingiram dimensões mínimas de uso ou de valor comercial insuficiente que justifique a sua remoção) (NOLASCO *apud* SCHNEIDER *et. al.*, 2012). A quantidade de resíduos florestais varia tipicamente entre 10% e 20% em florestas plantadas e entre 60% e 70% em florestas naturais. O processamento primário representa a transformação inicial da tora. Nestes processos são gerados diferentes volumes e tipos de resíduos, que dependem do diâmetro das toras e do uso final das peças serradas. São classificados em serragem, cepilho ou maravalha e lenha ou cavacos (SCHNEIDER *et al.*, 2012).

3.3.5.1.2 OUTROS COMBUSTÍVEIS

Conforme informações publicadas pela Aneel (2014), há um pequeno número de empreendimentos a base de casca de arroz, de capim elefante e de óleo de palmiste. Nos casos de casca de arroz e de

óleo de palmiste, trata-se de empreendimentos de autoprodução de pequeno porte na indústria alimentar, que utilizam como combustíveis resíduos do processo produtivo. No caso do capim elefante, trata-se do uso de um cultivo energético, ou seja, de uma biomassa plantada para uso energético.

Para o uso da casca de arroz existem nove empreendimentos que totalizam uma capacidade instalada 39 MW. O uso do óleo de palmiste se restringe a uma capacidade de 4 MW, instalada em somente duas plantas. Vale notar que o óleo de palmiste é a principal biomassa líquida em uso para a geração de energia elétrica no país. Biocombustíveis líquidos, tais como biodiesel, bioóleo e bioetanol, são tipicamente utilizados no setor de transportes, devido ao maior custo de produção destes quando comparados ao custo de produção de biocombustíveis sólidos.

As plantas operando com capim elefante totalizam uma capacidade de geração de 32 MW a partir de somente duas plantas, uma de 30MW e outra de 2 MW. Outras três plantas se encontram atualmente em fase de planejamento, totalizando 54 MW.

3.3.5.1.3 BAGAÇO DE CANA

No setor sucroalcooleiro, o objetivo dos primeiros projetos de combustão de bagaço foi de produzir o vapor necessário para suprir o processo de produção de açúcar e álcool com calor e força motriz, e se desfazer, ao mesmo tempo, do resíduo gerado durante a produção. Em 1999, a desregulamentação do setor elétrico permitiu a produtores independentes de energia ter acesso à rede de transmissão e distribuição de energia elétrica. Essa possibilidade levou produtores a considerar a possibilidade de gerar excedentes de energia elétrica e exportar os mesmos para a rede elétrica.

Neste contexto, em 2010, a potência instalada nas unidades sucroalcooleiras totalizava 5.615 MW. Desse total, o montante de 3.844 MW se localizava nas unidades que já haviam se interligado à rede geral e vendiam energia, e 2.071 MW pertenciam às instalações das unidades que geram apenas para o próprio consumo. De acordo com CONAB (2011), no período da safra de 2009/2010, 393 empreendimentos se encontravam em operação, dos quais somente 111, isto é, aproximadamente 30%, praticavam a geração de excedentes de energia. Os empreendimentos restantes geravam eletricidade exclusivamente para fins de autoconsumo. Ademais, o estudo revelou que 77% do bagaço queimado era à época destinado à autoprodução.

3.3.5.2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

No Brasil já existe uma vasta experiência na área de combustão de biomassa devido às atividades do setor sucroalcooleiro. As caldeiras que foram desenvolvidas no Brasil para a combustão de bagaço de cana no setor sucroalcooleiro consistem predominantemente em caldeiras com grelha móvel, onde o combustível é injetado com o ar primário de combustão. Assim, a combustão ocorre parcialmente em suspensão e parcialmente num leito fixo, na grelha instalada no fundo da caldeira.

A tecnologia de combustão em leito fluidizado está começando a se estabelecer no Brasil. Os desenvolvimentos que tornam a combustão em leito fluidizado cada vez mais interessante para o setor são:

- o fim das queimadas no processo da colheita e introdução da mecanização do processo da colheita,
- a substituição da moenda pelo difusor para a extração do açúcar e
- a busca da continuação da operação durante o período de entressafra. Cada um desses pontos leva a alterações no combustível, comumente chamado de “novo bagaço”. Essas alterações levam o setor a cogitar substituir as caldeiras tradicionalmente aplicadas por caldeiras de leito fluidizado.

3.3.5.2.1 INTRODUÇÃO DA MECANIZAÇÃO NO PROCESSO DE COLHEITA

A introdução da mecanização no processo de colheita tem sido gradualmente implementada no Brasil, o que origina resíduos de palha (os ponteiros e as folhas) que na colheita manual eram queimados. Sendo assim, houve a necessidade de introduzir técnicas alternativas separação dos resíduos de palha e os colmos ricos em açúcares.

No corte manual, os colmos são retirados de forma inteira do campo e transportados para a usina. Para retirar as impurezas levadas do campo, consistindo em terra e restos de palha, a cana é lavada quando chega à usina. Na colheita mecanizada, por seu turno, a cana é removida com folhas e ponteiro através de máquinas especialmente desenvolvidas para este fim. A tecnologia mais aplicada no Brasil deriva de uma tecnologia australiana, que se diferencia por picar a cana direto no campo, logo após o corte (BRAUNBECK ET AL. 2005). No processo de picagem, palhas e pontas podem ser parcialmente separadas dos colmos a partir de processos de classificação por gravidade ou misturados com os colmos e levados à usina para o uso energético. No processo da colheita de cana inteira, a mesma é geralmente submetida à lavagem quando chega à usina, removendo impurezas, consistindo principalmente em terra.

3.3.5.2.2 SUBSTITUIÇÃO DA MOENDA PELO DIFUSOR

No que diz respeito à substituição da moenda pelo difusor para a extração do açúcar, existem dois processos de extração de açúcares da cana, o processo convencional da extração do açúcar por moendas e o processo inovador da lixiviação por difusores, chamado de difusor. Do processo de moagem, o bagaço sai geralmente com uma umidade de 60%. Já o difusor provoca uma umidade de 85%. Para poder utilizar este bagaço energeticamente, um terno de moenda é adicionado ao processo, reduzindo a umidade do bagaço de 85% para 60%. Além disso, este contém geralmente mais

impurezas, sendo que, dentro do difusor, este funciona como um filtro e a maior parte das impurezas acaba sendo retida por ele.

3.3.5.2.3 CONTINUAÇÃO DA OPERAÇÃO DURANTE O PERÍODO DE ENTRESSAFRA

No que concerne à busca da continuação da operação durante o período de entressafra, devido às alterações na qualidade do combustível quando estocado para ser utilizado no período da entressafra (inclusive com perdas de poder calorífico), há uma tendência de se introduzir caldeiras de leito fluidizado no setor sucroalcooleiro. Essas caldeiras se distinguem pela sua aptidão de lidar com combustíveis heterogêneos, de baixo poder calorífico e alto teor de contaminantes (SPLIETHOFF, 2010).

No Brasil, o leito fluidizado já foi aplicado para uma série de projetos de combustão de biomassa. Em 2012, quatorze caldeiras de leito fluidizado se encontravam em operação no país, das quais a maioria operava à base de bagaço de cana (HOFFMANN, 2012). A maior caldeira possui uma capacidade de 300 MW_{th}. Empresas com atividades nessa área são a HPB (em cooperação com a Babcock&Wilcox), a Sermatec (em cooperação com a Foster Wheeler), a CBC/ Mitsubishi e a Dedini (em colaboração com a Envirotherm) (HOFFMANN, 2012).

Os sistemas aplicados em plantas de combustão de bagaço-de-cana no Brasil consistem em ciclos que operam em condições de vapor numa faixa ampla, de 20 a 100 bar e 300 a 530 °C (FILHO 2011), e com capacidades de 0,3 a 130 MW (ANEEL, 2014). Enquanto as caldeiras mais antigas operam com pressões de 20 bar, a maioria das caldeiras instaladas após 2006 operam com pressões e temperaturas em torno de 60 bar e 480°C, respectivamente. Com estas condições, o ciclo a vapor opera com uma eficiência em torno de 38%. Conforme o modelo elaborado por HOFFMANN (2013), uma planta operada com madeira atingiria uma eficiência total de 30% (base PCI). Aumentando-se a pressão para 90 bar e a temperatura 520 °C, e eficiência do ciclo a vapor chega a aproximadamente 40 %, o que leva à uma eficiência total do sistema a 32% (base PCI).

De acordo com Schaeffer et al. (2015) com base em CGEE (2009), considerando a aplicação de uma caldeira de leito fluidizado, com o uso de condições mais severas na caldeira (90 bar, 520 °C) e do co-processamento da palha (assumindo que 60% da palha permaneçam no campo), seria necessário um investimento de R\$ 303.627.776,00 especificamente devido à introdução de caldeiras de alta pressão (90 bar), à substituição da turbina de contrapressão por uma turbina de extração e condensação, e ao aumento da capacidade para o co-processamento da palha. Em relação aos custos de O&M, estes seriam de aproximadamente US\$ 125 milhões. Por fim, no que diz respeito ao custo de abatimento, o mesmo é calculado em US\$ - 28 /tCO_{2e} em 2010.

3.4 TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO (T&D)

3.4.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

3.4.1.1 SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

Os sistemas de transmissão de energia elétrica têm como objetivo transportar, com um mínimo de perdas, a energia gerada pelas centrais de geração de energia para os centros consumidores, geralmente separados por distâncias elevadas.

O segmento de transmissão brasileiro era composto por aproximadamente 120.000 km de linhas de transmissão em 2013 (ONS, 2012; SINDAT, 2013).

Neste mesmo ano existiam 77 concessionárias de serviços públicos de transmissão. As instalações com tensão abaixo de 230 kV são denominadas “Demais Instalações de Transmissão” (DIT) e também são operadas pelas empresas de transmissão (ANEEL, 2014).

A transmissão de energia elétrica se dá, basicamente, segundo duas tecnologias: FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), a qual utiliza corrente alternada e HVDC (*High Voltage Direct Current*), que utiliza corrente contínua (PINTO, 2014). A grande maioria das linhas de transmissão brasileiras são da primeira tecnologia. As linhas de transmissão de Itaipu (lado paraguaio) a Ibiúna-SP (810 km) e de Santo Antônio e Girau de Porto Velho-RO a Araraquara-SP (2.400 km) são linhas de corrente HVDC de 600 kV. As linhas de transmissão de Itaipu (lado brasileiro) de Foz do Iguaçu a Tijuco Preto-SP (910 km) são linhas de 750 kV em corrente alternada. Lembrando-se que a geração do lado paraguaio é em corrente alternada em 50 Hz e no lado brasileiro é em 60 Hz (ITAIPU, 2014).

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidroelétricas e com múltiplos proprietários. O SIN é formado pelas empresas de geração e transmissão das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2014).

3.4.1.2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A distribuição de energia elétrica é a conexão e o atendimento ao consumidor de qualquer porte e é realizada por distribuidoras de energia elétrica e por cooperativas de eletrificação rural, que são entidades de pequeno porte que transmitem e distribuem energia elétrica exclusivamente para seus associados.

O mercado de distribuição de energia elétrica é formado por 63 concessionárias, que podem ser estatais ou privadas. No primeiro caso, os acionistas majoritários são o governo federal, estadual e/ou

municipal. Nos grupos de controle de várias empresas privadas verifica-se a presença de investidores nacionais e estrangeiros (ANEEL, 2014).

Em 2014, o Brasil contava com mais de 74 milhões de Unidades Consumidoras (UC), termo que corresponde ao conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizados pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor. Do total de UCs brasileiras, 85% são residenciais (ABRADEE, 2014).

As concessionárias de distribuição de energia elétrica são empresas de grande porte que funcionam como elo entre o setor de energia elétrica e o consumidor, visto que as suas instalações recebem das companhias de transmissão o suprimento necessário ao abastecimento do país.

A tarifa de fornecimento de energia elétrica varia de acordo com o grupo de tensão de fornecimento de energia, podendo ser monômnia, ou seja, constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, ou binômnia, constituída por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável (ANEEL, 2014). Além disso, são definidos dois grupos de consumidores, os do tipo A e os do tipo B. O Grupo A é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária e tarifa binômnia. O Grupo B é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV e caracterizado pela tarifa monômnia.

A tarifa de energia elétrica compreende a geração, transmissão e distribuição, além dos encargos do setor elétrico e os tributos determinados pela lei. Os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram na conta de energia elétrica os seguintes tributos: PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente (ANEEL, 2013).

3.4.1.3 PERDAS NA TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

Em relação às perdas totais (transmissão e distribuição) de energia elétrica no Sistema elétrico nacional, observa-se que as maiores perdas se encontram nos sistemas isolados. No SIN as maiores perdas ocorrem no sub-sistema Nordeste, seguido do sub-sistema Norte e sub-sistema Sudeste/Centro-oeste. As menores perdas do SIN encontram-se no sub-sistema Sul.

As perdas totais no sistema elétrico nacional chegam a 17,5%, sendo que desse total 4,2% se situam no setor de transmissão de energia e 13,3% no setor de distribuição (IE-UFRJ, 2012).

Com mais de 120 mil quilômetros de linhas de transmissão, o país tem um nível de perdas na transmissão considerado baixo por alguns especialistas. Dos 13,3% de perdas na distribuição, 40% se originam de questões técnicas e os 60% restantes de perdas não técnicas

3.4.2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

A seguir são apresentadas as melhores tecnologias disponíveis para o setor de transmissão e distribuição de energia elétrica.

3.4.2.1 SMART GRID

Smart Grid, ou redes inteligentes, consiste na utilização de sistemas computadorizados de comunicação e controle na rede elétrica, otimizando o suprimento de energia, minimizando perdas, com capacidade de auto-recuperação, além de fornecer informações continuamente aos clientes sobre o seu consumo e a tarifa vigente (DOE, 2014).

Hoje, inúmeros países já estão modernizando suas infraestruturas de rede. Os Estados Unidos, por exemplo, lançaram um pacote de estímulos que aportará cerca de US\$ 4 bilhões, para financiar projetos de redes inteligentes. Alguns estados, como o Texas, já iniciaram a troca dos medidores e estão instalando grandes redes de telecomunicações para transporte de dados, além de estimularem a participação do consumidor com a criação de um portal na internet (MME, 2010).

A maior eficiência e controle do fluxo de energia oferecido pelas *smart grids* proporcionam um conjunto variado e abrangente de benefícios para consumidores, concessionárias de energia e para o próprio sistema elétrico como um todo. O “coração” deste sistema são os medidores eletrônicos inteligentes (*smart meters*), versões mais modernas que os medidores convencionais, que disponibilizam uma série de funcionalidades inovadoras, como o envio de eventos e alarmes, além da possibilidade de medição remota (CPFL, 2017).

Os sistemas de transmissão moderno têm se beneficiado do uso crescente de automação, particularmente com o desenvolvimento da tecnologia de sincrofasores³⁵ (que inclui unidades de medição fasorial e seus controladores), a ampliação da infraestrutura de comunicações e os dispositivos de medidas de campo (como monitores de linha), que permitem um melhor monitoramento de uma área ampla e aumentam a confiabilidade do sistema de transmissão de maior porte. Além disto,

³⁵ Um sincrofasor é uma representação fasorial de uma medição elétrica com uma estampa de tempo sincronizada por GPS e igual para todas as medições. As medições são agrupadas num dispositivo denominado concentrador de dados fasoriais. Neste concentrador são empregados algoritmos de análise que permitem utilizar esta massa de informação (comumente 30 medições por segundo) para realizar algum tipo de aplicação que aprimore o comportamento da rede como um todo. Os benefícios mais importantes que podem ser obtidos desta tecnologia são: aumento da confiabilidade da rede; diminuição da frequência, duração e extensão das interrupções de energia e seus impactos nos clientes; reestabelecimento mais rápido de interrupções de energia, e redução de custos aos operadores; melhorias econômicas, incluindo redução de custos de operação e manutenção; redução de custos por melhor utilização dos ativos e por aumento de eficiência (o que diminui a sua vez as emissões de gases de efeito estufa); melhor integração e operação da geração distribuída: renovável, não renovável e armazenamento de energia.

os dados são coletados e armazenados para planejamento posterior de modo a prever problemas no sistema e resolvê-los antes que estes gerem uma interrupção do fornecimento de energia (DOE,2013b).

Em relação aos sistemas de distribuição, a automação dos mesmos envolve a implantação de tecnologias e sistemas com objetivo de melhorar as operações do sistema de distribuição, incluindo o gerenciamento de interrupções com dispositivos de campo tais como interruptores automáticos de alimentação e religadores, capacitores automáticos e reguladores de tensão, além de diversos sensores. Estes dispositivos de campo podem trabalhar de forma autônoma ou serem monitorados e controlados via redes de comunicação ligados aos sistemas de gestão (DOE,2013b).

A implantação deste sistema para o cliente possibilita que ele compreenda melhor os perfis de consumo e, assim, gerir o consumo e os custos de energia elétrica. Estes dispositivos podem também permitir a automação de várias tarefas domésticas como programar o funcionamento de equipamentos, desligá-los quando o custo da energia for mais alto, carregar a bateria do veículo elétrico no horário de menor custo, dentre outros (KEZUNOVIC et al, 2012).

Em relação ao armazenamento de energia e a veículos elétricos, uma integração de larga escala de veículos elétricos em uma rede de distribuição proverá substancial capacidade de armazenamento de energia na mesma.

Por fim, o smart grid permite a integração das fontes renováveis à rede pública de energia elétrica pelo fato de o medidor inteligente ser bidirecional. Além disto, o recurso de microrrede ajuda na regulação da tensão e corrente, podendo inclusive realizar serviços ancilares para a rede pública. A integração com fontes renováveis auxilia na geração de energia e a microrrede permite uma melhor integração entre a geração distribuída e a rede pública, inclusive com recurso de armazenamento de energia (IRENA, 2013).

As barreiras à implementação das redes inteligentes incluem o fato de que a tecnologia não está completamente desenvolvida, os custos associados à troca dos medidores domiciliares, a necessidade de reestruturação da indústria para atender à demanda mundial e a realização de compatibilização com as tecnologias e padrões vigentes (HAMIDI et al, 2010).

3.4.2.2 SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

Os sistemas de transmissão moderno têm se beneficiado do uso crescente de automação, particularmente com o desenvolvimento da tecnologia de sincrofasores (que inclui unidades de PMU e seus controladores), a ampliação da infraestrutura de comunicações e os dispositivos de medidas de campo (como monitores de linha), que permitem um melhor monitoramento de uma área ampla e aumentam a confiabilidade do sistema de transmissão de maior porte. Além disto, os dados são coletados e armazenados para planejamento posterior de modo a prever problemas no sistema e resolvê-los antes que estes gerem uma interrupção do fornecimento de energia (DOE,2013b). Neste

contexto, a seguir são apresentadas as Melhores Tecnologias Disponíveis para o segmento de transmissão de energia elétrica.

3.4.2.2.1 SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ULTRA ALTA TENSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

A tecnologia de ponta para transmissão de energia em longas distâncias, com objetivo de reduzir ambas as perdas nos condutores, é baseada nos sistemas de transmissão em corrente contínua em ultra-alta tensão (*Ultra High Voltage Direct Current - UHVDC*). O estado da arte em linhas de transmissão corrente direta (*Direct Current – DC*) é 800 kV (HAMMOS, 2012).

Os custos de sistemas de transmissão de 600 kV e de 800 kV são apresentados na Tabela 40.

Tabela 40 - Custo de sistema de transmissão de 600 e 800 kV em corrente contínua

Tensão (kV)	Custo de instalação da linha de transmissão (Milhões US\$)	Estações conversoras (Milhões US\$)	Linhas de Eletrodo ¹ (Milhões de US\$)	Custo Total do Sistema (Milhões US\$)	Custo/km (Milhões US\$/ Km)
600	296,59	930,00	109,50	1.336,09	0,20
800	294,59	1.024,00	94,50	1.413,09	0,20

OBS: transmissão de 3.000 MW com 1.500 Km de comprimento usando cabos Joree e Trasher

¹Linhas de eletrodos de terra são linhas que mantêm a estabilidade do Sistema de Transmissão em Corrente Contínua

Fonte: Schaeffer et al. (2015) *apud* CARVALHO (2012).

3.4.2.2.2 SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ULTRA ALTA TENSÃO EM CORRENTE ALTERNADA

A tecnologia de ponta para transmissão de energia para reduzir perdas nos condutores em distâncias menores que 600 km é o sistema de transmissão em ultra alta tensão em corrente alternada (*Ultra High Voltage Alternating Current – UHVAC*).

O estado da arte em transmissão de energia elétrica em corrente alternada é de 1.200 kV, com linhas construídas na Rússia e Índia (GTR, 2014). Com o aumento da tensão de uma linha em corrente alternada de 750 kV para 1.200 kV, as perdas de energia seriam reduzidas de 10% para 7,5% da energia transportada (GTR, 2009a).

O custo por unidade de potência transmitida de um sistema de transmissão de 1.200kV é 73% do custo para transmitir a mesma potência através de um sistema de transmissão de 500 kV em corrente alternada (GTR, 2009b).

Em Schaeffer et al. (2015) utiliza-se o custo de um circuito da linha de transmissão de 500 kV apresentado no trabalho da EPE intitulado “Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão” (EPE, 2011), que trata dos custos de três linhas de transmissão para aproveitamento hidroelétrico da bacia do Rio Teles Pinto: de Parnaíta a Cláudia (300 km), de Claudia a Paranatinga (350 km) e de Paratinga a Ribeirãozinho (350 km) totalizando 980 km.

Sendo assim, a Tabela 41 apresenta os custos referentes a sistemas de transmissão de 1.200kV e 500 kV, respectivamente.

Tabela 41 - Custo de linhas de transmissão de 500 kV e 1.200 kV¹

Tensão (kV)	Potência nominal (MW)	Custo (Milhões R\$)	Milhões R\$/MW	Milhões US\$/MW	Milhões R\$/km	Milhões US\$/km
500	1.3	223.738,29	516,32	305,51	224,19	132,65
1.2	3.12	391.989,49	376,91	223,03	392,78	232,41

¹apenas linha de transmissão. Não considera as subestações.

OBS: usando condutor de fase 954 RAIL.

Fonte: EPE (2011) e GTR (2009b).

Ao se analisar a Tabela 41, pode-se observar que as linhas de 1.200 kV são caras considerando-se o transporte da mesma quantidade de energia de uma linha de 500 kV, o que acarretaria 42,9% de aumento no custo considerando-se apenas as linhas de transmissão. As linhas de 1.200 kV se tornam vantajosas apenas para o caso de transporte energias maiores suportadas pelo mesmo número de circuitos das linhas de 500 kV, podendo gerar uma economia de até 27% por MW transportado.

3.4.2.2.3 TECNOLOGIA DE SINCROFASES

A tecnologia de sincrofasores usa equipamentos de monitoramento chamados PMUs (*"Phasor Measurement Units"*) para medir os valores instantâneos de tensão, corrente e frequência em uma posição específica de um sistema elétrico de transmissão ou rede de distribuição. As medidas são obtidas em pelo menos 30 vezes por segundo e a frequência de sincronização é dada através de GPSs (*"Global Positioning System"*) (DOE, 2011).

As aplicações que utilizam os dados obtidos pelos PMUs podem ser agrupadas em três categorias: aplicações de apoio à operação em tempo real do sistema provendo ampla área de visualização, aplicações para melhorar a análise e planejamento do sistema e aplicações de controle que usam grande volume de informações em tempo real para realizar ações de controle automatizado no sistema (NERC, 2010).

Os principais benefícios provenientes da tecnologia de sincrofasores são o aumento da confiabilidade do sistema de transmissão, reduzindo a frequência e duração das interrupções e seus impactos aos clientes, as melhorias econômicas, tais como: redução de custo de operação e manutenção, redução dos custos da energia e serviço ancilares e a maior integração e operação de recursos de energia distribuída (geração e armazenamento) (DOE, 2011).

Cabe ressaltar que o sincrofasor é uma tecnologia de medição e por isto não pode diretamente reduzir as perdas de energia. Este resultado pode ser obtido integrando-o com outros equipamentos, além da análise dos dados para prever distúrbios que podem ser corrigidos antes que ocorram *"blackouts"*. Por

exemplo, as PMUs podem ser integradas com bancos de capacitores automáticos com objetivo de melhorar a regulação de tensão, como no projeto piloto da concessionária americana de transmissão NYISO (IEEE-SMARTGRID, 2014). De acordo com o relatório de 2013 do Programa de Auxílio para Investimento em Smart Grid (“*Smart Grid Investment Grant Program*”) do Departamento de Energia Americano (DOE, 2013a), a melhoria na regulação da tensão tem potencial de redução entre 1% e 2,5% da energia no horário de ponta (DOE, 2013b).

Os custos estimados para cada unidade PMU e cada unidade de concentrador de dados fasoriais (PDC) podem ser verificados na Tabela 42.

Tabela 42 - Custo dos elementos da tecnologia de sincrofasores

Tecnologia	Custo médio por unidade ¹ US\$
PMU	43.700,00
PDC	107.000,00

¹Inclui custo de projeto e instalação

Fonte: DOE (2013a).

3.4.2.3 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A automação dos sistemas de distribuição de energia elétrica envolve a implantação de tecnologias e sistemas com objetivo de melhorar as operações do sistema de distribuição, incluindo o gerenciamento de interrupções com dispositivos de campo tais como interruptores automáticos de alimentação e religadores, capacitores automáticos e reguladores de tensão, além de diversos sensores. Estes dispositivos de campo podem trabalhar de forma autônoma ou serem monitorados e controlados via redes de comunicação ligados aos sistemas de gestão (DOE, 2013b).

Um dos maiores desenvolvimentos na automação da distribuição foi o medidor inteligente (“smart meter”). O medidor inteligente tem um recurso muito útil que é a mudança na direção do fluxo de energia, permitindo, assim, a geração distribuída e a integração de micro redes à rede elétrica (KEZUNOVIC et al, 2012).

O sistema de medição inteligente também deve ser integrado com o sistema de gestão de interrupção da concessionária, podendo ser usado em conjunto com um sistema de informações geográficas (SIG) para identificar o local da interrupção. Deste modo é possível acelerar o tempo de resposta e de recuperação, além de reduzir o número de deslocamentos de veículos o que também reduz os custos da distribuidora (DOE, 2013b).

A seguir são apresentadas as Melhores Tecnologias Disponíveis para o segmento de distribuição de energia elétrica.

3.4.2.3.1 CENTRO DE MEDIÇÃO E MEDIDORES INTELIGENTES

O Sistema de *Smart Grid* para a distribuição é composto de um Centro de Medição, medidores de energia elétrica e pela infraestrutura de comunicação.

O Centro de Medição, localizado na distribuidora de energia, tem toda a inteligência do contato entre a distribuidora e o consumidor, como a solicitação de leitura das informações de medição; envio de comandos de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia e pela análise das informações de leitura. Além disto, ele também realiza funções de monitoramento e gerenciamento como armazenamento dos dados de medição, monitoramento de processos; previsão de falhas em equipamentos (transformadores, medidores, interfaces de comunicação), entre outros (MME, 2010).

De acordo com o relatório de 2013 do Programa de Auxílio para Investimento em *Smart Grid*, já citado anteriormente, a automação do setor de distribuição trouxe os seguintes benefícios: redução de 30% no indicador de frequência de interrupção do sistema (SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*); redução média de 26% no indicador de duração média de interrupção do sistema (SAIDI – *System Average Interruption Duration Index*); e a redução do consumo de ponta em mais de 30%. Em relação ao último ponto, a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* – IEA) apresenta valores de redução no consumo da ponta entre 8 e 25, e isto se deve principalmente ao fato de, no caso americano, a tarifa ao consumidor final ser diferenciada de acordo com o horário do consumo (IEA, 2011).

Os custos da tecnologia de *smart grid* para a unidade de consumo são apresentados na Tabela 43.

Tabela 43 - Custo de elementos da tecnologia de Smart Grid para unidade de consumo

Equipamento	Custo por unidade ¹ (US\$)
Medidor inteligente	179,58
Console do Consumidor	441,41

¹Inclui custo de projeto e instalação

Fonte: DOE (2013b).

3.4.2.3.2 ATUALIZAÇÃO DO PARQUE DE TRANSFORMADORES

Apesar de não ser considerada uma tecnologia de ponta, a substituição de transformadores antigos reduziria as perdas do setor de distribuição, pois estima-se que 40% das perdas técnicas da distribuição são devidas a transformadores antigos e sobrecarregados (PROCOBRE, 2009).

Uma solução que está sendo adotada pelas distribuidoras Eletropaulo, CEMIG e a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) é a substituição de transformadores convencionais por transformadores a óleo vegetal, o que aumenta a vida útil do transformador, tem maior tolerância a sobrecargas, além de o óleo vegetal ser biodegradável (excluindo-se o aditivo), e não ser inflamável podendo ser usado até em recintos fechados (ELETROPAULO, 2012; CEMIG, 2014).

No caso da CEMIG, o projeto é em parceria com a empresa ABB de transformadores e usa o aditivo NOMEX, o que proporciona um ganho de até 40% na capacidade de transformação, permitindo construir novos transformadores menores e mais leves, reduzindo custos e facilitando a instalação (CEMIG, 2014).

3.5 SÍNTESE DE OPÇÕES DE MITIGAÇÃO

O quadro abaixo sintetiza as opções de mitigação elencadas neste estudo com base no estudo “Opções de Mitigação de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chaves do Brasil³⁶”. A análise da penetração dessas opções no sistema elétrico brasileiro depende de como se dará a expansão do setor elétrico brasileiro dentro do horizonte de projeção do estudo PMR-Brasil. Para tanto, é necessária uma modelagem integrada do sistema energético e da economia brasileira, que faz parte dos objetivos do Componente 2 do projeto PMR-Brasil. Note-se aqui que o desenvolvimento de uma curva de custo marginal de abatimento setorial levaria a imprecisões associadas a não aditividade entre as opções de mitigação, a inconsistências com cenários de preços de combustíveis, assim como a inconsistências com cenários de evolução da economia brasileira e dos demais setores energéticos.

Tabela 44: Síntese das opções de mitigação - Energia Termoeletrica

	Medida	CAPEX (US\$/kW)	OPEX (US\$/kW-ano)	Observação	Cenário
Carvão Nacional	Instalação de caldeiras supercríticas com condições de vapor de 240 bar e 590 °C na entrada da turbina - carvão nacional de minas a céu aberto	3250	17 (minas a céu aberto) 45 (minas subterrâneas)	Reduz a taxa de emissão em 8%	Caldeiras FBC/ Dados de custos e emissões para as opções tecnológicas de UTEs da geração 2020-2030/ Eficiência de 37% na geração elétrica.
	Co-combustão de 30% de biomassa em base energética - carvão nacional de minas a céu aberto	3000	29 (minas a céu aberto) 50 (minas subterrâneas)	Reduz a taxa de emissão em 5%	

³⁶ Schaffer, R.; Szklo, A.; Lucena, A.; Costa, I.; Rochedo, P.; Império, M.; Guedes, F.; Pereira, J.; Hoffmann, S.; Mahecha, R. E. G.; Nogueira, L. P. P.; Soria, R.; Milani, R.; Oliveira, I. A.

Um detalhamento completo das premissas se encontra disponível na seção 2.2.3.1. Descrição e Parâmetros das MTD para Abatimento das Emissões (pág. 71), disponível no relatório “Modelagem Setorial de Opções de Baixo Carbono para o Setor de Termelétricas e Termonucleares (MCTIC, 2017).

	Medida	CAPEX (US\$/kW)	OPEX (US\$/kW-ano)	Observação	Cenário
Carvão Importado	Instalação de caldeiras supercríticas com condições de vapor de 240 bar e 590 °C na entrada da turbina	2750	33	Reduz a taxa de emissão em 8%	Caldeiras PCC/ Dados de custos e emissões para as opções tecnológicas de UTEs da geração 2020-2030/ Eficiência de 40% na geração elétrica
	Co-combustão de 30% de biomassa em base energética	2500	36	Reduz a taxa de emissão em 5%	
Carvão Nacional/ Importado	CCS	1755 - 3884	0,008 - 0,016	-	Carvão nacional em plantas FBC sem (potencial de aplicação de 9,5 a 9,8 GW) e com co-queima (potencial de aplicação de 11,9 a 12,3 GW)/ Plantas PCC (potencial de aplicação de 11,9 GW)/ Plantas IGCC (potencial de aplicação de 13,1 a 15,1 GW) ¹ . Fator de capacidade de 75%
Óleo e Gás	Motor de Combustão Interna - Waste Heat Recovering System	1000	20	Emissões evitadas: 56 MtCO ₂	Termoelétrica com motor a diesel com o WHRS com uma eficiência de 30%
	Motor de Combustão Interna - Blend Biodiesel-Diesel	-	541/546/568 (1000 US\$)	Emissões evitadas: 132/263/659 MtCO ₂	Geração de 1000 MWh com as seguintes quantidades de combustíveis: 528/530/543 m³
	Turbina a gás com Etanol	ND	703/565 (1000 US\$)	Emissões evitadas: 740 MtCO ₂	Pessimista: nenhum ajuste foi realizado e a eficiência e potência gerada ao usar o etanol são menores; Otimista: a eficiência e potência geradas são equivalentes às do gás natural
	Ciclo Combinado Flexível	1023	15	Emissões evitadas: 11 MtCO ₂	Usina com capacidade nominal de 400 MW em ciclo combinado flexível, com fator de capacidade de 11% e eficiência de 0,53
	CCS	1300	368	-	Planta com captura em NGCC com capacidade

Medida	CAPEX (US\$/kW)	OPEX (US\$/kW-ano)	Observação	Cenário
Nuclear				de 530 MW, uma eficiência de 43,4%, baseada no poder calorífico superior e um fator de capacidade de 80%
	Repotenciamento	3500	70	Emissões evitadas: 27 MtCO ₂ Power uprate de até 20% na geração elétrica em usinas de Angra I-III a partir de 2030
	UTN com BAT	5000	56	Emissões evitadas: 6,5 MtCO ₂ 3 reatores AP100 com fator de capacidade de 85% e taxa de calor de 10.400 Btu/kWh

¹Tendo como base de avaliação a reserva lavrável.

Tabela 45: Síntese das opções de mitigação – Energia Hidroelétrica

Medida	CAPEX (US\$/GW)	OPEX (US\$/GW-ano)	Observação	Cenário
Turbinas Hidrocinéticas	5.761.000.000	115.220	Emissões evitadas: 1700,5 ktCO ₂ /GW	Potencial Hidrocinético 2010-2050: 99,5 GW de potência instalada e 479,6 TWh de energia gerada
Usinas Reversíveis	2.650.000.000	53.000.000	Emissões evitadas: 639 ktCO ₂ /GW	Valores baseados no Projeto Poraquê da Universidade de Brasília com a Eletronorte visando o desenvolvimento de uma máquina hidrocinética com potência nominal de 1 kW no rio Caranã para comunidades isoladas na Amazônia
Repotenciação	501.406.977	10.028.140	Emissões evitadas: 163,9 ktCO ₂ /GW	Repotenciação leve em usinas hidroelétricas brasileiras

Tabela 46: Síntese das opções de mitigação – Energia Eólica

Medida	CAPEX (US\$/kW)	OPEX (US\$/kW-ano)	Observação	Cenário
Eólica Onshore	2.430,50	48,61	Emissões evitadas ¹ : 28.146,5 ktCO ₂ /ano	O cenário de baixo carbono foi obtido a partir da estimativa do potencial eólico brasileiro a 100 metros de altura e considerando-se que, para a exploração deste potencial, são utilizados aerogeradores compatíveis com a melhor tecnologia disponível hoje para a extração de energia eólica a esta altura. O fator de capacidade médio para a fonte eólica a 100 metros é de 35% e a capacidade instalada por fonte pode atingir mais do que 26.000 MW.

¹Para obtenção do potencial de mitigação do setor eólico, por esse constituir uma fonte renovável e não-emissora, foi realizada uma estimativa do quanto esta tecnologia é capaz de abater em termos de emissões do grid elétrico nacional no período entre 2020 e 2050 em relação ao cenário-base, no qual não haveria qualquer esforço do setor energético brasileiro para mitigar as emissões de GEE, sendo, portanto, uma trajetória de menor custo, sem restrições associadas às emissões desses gases. Isto advém da lógica de que a fonte eólica já é uma medida de mitigação *per se* e, por isso, seu potencial de abatimento é mensurado

a partir da capacidade e geração desta fonte que pode ser adicionada ao grid elétrico sob a ótica de adoção das melhores práticas disponíveis hoje no mercado. O ano de 2015 não foi considerado na estimativa de potencial de mitigação pelo fato de já possuir investimentos e start-up bem definidos, podendo ser considerado como um ano de investimentos já executados.

Tabela 47: Síntese das opções de mitigação – Energia Solar Fotovoltaica (PV)

Medida	CAPEX (US\$/kWp)	OPEX (US\$/kWp-ano)	Observação	Cenário
Célula silício policristalino	2.125	21,25	A eficiência nominal de um sistema FV foi estipulada em 16% para sistemas entrando em operação até 2020. Em e 2030, a eficiência sobe para 18% e a partir de 2040 para 21%, sendo este em 2014 o limite superior atingido em módulos comerciais de silício cristalino	Capacidades: região sul - 8768 MWp (irradiação baixa)/29392 MWp (irradiação média)/22796 MWp (irradiação alta); região sudeste - 6346 MWp (irradiação baixa)/26637 MWp (irradiação média)/32649 MWp (irradiação alta); região nordeste - 16116 MWp (irradiação baixa)/17452 MWp (irradiação média)/10104 MWp (irradiação alta); região centro-oeste - 10855 MWp (irradiação média)/24466 MWp (irradiação alta); região norte - 13026 MWp (irradiação baixa)/9853 MWp (irradiação média)

Tabela 48: Síntese das opções de mitigação – Energia Solar Concentrada (CSP)

Medida	CAPEX (US\$/kWe)	OPEX (US\$/kW/ano)	Cenário
	9538	190,76	Planta heliotérmica de cilindro parabólico, de 50 MWe e 7,5 h de armazenamento térmico
Cilindro Parabólico	9212	184,24	Usina de cilindro parabólico de 100 MWe, com 12 horas de armazenamento de calor em sistema de dois tanques usando sais fundidos, e sistema de back-up a gás natural cuja capacidade é inferior a 25% da potência nominal do bloco de potência
Torre Solar	10273	205,46	Usina de torre solar com potência de 30 MWe, com 12 horas de armazenamento de energia em um sistema ativo e direto
Plantas Híbridas	5000	100	Planta hibridizada com biomassa de 30 MW

Tabela 49: Síntese das opções de mitigação - Bioeletricidade

Medida	CAPEX (R\$)	OPEX (R\$/ano)	Observação	Cenário
"Otimização Energia Elétrica"	303.627.776	142.356.380	Potencial de abatimento de 35 MtCO ₂ em 2050	Aumento de geração de energia elétrica a partir do uso de condições mais severas na caldeira (90 bar, 520 °C) e do co-processamento da palha (assumindo que 60% da palha permaneçam no campo). Caldeira de leiteo fluidizado com capacidade de processamento de 2.000.000 toneladas com início de operação em 2010

Tabela 50: Síntese das opções de mitigação – Transmissão e Distribuição (T&D)

	Medida	CAPEX	OPEX	Observação	Cenário
Transmissão	Sistemas de transmissão de ultra-alta tensão em corrente contínua	0,2 MM US\$/km	0,004 MM US\$/km-ano	600kV	Transmissão de 3.000 MW com 1.500 Km de comprimento usando cabos Joree e Trasher
		0,2 MM US\$/km	0,004 MM US\$/km-ano	800kV	
	Sistemas de transmissão de ultra-alta tensão em corrente alternada	132,65 MM US\$/km	2,65 MM US\$/km-ano	500kV	Três linhas de transmissão para aproveitamento hidroelétrico da bacia do Rio Teles Pinto: de Parnaíta a Cláudia (300 km), de Claudia a Paranatinga (350 km) e de Paratinga a Ribeirãozinho (350 km) totalizando 980 km
		232,41 MM US\$/km	4,65 MM US\$/km-ano	1200kV	
	Tecnologia de Sincrofases	17,4 MM US\$	0,348 MM US\$/ano	Emissões evitadas: 380 ktCO ₂	Instalação acumulada prevista de 379 PMUs em 2050 no SIN
Distribuição	Centro de Medição/Medidores Inteligentes	10417,55 MM US\$	208,35 MM US\$/ano	Emissões evitadas: 1293 ktCO ₂	Instalação de 94,857 milhões de medidores

4 POLÍTICAS SETORIAIS

A proposição de mecanismos de precificação de emissões no âmbito do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) requer o conhecimento da organização setorial, em especial das relações entre os elos da cadeia de valor, do processo de formação de preços e, em particular, das políticas públicas orientadas para o desenvolvimento de fontes energéticas.

O objetivo do presente relatório é oferecer aos tomadores de decisão e aos formuladores de políticas para o clima uma visão da forma de organização do setor elétrico, destacando os objetivos das principais políticas públicas em prática. Esta visão, apresentada sob a forma de um diagnóstico ou de uma caracterização geral, se torna mais clara na medida em que o foco das principais políticas do setor elétrico é justificado a partir de um histórico recente de reformas, mudanças institucionais e estruturais. Contudo, é fundamental ainda que a caracterização aqui apresentada seja capaz de indicar perspectivas para o setor dentro do horizonte de implementação das metas pós 2020 da PNMC. Nesse sentido, buscou-se apresentar também uma visão crítica do arcabouço legal e regulatório, pontuando eventuais necessidades de ajustes no modelo setorial em vigor que poderão configurar oportunidades para a conciliação das políticas para o clima com aquelas específicas do setor elétrico.

4.1 A CADEIA DE VALOR DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O setor elétrico no Brasil se organizou na estrutura atual a partir das reformas do final da década de 1990, seguindo modelos implementados em países europeus, com destaque para o Reino Unido. A essência da mudança que se buscava implementar à época era a redução da presença do Estado em setores onde seria possível introduzir mecanismos de mercado e desenvolver um ambiente no qual a competição impulsionaria oferta e preços. O setor elétrico, até então controlado por empresas federais e estaduais, se destacou dentre aqueles que se tornariam foco das reformas. A partir de 1996, deu-se início ao Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME).

Em linhas gerais, a produção de energia seria expandida por meio de investimentos privados em novas usinas, que seriam incentivadas pela perspectiva de se obter receitas por meio da venda de sua produção em um ambiente de mercado, no qual as regras sobre a formação de preços deveriam ser claras, além de levar em conta as características técnicas e operacionais, como custo dos combustíveis, níveis mínimos de despacho necessários e taxas de indisponibilidades. Tendo em vista a presença de grandes hidroelétricas situadas em cachoeiras, o modelo previa ainda existência de um operador central e independente com a atribuição de definir o despacho das usinas, otimizando os recursos energéticos e o custo total da operação. Por essa razão, as regras do novo mercado consideravam mecanismos de mitigação de riscos hidrológicos e a possibilidade de diferenciação entre os compromissos contratuais de compra e venda da entrega física da energia. Por sua vez, a conciliação entre entrega física e compromissos contratuais deveria ser feita por uma empresa

administradora das operações do mercado, que ficaria a cargo de aplicar as regras pactuadas para a apuração e contabilização da energia.

Por princípio, as geradoras federais e estaduais deveriam ser também privatizadas a fim de se estabelecer um ambiente concorrencial equilibrado. Os geradores poderiam acessar os mercados consumidores de três maneiras: (i) pela venda direta aos grandes consumidores; (ii) indiretamente, estabelecendo contratos com comercializadoras de energia, capazes de agregar consumidores livres e fazer a gestão de um portfólio de contratos para atendê-los; ou (iii) vendendo às distribuidoras de energia elétrica, onde restariam cativos os consumidores de menor porte, ou aqueles que optassem por não participar do mercado, mesmo qualificando para tal.

Assim, para que este arranjo funcionasse e para que fosse possível viabilizar a competição pelos mercados, foi necessário definir regras de “livre acesso” aos sistemas de distribuição e de transmissão. Ou seja, geradores e consumidores deveriam ter garantida a possibilidade de se conectar aos sistemas de transporte da energia para que pudessem operar no mercado. Estes dois segmentos essenciais, distribuição e transmissão, são tipicamente monopólios naturais, enquanto nos segmentos de geração e consumo é possível introduzir mecanismos de mercado (competição entre os agentes). A Figura 7 ilustra alguns dos pontos fundamentais na estrutura idealizada para o setor elétrico no final da década de 1990.

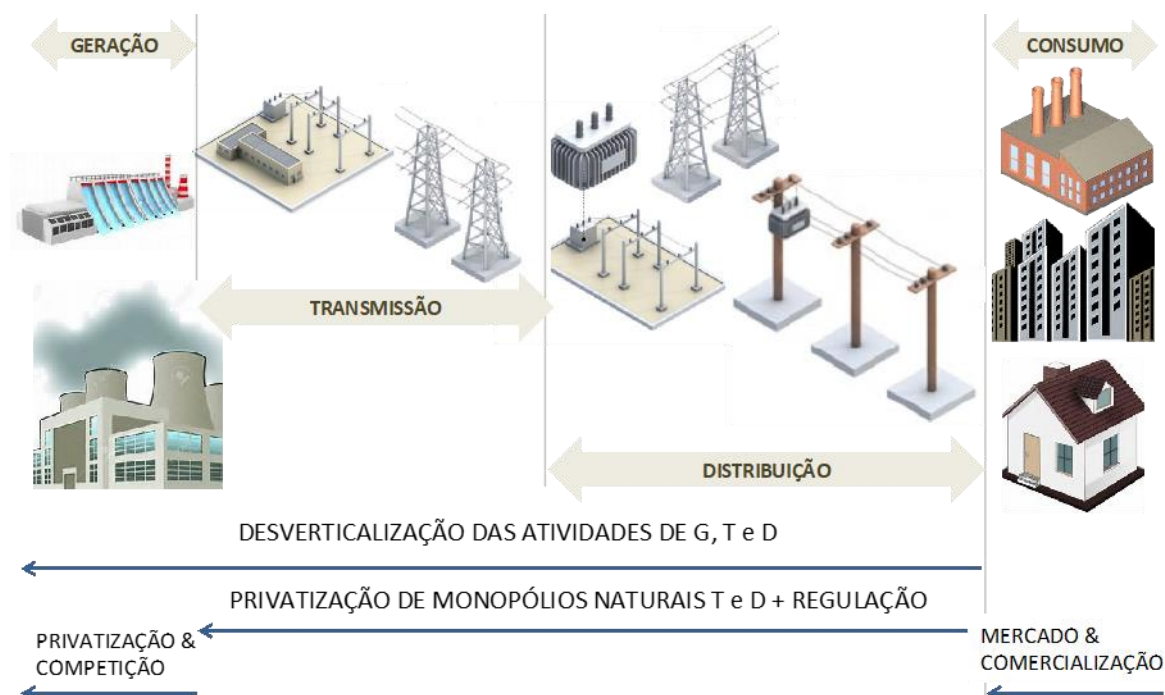


Figura 7 - Arranjo idealizado para as atividades do setor elétrico – Reforma no final da década de 1990

Fonte: Elaboração própria

Muito embora o desenho idealizado do novo modelo para setor elétrico tenha sido amplamente discutido, de fato as principais premissas não foram implementadas na sequência temporal necessária, ou ainda carecem de aprimoramentos. Diante disso, nos últimos vinte anos o modelo setorial passou

por intervenções significativas, mas sem que tenham sido alterados os princípios estabelecidos para a formação da cadeia de valor do setor elétrico.

Os subitens a seguir abordam como evoluíram os segmentos de geração, transmissão, distribuição desde a sua idealização até os dias atuais, além de apresentar uma visão do arranjo institucional concebido para viabilizar o modelo de comercialização atualmente em vigor no país.

4.1.1 GERAÇÃO

4.1.1.1 TRANSIÇÃO PARA O MODELO DE LIVRE COMERCIALIZAÇÃO

Em 1995 privatizou-se a primeira empresa do setor elétrico – a Escelsa (Espírito Santo), seguida por diversas outras como a Light e Cerj, no Rio de Janeiro, e Coelba na Bahia. Estas foram privatizadas dando sequência ao projeto de redução da participação do Estado, porém sem que a desverticalização das atividades de geração tivesse sido imposta como condição prévia a desestatização. Portanto, as empresas privadas que adquiriram o direito de explorar o segmento de distribuição nestes estados poderiam atender parte dos mercados com a energia produzida nas suas próprias usinas, ou de forma verticalizada. Esta situação se estendeu para boa parte das grandes concessões de distribuição, e simultaneamente um modelo de transição para um regime de competição na geração foi estabelecido. Tratava-se dos chamados “Contratos Iniciais” que definiam uma espécie de marco zero, no qual todas as distribuidoras teriam contratos de compra de energia suficiente para atender o mercado previsto para um certo período. Ou, colocado sob outra ótica, toda a disponibilidade de energia do parque gerador estaria alocada por meio de contratos entre as distribuidoras e empresas de geração, sendo que os montantes e preços foram fixados na regulação³⁷. Estas quantidades de energia transacionada foram estabelecidas em 1998, para aplicação nos 3 anos seguintes, sendo os contratos reduzidos gradualmente em 25% a cada ano, até que fossem extintos.

Com esta transição esperava-se que, na medida em que os Contratos Iniciais fossem reduzidos e o mercado (consumo) crescesse, este espaço fosse ocupado por novos contratos negociados no novo ambiente de mercado. Ocorre que no âmbito federal somente a Gerasul (segmento de geração da Eletrosul) foi privatizada, e no contexto estadual destacou-se apenas a privatização de partes da CESP. A privatização no segmento de geração não ocorreu como esperado, por diversas razões.

³⁷ As Resoluções da ANEEL definiram os contratos iniciais em termos de montantes de energia, demandas de potência e preços. Os contratos deveriam ser firmados entre as empresas de geração e distribuição.

4.1.1.2 O MODELO DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O planejamento da expansão deixou de ser determinativo, assumindo um papel de indicar metas flexíveis e alinhadas com as políticas públicas de desenvolvimento energético. Dessa forma, a criação do mercado de energia elétrica era mais aderente ao planejamento indicativo. O primeiro plano sob esta orientação foi concluído em dezembro de 2001, formulado pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE).

A grande maioria das empresas geradoras eram estatais federais ou estaduais e dependiam de reestruturação para que pudessem ser privatizadas. Este processo envolvia questões sensíveis de cunho ideológico e político, mas foi dificultado especialmente pela hidrologia adversa que acabou por levar o país ao racionamento de energia elétrica entre junho de 2001 e fevereiro de 2002. Além da restrição da oferta de energia de 20% em relação ao ano anterior, o racionamento suscitou dúvidas quanto a capacidade de o modelo setorial atrair os investimentos necessários à expansão. Mesmo que houvesse êxito em viabilizar novos empreendimentos de geração, qual custo seria pago no final da cadeia³⁸ em face das incertezas próprias de um sistema com predominância hidroelétrica e com um modelo de comercialização pouco maduro?

A vivência do racionamento de 2001/2002 foi crucial para formar a convicção entre os formuladores de política de que a expansão da oferta dificilmente seria viabilizada somente pela “oportunidade de investimento” e a cargo dos agentes do mercado. O aporte de capital de grande magnitude requer uma melhor possibilidade de mapeamento dos riscos envolvidos no negócio e maior certeza sobre as receitas futuras. Do lado dos geradores, as vendas em contratos de prazos mais longos (PPA – *Power Purchase Agreement*) exercem este papel de facilitar a obtenção dos financiamentos e simultaneamente reduzir riscos sobre as receitas esperadas. Do lado dos compradores – distribuidoras, grandes consumidores e comercializadoras – o interesse em firmar tais contratos geralmente decorre da necessidade de se proteger da volatilidade dos preços ou da busca por maior segurança no suprimento.

³⁸ Gonçalves e Souza (2015) sugerem que em períodos de hidrologia crítica a percepção de risco quanto ao fluxo de receitas se eleva e como consequência o custo de capital dos segmentos do setor elétrico tende a aumentar. Os efeitos do custo de capital mais elevado são, em última instância, refletidos em termos de aumentos tarifários.

Box 1 - Racionamentos e Hidrologias desfavoráveis para Geradores Hidroelétricos

Para geradores hidroelétricos, um período de racionamento ou de hidrologia desfavorável pode resultar na incapacidade operacional de honrar os contratos de venda de energia, porque a produção destes agentes é estabelecida de forma centralizada e a necessidade de preservar o estoque de água nos reservatórios impõe restrições à geração. Apesar de as regras de mercado contarem com um Mecanismo de Realocação Energética (MRE), destinado a mitigar em parte o risco hidrológico destes agentes, quando o problema é sistêmico ou generalizado e persiste por longo período, é natural que o déficit na produção atinja todos os agentes desta categoria. Assim, estes geradores ficam sujeitos ao pagamento do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), na parcela de déficit de geração em relação aos compromissos contratuais. Geralmente, quando os reservatórios estão baixos e o período hidrológico é desfavorável o PLD tende a ficar acima do preço de venda fixado nos contratos, desbalanceando o fluxo de receitas e despesas destes agentes. Caso sejam introduzidos valores relativos ao carbono no cálculo do PLD, os impactos para os geradores hidroelétricos seriam ainda mais severos nos períodos de hidrologia desfavorável. Dessa forma, pode haver o efeito de desestimular esta fonte renovável. Nesse sentido, este aspecto deve ser considerado no desenho de mecanismos de precificação do carbono.

Box 2 – Exigência de níveis mínimos de contratação para as distribuidoras de energia elétrica.

Se o comprador for uma empresa de distribuição, os riscos associados ao PPA passam pelas regras de repasse de custos às tarifas reguladas, mas de um modo geral a regulação tenderá a permitir o repasse integral dos valores associados à compra de energia, desde que o negócio tenha sido feito sob as melhores condições disponíveis e em benefício dos consumidores cativos. Esta situação tende a deixar uma distribuidora indiferente no que diz respeito a forma de contratação de energia, o que não é favorável a expansão da oferta ou à garantia do suprimento. Nesse contexto a regulação introduz a obrigatoriedade de comprovação de um determinado nível de contratação em contratos de longo prazo. No caso brasileiro este nível de exigência já variou entre 85% a 100% do mercado. Com o propósito de fomentar a expansão, após 2004 este tipo de regra permitiu reconhecer no repasse às tarifas, montantes que superam em mais de 3% o mercado das distribuidoras. Estima-se que os custos com aquisição de energia pelo mercado regulado em 2016 foram da ordem de R\$ 76 bilhões, o que representa aproximadamente 1,2% do PIB daquele ano.

Existe claramente uma assimetria de incentivos e interesses entre as duas partes – vendedores e compradores – e a prática mostrou os geradores muito avessos ao risco, mesmo quando os PPAs são firmados com empresas de distribuição. Nesses casos, a regulação da ANEEL impõe limites de repasse às tarifas, com o intuito de proteger os consumidores cativos.

Um outro ponto sensível foi a prática do “*Self-Dealing*”, ou auto-contratação. O fato de muitas distribuidoras terem sido privatizadas sem que a desverticalização fosse imposta, de certa forma foi conveniente no escopo dos Contratos Iniciais porque reduziu a quantidade de novos acordos comerciais a serem impostos via regulação. Não havia impedimentos no arcabouço regulatório à participação das empresas de distribuição em novos empreendimentos de geração, incentivando a compra de energia pela distribuidora junto à parte coligada (sócia ou detentora do empreendimento de geração). Dessa forma, o efeito destas primeiras relações comerciais indicava o sentido oposto ao objetivo de buscar preços competitivos para a expansão.

Em síntese, o desvio na implementação do desenho originalmente concebido para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) justifica, em parte, as dificuldades no segmento de geração. Quanto à forma de conduzir a reforma, esperava-se que o ambiente institucional e as regras estivessem definidos antes que as privatizações fossem realizadas. No entanto, dentre 24 privatizações³⁹ realizadas no setor elétrico entre 1995 e 2000, 13 foram concluídas antes que a ANEEL desse início às suas atividades em janeiro de 1998. Muitas das empresas privatizadas continuaram a operar de forma verticalizada e a Administradora do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), foi inaugurada em setembro de 2000, e as regras que permitiriam a contabilização e liquidação da energia foram homologadas apenas alguns dias antes disso. Em 2001, com o programa de racionamento e com preços elevados, as regras ora aprovadas poderiam impor dificuldades financeiras ainda maiores às empresas, de modo que as operações registradas não foram contabilizadas conforme as regras estabelecidas no ano anterior. O impasse foi resolvido por meio de um grande acordo multilateral, conhecido por Acordo Geral do Setor Elétrico.

4.1.1.3 EXPANSÃO POR LEILÕES CENTRALIZADOS

Em março de 2004 instituiu-se um novo formato para o modelo de comercialização de energia elétrica, revogando-se o art. 5o da Lei 9.648/1998, que tratava da privatização das geradoras. A privatização deixava de ser formalmente um pré-requisito para o modelo de competição no segmento de geração e, em tese, geradores sob controle estatal estariam disputando mercados com empresas privatizadas e com novos entrantes, constituindo assim um modelo setorial híbrido.

De uma forma geral, o modelo deixou de ser orientado por soluções de mercado, passando a destacar maior intervenção nas decisões sobre investimentos e intensificando a regulação. Algumas questões como o *self-dealing* e a indisponibilidade de gás natural para a geração termoeletrica foram refletidas em regras mais severas e maior regulação sobre as relações comerciais dos agentes. Nesse sentido,

³⁹ Apenas três empresas de geração foram privatizadas: (i) Tractebel – Gerasul em setembro de 1998; (ii) AES-Tietê, em outubro de 1999; e (iii) Duke Energy – Paranapanema – em julho de 1999.

o incentivo à expansão da geração se deu por outros mecanismos, dentre os quais se destacam os Leilões promovidos pelo Governo de forma centralizada.

A aquisição de novos contratos de energia elétrica pelas distribuidoras ficou restrita ao ambiente dos leilões, cujas diretrizes são estabelecidas pelo MME. Para atender ao mercado cativo, as empresas distribuidoras devem contratar com antecedência a totalidade da energia necessária ao consumo previsto dentro das suas áreas de atuação. Estes contratos devem ser de longo prazo, geralmente variando entre 15 a 30 anos de duração. O repasse dos custos correspondentes às tarifas do mercado cativo podem alcançar o equivalente à compra de até 105% do mercado a ser atendido. Trata-se, portanto, de um mecanismo voltado para favorecer investimentos em geração de energia elétrica. As negociações realizadas para atender clientes cativos, em que as distribuidoras geralmente são as empresas compradoras dos contratos de energia, passaram a definir o que se convencionou chamar de ACR – Ambiente de Contratação Regulada. As demais negociações que envolvem consumidores livres e consumidores especiais passou a configurar o chamado ACL – Ambiente de Contratação Livre. Para o mercado livre, a regulação também se mostrou intensa, definindo inclusive a obrigatoriedade de apresentar contratos de compra de energia para constituir lastro do consumo verificado.

Os Leilões centralizados são organizados pelo Governo a partir de informações encaminhadas pelas distribuidoras a respeito das respectivas pretensões de compra para o período em questão, além considerar os potenciais de geração a serem outorgados (veja Box 4). A periodicidade dos certames também é estabelecida na legislação, e anualmente são realizados ao menos três leilões destinados ao ACR. Foram fixados os prazos que devem ser observados pelos vendedores, entre a data de realização do leilão e o início do fornecimento da energia elétrica. Assim, como regra geral, tem-se que para um dado ano A serão realizados:

- (i) um leilão para a venda de energia realizado em A-3 – três anos antes do ano em que a entrega da energia deve ser feita.
- (ii) um leilão para a venda de energia realizado em A-5; e
- (iii) um leilão para a venda de energia realizado em A-1.

Os prazos do leilão A-3 acomodam a melhor a construção de empreendimentos termoeletrônicos ou aqueles de menor porte, enquanto o A-5 é mais adequado para empreendimentos mais complexos ou que demandam mais tempo para construção. Os leilões A-1 foram planejados para acomodar excedentes de energia de empreendimentos que já existem, o que ficou conhecido como “energia existente”. Há ainda os leilões de empreendimentos de geração indicados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que, em razão de serem considerados estratégicos e de muito grande porte, são conhecidos como leilões de empreendimentos estruturantes, com prazos do tipo A-5. Foram considerados empreendimentos estruturantes as usinas de Santo Antônio (3.568 MW), Jirau (3.750 MW) e Belo Monte (11.233 MW).

Os prazos estabelecidos para os leilões de energia existente A-1 foram modificados em 2013, para que fosse possível permitir o início da entrega no mesmo ano da realização do certame. Para poder abrir esta possibilidade de venda e entrega no mesmo ano, a Lei 10.848/2004 foi alterada.

Mais recentemente, em 2016, a Lei 10.848/2004 foi novamente modificada, permitindo que a energia existente seja entregue desde o ano base A até o ano A-5; o que significa dizer que usinas em operação podem fechar negócios com até cinco anos de antecedência da data prevista de entrega da energia comercializada. Para os leilões destinados a viabilizar novas usinas, A-3 e A-5, também foi feito um ajuste, de modo que a entrega da energia pudesse se iniciar até o sétimo ano após a realização do certame, configurando o que seria um leilão do tipo A-7.

Os agentes interessados nos empreendimentos disputam nos leilões do ACR a outorga de concessão ou de autorização das usinas, que vem acompanhada dos contratos de venda de energia – denominados CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado. No caso de concessões onerosas, o ganhador deve efetuar pagamento à União do UBP – Uso do Bem Público, providenciar licenças ambientais e, se for o caso, constituir as linhas de transmissão agregadas às usinas. Assim, para ganhar o direito de explorar a concessão de um empreendimento o ganhador deve oferecer a energia pelo menor preço relativo aos demais concorrentes, lembrando que o governo estabelece um preço-teto acima do qual as negociações são bloqueadas.

Box 3 – O Planejamento da Expansão e a relação com os leilões centralizados

A EPE foi criada na reforma setorial de 2004, como uma empresa pública vinculada ao MME com a função principal de elaborar estudos e pesquisas para dar suporte ao planejamento energético nacional. Nesse contexto, a EPE desenvolveu o Plano Nacional de Energia (PNE) com o objetivo de oferecer uma orientação estratégica da expansão da oferta de energia com uma visão de mais longo prazo, considerando os recursos eletro-energéticos de forma integrada. O último PNE divulgado apresenta as perspectivas para o horizonte até 2050.

Além do PNE, são divulgados estudos com o horizonte de dez anos; o Plano Decenal de Energia (PDE). Este estudo subsidia a formulação dos Leilões centralizados, orienta quais os projetos de expansão da transmissão a serem priorizados, além de tratar da viabilidade técnico-econômica das geradoras e de estudos de inventários do potencial de geração a serem realizados e atualizados.

Apesar desta proposta de planejamento indicativo associado à coordenação dos leilões de forma centralizada pelo Governo, há recorrentes críticas sobre a eficácia destas ações. Isto porque os estudos da EPE se caracterizam mais pelo exercício das previsões do que pelo estabelecimento de objetivos que seriam pretendidos no que diz respeito à formação da matriz energética nacional. Assim como não há metas e objetivos estabelecidos claramente, também não há como monitorar o quanto se desvia na prática da matriz planejada.

As regras estabelecidas para os leilões regulados determinam ainda um percentual máximo da energia da usina que poderá ser negociado livremente no ACL. Portanto, não é obrigatório que toda a energia seja comprometida com as vendas em CCEAR, onde se propõem a menor tarifa. A opção de venda no mercado livre tende a ser usada pelos empreendedores como forma de aumentar a rentabilidade do negócio, mas incorpora-se nesta parcela um maior grau de risco, dada a volatilidade comum aos preços e em função dos menores prazos contratuais praticados no mercado livre.

4.1.1.3.1 LEILÕES DE ENERGIA DE RESERVA E LEILÕES DE FONTES ALTERNATIVAS

Além destas modalidades de leilões no ACR, foram criados em 2008 os Leilões de Energia de Reserva, com o objetivo de aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica. A energia ofertada nesses leilões não tem um comprador específico, mas é adquirida e administrada em nome de todos os consumidores pela CCEE, responsável pela contabilização e liquidação das operações do mercado de energia. O modelo comercial dos Contratos de Energia de Reserva (CER) prevê que toda a energia comprometida nos leilões seja liquidada ao preço do mercado de curto prazo (*spot*), denominado Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Com a receita correspondente, a CCEE faz o pagamento aos produtores, de acordo com os preços resultantes do leilão.

O PLD pode não ser suficiente para custear o valor mensal do contrato de energia de reserva, e nesse caso será cobrado o valor complementar de todos os agentes representantes da categoria consumo. Este complemento é o Encargo de Energia de Reserva (EER), que as distribuidoras repassam aos clientes cativos nas tarifas de energia e os consumidores livres e especiais pagam diretamente nas contabilizações mensais da CCEE. De outro lado, em situações de PLD elevado, a liquidação da energia de reserva pode gerar receita superior ao necessário para o pagamento dos produtores. Neste caso o excedente é utilizado para constituir um fundo que pode ser acessado em momentos em que ocorre a situação oposta.

Cabe mencionar que a denominação de “Energia de Reserva”, pode remeter à ideia de contratos de capacidade, nos quais a usina não tem obrigação de entrega física da energia, mas deve estar disponível para atender uma eventual necessidade de demanda de potência (MW) no sistema e, portanto, deve poder ser acionada rapidamente e sem que haja intermitência na geração. No entanto, o modelo traz o conceito oposto a este, com o CER determinando a obrigação de entrega física de energia (MWh). Esta ressalva é importante para compreender que dentre os 10 leilões de energia de reserva realizados até hoje, 9 foram planejados para fontes renováveis e intermitentes – eólica, biomassa, solar e PCH. Apenas um foi formulado para usinas a gás natural, mas não houve negociação no certame. Portanto, os Leilões de Energia de Reserva foram empregados como políticas de incentivo a expansão das fontes renováveis, diferente do que ocorre em outros países, onde os contratos de capacidade têm sido tratados como mecanismos para garantir incentivos à geração de fontes fósseis capazes de responder rapidamente a intermitência de fontes renováveis. A Tabela 51 apresenta a geração em 2016 de fontes renováveis contratadas na modalidade de reserva.

Tabela 51 - Geração de fontes renováveis contratadas na modalidade de reserva

Geração das Fontes Renováveis sob Contratos de Energia de Reserva*	2016 (MW médio)
Térmica a Biomassa	574
Eólica	1.429
Hidráulica PCH	10
Total Geração Renovável em Energia de Reserva	2.013

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE.

* Considera empreendimentos do 1º ao 5º Leilão e Energia de Reserva que estão em operação.

A expansão das fontes renováveis na matriz também tem se apoiado nos Leilões de Fontes Alternativas, realizados de forma semelhante àqueles definidos com A-3 ou A-5, mas se destacam por restringir o tipo de fonte que pode ser comercializada. Desde 2007, foram realizados três leilões de fontes alternativas, cujas fontes predominantes foram PCH, Biomassa e Eólica.

Tabela 52 - Leilões centralizados para fontes específicas

Expansão (fontes específicas)	Data Leilão	Fontes Predominantes
1º Leilão de Fontes Alternativas	18/06/07	PCH e Biomassa
1º Leilão de Energia de Reserva	14/08/08	Biomassa
2º Leilão de Energia de Reserva	14/12/09	Eólica
3º Leilão de Energia de Reserva	25/08/10	Eólica, Biomassa e PCH
2º Leilão de Fontes Alternativas	26/08/10	Eólica, PCH (1 Biomassa)
4º Leilão de Energia de Reserva	18/08/11	Eólica e Biomassa
5º Leilão de Energia de Reserva	23/08/13	Eólica
6º Leilão de Energia de Reserva	31/10/14	Solar e Eólica
3º Leilão de Fontes Alternativas	27/04/15	Eólica e Biomassa
7º Leilão de Energia de Reserva	28/08/15	Solar
8º Leilão de Energia de Reserva	13/11/15	Solar e Eólica
9º Leilão de Energia de Reserva	03/07/15	Gás Natural (não houve negociação)
10º Leilão de Energia de Reserva	23/09/16	PCH e CGH
11º Leilão de Energia de Reserva	Cancelado	Ocorreria em 19/12/2016

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

4.1.1.3.2 OS EFEITOS DA EXPANSÃO POR LEILÕES CENTRALIZADOS

Uma forma de avaliar os resultados do modelo de expansão pode ser observando a evolução da capacidade instalada frente à evolução da energia demandada pelo SIN. Esta informação mostra que desde 2001 a capacidade instalada no Brasil duplicou e as taxas de acréscimo de capacidade anual foram sempre positivas (Gráfico 5).

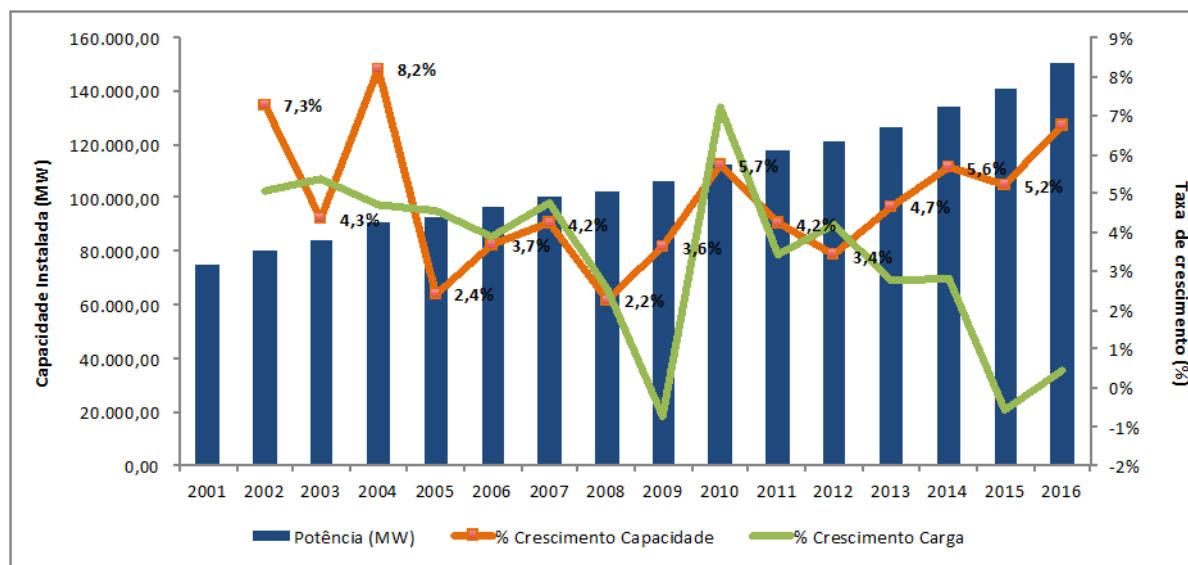


Gráfico 5 - Evolução da Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica no Brasil

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL e ONS

Observando o quantitativo de usinas adicionadas ao sistema, torna-se evidente uma maior diversificação da matriz, com destaque para as eólicas (Tabela 53). Entretanto, grande parte da capacidade instalada ainda concentra-se em empresas controladas pelo Governo Federal ou por governos estaduais (Figura 8 e Figura 9). Em termos de produção, há evidente diversificação de fontes geradoras, com um avanço maior das usinas eólicas. A Tabela 54 mostra como evoluiu a geração média nas diferentes fontes nos últimos quatro anos.

Tabela 53 - Quantitativo de Usinas em Operação por Fonte

Fonte de Geração	Ano					Aumento
	jan/13	jan/14	jan/15	jan/16	jan/17	
Eólica	80	102	223	328	406	408%
Hidráulica	131	136	139	142	147	12%
Hidráulica CGH	103	132	156	184	192	86%
Hidráulica PCH	378	400	420	440	451	19%
Térmica - Outros	14	13	13	15	6	-57%
Térmica a Biomassa	193	207	225	240	263	36%
Térmica a Carvão Mineral	12	13	12	11	11	-8%
Térmica a Gás	32	36	39	47	47	47%

Fonte de Geração	Ano					Aumento
	jan/13	jan/14	jan/15	jan/16	jan/17	2017/2013
Térmica a Óleo	45	41	40	50	49	9%
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	5	5	5	6	6	20%
Térmica Nuclear	2	2	2	2	2	0%
Térmica Reação Exotérmica	0	1	1	1	1	-
Térmica Solar	1	2	1	0	0	0
Térmica Fotovoltaica	0	0	6	9	8	-
Total	996	1090	1282	1475	1589	60%

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE.

Nº	Agentes do setor	Potência Instalada (kW)	% em relação ao total nacional	
1º	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	10.615.131	7,2%	
2º	Furnas Centrais Elétricas	9.416.240	6,4%	
3º	Centrais Elétricas do Norte do Brasil	9.199.004	6,2%	
4º	Tractebel Energia	7.323.818	5,0%	
5º	Itaipu Binacional	7.000.000	4,7%	
6º	Petróleo Brasileiro	6.239.225	4,2%	
7º	CEMIG Geração e Transmissão	6.004.832	4,1%	
8º	RIO PARANA ENERGIA	4.995.200	3,4%	
9º	Copel Geração e Transmissão	4.921.207	3,3%	
10º	Energia Sustentável do Brasil	3.075.000	2,1%	
Total		68.789.657	46,5%	

Figura 8 - Os dez maiores agentes de geração em termos de capacidade instalada

Fonte: ANEEL – Boletim de Informações Gerenciais, 4º Trimestre 2016

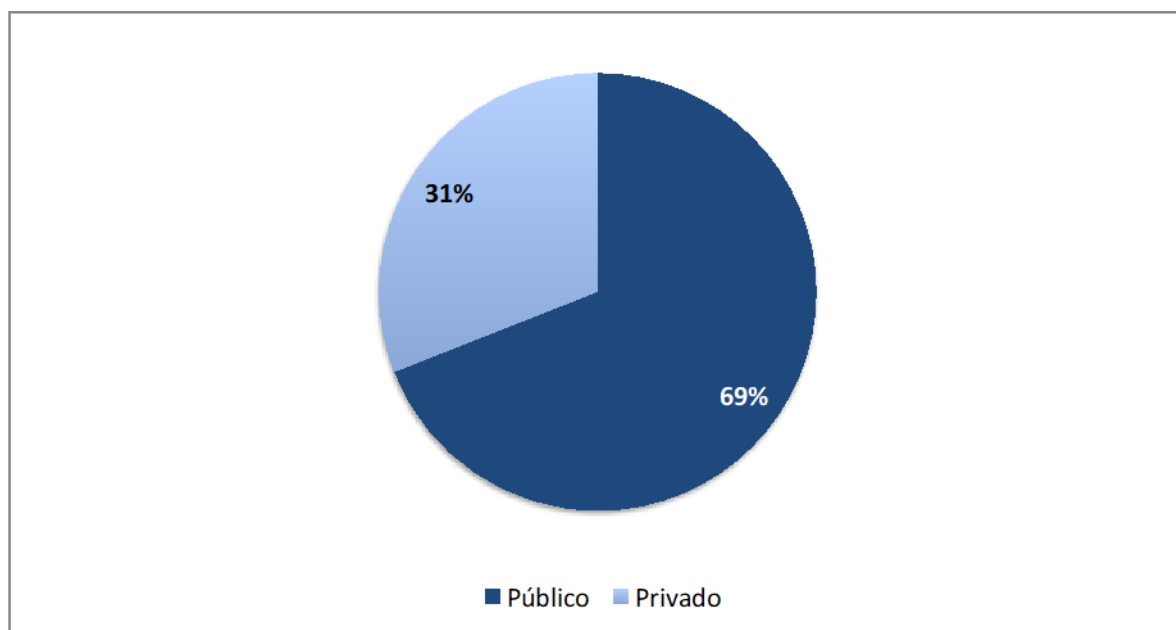


Figura 9 - Capacidade Instalada das 10 maiores empresas de Geração - Conforme Natureza do Controle Acionário

Tabela 54 - Geração Anual por fonte em MW médios

Fonte	Ano				Aumento
	2013	2014	2015	2016	2016/2013
Eólica	715	1312	2354	3654	411%
Hidráulica	44100	41663	40174	42932	-3%
Hidráulica CGH	61	68	76	87	43%
Hidráulica PCH	2457	2317	2377	2387	-3%
Térmica - Outros	334	392	425	388	16%
Térmica a Biomassa	1941	2378	2577	2725	40%
Térmica a Carvão Mineral	1396	1750	1797	1555	11%
Térmica a Gás	5866	7109	7060	4714	-20%
Térmica a Óleo	1406	2404	1946	676	-52%
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	370	525	524	368	-1%
Térmica Nuclear	1537	1614	1546	1661	8%
Térmica Reação Exotérmica	0,029	0,088	0,01	0,01	-66%

Fonte	Ano				Aumento
	2013	2014	2015	2016	2016/2013
Térmica Solar	0,322	0,501	0,063	0	-
Térmica Fotovoltaica	0	0,361	2,062	3,455	-
Total	60183,35	61532,95	60858,14	61150,47	2%

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE.

Neste cenário deve ser observada a forte presença do setor público na matriz energética nacional, com predominância no parque hidroelétrico. Este tipo de usina tende a sofrer impactos financeiros relevantes quando há períodos com hidrologias mais severas, porque a geração hidroelétrica costuma ficar abaixo da garantia física utilizada para estabelecer os compromissos contratuais. Desde 2013 esta situação tem se agravado de forma sistêmica, mas as empresas geradoras que renovaram suas concessões nos termos da Lei 12.783/2013 (Convertida a partir MP 579/2012) estão isentas do chamado “risco hidrológico”, porque a divisão das garantias físicas em regimes de cotas para as distribuidoras também aloca os prejuízos⁴⁰ do risco hidrológico diretamente às compradoras⁴¹. Estas empresas de distribuição (cotistas) ficaram encarregadas de saldar os valores mensais do risco hidrológico na CCEE e em contrapartida tem o repasse desta despesa garantido nas tarifas dos consumidores finais.

A questão das regras de alocação do risco hidrológico colocou as empresas geradoras em dois grupos distintos: o primeiro predominantemente formado pelas empresas do grupo Eletrobrás (com concessões renovadas) isento dos referidos riscos; e o segundo grupo, formado por usinas que venderam energia nos leilões centralizados com predominância de empresa de controle privado, ou por outras concessionária de controle público estadual (São Paulo, Minas Gerais, Paraná) que não aderiram às condicionantes de renovação impostas Governo Federal. Este segundo grupo permaneceu exposto ao risco hidrológico e o déficit econômico destes geradores levou a uma ampla judicialização dos resultados contabilizados na CCEE. Como consequência o Governo editou em 2015 uma Medida Provisória (MP 688/2015) com o objetivo de oferecer alternativas de mitigação do risco hidrológico. Na exposição de motivos da MP apontou-se que, à época, 23% dos geradores

⁴⁰ O efeito do risco hidrológico poderá eventualmente ser benéfico, caso a geração hidroelétrica no Sistema seja superior aos níveis de garantia física das usinas, porém esta não é uma tendência.

apresentaram liminares que contestando os custos a eles impostos conforme as regras do mercado de energia⁴². A repactuação dos riscos hidrológicos é opcional e passou a surtir efeitos a partir de 2016; em linhas gerais permite-se alocar níveis distintos de exposição aos efeitos da hidrologia diretamente ao consumidor final, assim como é feito no caso da geração de usinas com concessão renovada em regime de cotas. Contudo, há contrapartidas para os geradores que optarem pela repactuação dos riscos, incluindo a redução nos preços de venda da energia resultantes dos leilões.

4.1.1.3.2.1 REFLEXÕES SOBRE O MODELO E A QUESTÃO CLIMÁTICA

Dentre as alterações realizadas em 2004 no modelo do setor elétrico, a de maior impacto foi a introdução dos modelos de leilões e **regras de contratação, que tinham claramente o objetivo de estimular a expansão**. Durante algum tempo o modelo criado em 2004 foi capaz de estimular a expansão da oferta no SEB. Entretanto, a necessidade de nova reforma se mostrou evidente desde a Medida Provisória no 579/12 (MP), convertida posteriormente na Lei nº 12.783/13. A própria exposição de motivos da MP explicita a necessidade de ampliar a competitividade do setor produtivo e contribuir para o aumento do nível de emprego e renda no Brasil a partir da redução de tarifas de energia elétrica. Portanto, havia um problema relacionado ao elevado nível de preços que devia ser enfrentado.

O conjunto de medidas adotadas na reforma de 2013 representou um esforço para reduzir preços finais pelo lado da oferta do serviço, tendo sido possível alcançar, naquele ano, efeito médio de redução de 18% nas tarifas aplicadas aos consumidores finais. Contudo, em 2014 a hidrologia desfavorável refletida em PLD muito elevado foi associada à posição descontratada das distribuidoras, resultando em valores extremamente elevados a serem pagos na liquidação da CCEE. Da mesma forma, a exposição ao risco hidrológico das empresas do grupo Eletrobrás estava (e ainda está) alocado às distribuidoras que receberam cotas de energia, conforme novas regras para a renovação das concessões. A responsabilidade pela dificuldade sistêmica no pagamento dos recursos foi, em parte, assumida pelo Governo, uma vez que as concessionárias de distribuição tiveram suas intenções de compra frustradas nos leilões de anos anteriores. Com isso, duas questões vieram à tona simultaneamente: (i) os leilões perderam a capacidade de oferecer a quantidade de contratos necessários às distribuidoras; e (ii) parte da redução de preços se deu em bases insustentáveis.

Desde então, aspectos relativos ao **processo de formação de preços e à alocação e gestão de riscos** não foram tratados com a devida profundidade em uma **nova reforma setorial**. Em geral, as reformas em mercados de eletricidade não são realizadas em uma única oportunidade; ao contrário, podem demandar ajustes, como se observou no histórico brasileiro. Contudo, fatores como: (i)

⁴² <http://www2.camara.leg.br/camaranoticias/noticias/CONSUMIDOR/496313-MP-DIVIDE-RISCO-HIDROLOGICO-ENTRE-ETRICAS-E-CONSUMIDORES-A-PARTIR-DE-2016.html>

mudanças estruturais observadas na matriz; (ii) a penetração de novas tecnologias de geração e de gestão do consumo; e (iii) alguns resultados indesejados do próprio modelo aplicado nos últimos anos, têm ressaltado **a necessidade de um ajuste mais profundo**.

Todos estes fatores, além das frequentes intervenções no modelo para corrigir os desvios da concepção formalizada para o setor em 2004, quando se defendia um modelo fortemente regulado, com incentivos à oferta e à modicidade das tarifas, evidenciam **a necessidade de reavaliar** os objetivos centrais das políticas para o SEB. **Assim, a introdução de mecanismos de precificação de carbono deve ser inserida no contexto de uma reforma setorial mais ampla**, não apenas do setor elétrico, mas considerando as questões energéticas e sobre mudanças climáticas de forma integrada.

Um dos grandes desafios para se implementar uma reforma desta magnitude é contornar o forte poder de mercado do Grupo Eletrobras e o conflito de interesses que pode emergir da posição do Governo Federal como controlador de grandes empresas de geração e simultaneamente formulador de políticas⁴³.

4.1.1.4 INCENTIVO À GERAÇÃO DE FONTES ESPECÍFICAS:

4.1.1.4.1 TERMOELÉTRICAS DA CBEE

A CBEE foi constituída durante o racionamento em 2001, como uma empresa pública vinculada ao MME, que tinha inicialmente o objetivo de viabilizar o aumento da capacidade de geração e da oferta de energia elétrica de qualquer fonte em curto prazo. O plano de expansão da oferta emergencial permitia que a CBEE contratasse usinas termoeletricas que ficariam a disposição do sistema. Assim foram adicionadas ao parque gerador 48 termoeletricas por todo o país, totalizando 1.829 MW de capacidade.

Segundo dados da CBEE, no período entre 2002 e 2006 foram arrecadados R\$ 6,2 bilhões nas faturas de energia elétrica dos consumidores brasileiros para pagamento da potência disponibilizada e para custear o combustível utilizado, nas poucas ocasiões em que as usinas foram despachadas (Alves,

⁴³ Em 24 de maio de 2015 a Comissão de Valores Mobiliários multou a União por ter votado em 2012 na Assembleia Geral da Eletrobras que decidiu pela adesão às condicionantes da renovação das concessões. As condições para que as concessionárias tivessem os contratos renovados foram estabelecidas pela própria União, por meio da MP 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013. Conforme a Lei das Sociedades Anônimas, no caso de conflito de interesses o acionista fica impedido de votar. A relatora do processo na CVM destacou ainda que o voto da União na Assembleia foi contra os interesses da empresa, pois afetaria a lucratividade das concessões. <https://oglobo.globo.com/economia/cvm-multa-uniao-por-conflito-de-interesses-na-eletrobras-16267496>

2006). Todos os contratos da CBEE deveriam se estender no máximo até 2006, quando a própria empresa encerrou suas atividades como previsto desde a sua criação.

4.1.1.4.2 TERMOELÉTRICAS A GÁS NATURAL

Antes do racionamento de 2001, outro programa de fomento à geração termoeletrica havia sido criado em 2000: o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT). Por meio do Programa, o Governo se comprometia a garantir o suprimento de gás natural, via Petrobras e sob determinadas condições, pelo prazo de vinte anos. Além disso, os empreendedores teriam acesso a uma linha de apoio financeiro do BNDES, específica para investimentos prioritários no setor elétrico. Ao final de 2001, durante o racionamento de energia elétrica os incentivos para as usinas do PPT foram ampliados por meio da isenção de PIS e COFINS sobre a venda do gás natural canalizado.

No que tange a empresas distribuidoras que firmassem contratos com usinas do PPT, foram previstas condições que visavam a conferir maior garantia de repasse dos custos correspondentes às tarifas fixadas pela ANEEL.

A Tabela 55 a seguir ilustra uma síntese da abrangência do PPT, com base na primeira lista de empreendimentos enquadrados no Programa, nos termos estabelecidos pelo Comitê de Acompanhamento da Expansão Termoeletrica – CAET.

Tabela 55 – Quantitativos do Programa Prioritário de Eletricidade (PPT) – Portaria MME no 43/2000

Tecnologia	No de Usinas	Potência (MW)
COGERAÇÃO A GÁS NATURAL	11	2.450
GÁS NATURAL EM CICLO COMBINADO	30	12.785
GÁS NATURAL	2	84
OUTROS COMBUSTÍVEIS (Resíduo Asfáltico, Carvão e Xisto)	6	1.786
A SEREM CONVERTIDAS PARA GÁS NATURAL	4	2.258
TOTAL	53	19.363

Fonte: Elaboração própria a partir da Portaria MME nº 43, de 25 de fevereiro de 2000.

A abrangência do PPT como política pública extrapolava a fronteira do setor elétrico e alcançava inclusive o segmento de distribuição de gás no Brasil. Dentre os 53 empreendimentos enquadrados na primeira edição do PPT, apenas 4 já existiam. A proposta original divulgada no ano 2000 foi bastante ambiciosa e a implementação do Programa acabou não refletindo a abrangência inicial, demandando uma série de ajustes e revisões regulatórias de grande impacto, não apenas no segmento de geração à gás, mas também ao longo da cadeia de valor do setor elétrico, alcançando os PPAs que haviam sido firmados com distribuidoras de energia elétrica no arranjo de *self-dealing*, permitido até então.

Embora na essência o regulamento da ANEEL visasse dar maior segurança ao planejamento da operação, na prática, as restrições comerciais impostas alteravam substancialmente as bases sobre as

quais os financiamentos foram estruturados, comprometendo a capacidade de os empreendimentos honrarem os compromissos assumidos. Nesse sentido, as medidas regulatórias introduziram fator de incerteza prejudicial ao setor elétrico.

A questão da disponibilidade do gás para a geração termoeleétrica se tornou um elemento sensível da expansão da matriz. A necessidade de importação do combustível foi até certo ponto suprida pelo fornecimento da Argentina e da Bolívia, mas também estes contratos foram interrompidos por diferentes razões. A incerteza de disponibilidade de gás natural contribuiu para que, ao longo dos anos seguintes, **a regulação e o modelo de comercialização incorporassem condições muito severas na comprovação de combustíveis** associados aos contratos regulados de compra e venda de energia.

4.1.1.4.3 PROINFA: PEQUENAS CENTRAIS HIDROELÉTRICAS (PCHs), USINAS A BIOMASSA E CENTRAIS EÓLICAS

O racionamento de 2001 também contribuiu para impulsionar novas fontes renováveis, quando a Lei 10.438/2002, que reorganizava o setor após a crise de oferta, criou o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa. O objetivo era aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tivessem vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição. Havia uma intenção clara de “pulverizar” a quantidade de agentes atuantes no setor.

Dividido em duas etapas, o Proinfa teve como meta, na primeira delas, a contratação de 3.300 MW de capacidade instalada, igualmente distribuídos entre biomassa, eólicas e PCH. A responsabilidade pela contratação da energia elétrica no âmbito do PROINFA foi atribuída à ELETROBRÁS, enquanto os custos correspondentes seriam repassados via tarifas aos consumidores finais de todo o SIN, excetuando aqueles enquadrados na subclasse Baixa Renda (Tarifa Social) e unidades com consumo inferior à 80 kWh/mês.

Até 31 de dezembro de 2016, o Proinfa implantou um total de 131 empreendimentos, constituído por 52 eólicas, 60 PCHs e 19 térmicas a biomassa. *“Além disso, estima-se que o programa possibilite a redução de emissões de gases de efeito estufa equivalentes a aproximadamente 2,5 milhões de toneladas de CO₂eq/ano”*⁴⁴. Para 2017, estima-se que o custo médio da geração de energia do Programa seja de R\$ 296/MWh, conforme Tabela 56 a seguir.

⁴⁴ Conforme Eletrobrás:

<http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm#Dados%20de%20gera%20E7%E3o%20das%20CGEE%20participantes%20do%20PROINFA%20-%202006-2016>

Tabela 56 – Custo Médio por Fonte e Custo Global do Proinfa em R\$/MWh – Ano 2017

Fonte	R\$/MWh
PCH	260,31
Eólica	441,16
Biomassa	209,06
Custo Médio Fontes	311,82
Parcela de Ajuste	-11,28
Custo/Benefício MDL	0,00
Saldo	4,14
Custo Programa	296,40

Fonte: Nota Técnica nº 396/2016-SGT/ANEEL.

O modelo do PROINFA pressupõe a arrecadação de quotas de custeio proporcionais aos mercados das concessionárias de distribuição e ao consumo de grandes consumidores livres conectados diretamente à Rede Básica de transmissão de energia elétrica. Ou seja, as distribuidoras e transmissoras recolhem mensalmente à Eletrobrás o valor das quotas de custeio definidas pela ANEEL. Vale notar que para consumidores livres, cujo suprimento da energia consumida não se dá por meio da distribuidora local, também há cobrança dos custos do Proinfa.

Em contrapartida, a energia gerada pelos empreendimentos beneficiados é destinada às distribuidoras de energia elétrica e aos consumidores livres, que utilizam os montantes para atender parte do consumo de seus clientes e de suas unidades respectivamente. Este é um diferencial alocativo importante, uma vez que **aqueles que financiam as usinas do Proinfa recebem em troca as quotas de energia associadas**. Portanto, a implementação da política pública neste caso **funciona como uma compra compulsória**, e não como um subsídio cruzado.

4.1.1.4.4 FONTES INCENTIVADAS: PEQUENAS CENTRAIS HIDROELÉTRICAS, USINAS A BIOMASSA, CENTRAIS EÓLICAS E DE COGERAÇÃO QUALIFICADA

Outra política pública de fomento de fontes alternativas de geração de energia elétrica são os descontos concedidos na Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD) e na Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), tanto para os geradores das fontes incentivadas, como para os consumidores que se qualificam para adquirir a energia destas. São incentivadas a solar, eólica, biomassa, PCHs e cogeração qualificada⁴⁵. Diferente do Proinfa, esta é claramente uma política de

⁴⁵ A cogeração qualificada geralmente é baseada na queima de combustíveis fósseis, ou seja, não de fonte alternativa renovável. Entretanto, o incentivo a este tipo de geração está associado ao aumento da eficiência dos processos, que tem benefícios em relação àqueles que não aproveitam o calor residual.

subsídios cruzados, pois a diferença entre o preço recebido pelo agente subsidiado e o preço praticado no mercado é arcada por outros agentes.

A política de descontos nas tarifas de uso dos sistemas para as fontes incentivadas tem origem em 1998, quando se previa o desconto apenas para PCHs. Em 2002, a Lei 10.438 introduziu o incentivo para as fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, especificando que o benefício deveria ser aplicado aos produtores e também aos compradores da energia. Nesse aspecto, observa-se que antes mesmo da extensão do benefício aos compradores, o modelo de incentivo a estas fontes ampliou o mercado que poderia ser acessado pelos agentes vendedores, na medida em que introduziu uma nova categoria de agentes no arranjo do mercado: os chamados Consumidores Especiais. Com isso, o arranjo de mercado estabelecido originalmente, e ainda em vigor, conta com três tipos de consumidores:

- I. cativos, que não têm opção de contratar energia de fornecedor diferente da distribuidora local;
- II. livres e potencialmente livres, cuja carga é igual ou superior a 3.000 kW, que podem exercer a opção de escolha do fornecedor;
- III. especiais, com carga entre 500 kW e 3.000 kW, que podem escolher seus fornecedores desde que sejam de fonte hidráulica de até 50 MW de potência, eólica, solar e biomassa, sendo que as três últimas devem injetar no máximo 50 MW de potência nos sistemas de distribuição ou transmissão.

Diversos ajustes no enquadramento das fontes que podem fazer jus ao desconto foram implementados ao longo do tempo por meio de cinco leis ordinárias⁴⁶. Os efeitos dos descontos para os consumidores foram fundamentais para movimentar o volume de negócios e lançar um enorme quantitativo de unidades comerciais e industriais no mercado de energia. A partir de 2003, as distribuidoras passaram pelo primeiro ciclo de revisões tarifárias e a TUSD teve aumentos significativos, tornando os descontos potenciais mais atrativos. De forma semelhante, o “tarifaço” aplicado em caráter geral no reajuste de 2015 e o aumento nos encargos repassados na tarifa de energia (TE) dos consumidores cativos pode eventualmente justificar o movimento mais recente de saída de consumidores cativos para o mercado livre, na condição de consumidores especiais. A Figura 10 apresenta a evolução na quantidade de consumidores livres e de consumidores especiais.

⁴⁶ A primeira Lei que criou o subsídio foi a Lei 9.648/1998, que alterava o texto da Lei 9.427/1996. Depois disso as seguintes leis trataram do tema: 10.438/2002, 10.762/2003, 11.488/2007, 13.203/2015 e 13.360/2016.

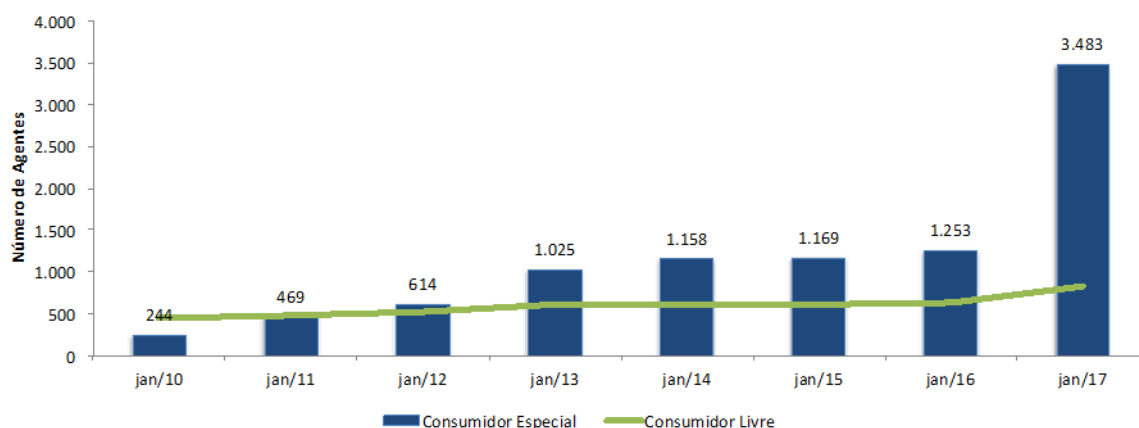


Figura 10 – Evolução do número de consumidores especiais e consumidores livres no mercado de energia

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de www.ccee.org.br.

Em termos de volume de recursos, o subsídio aos compradores superou bastante o desconto dado aos geradores, porque as tarifas da categoria geração são menores. Por outro lado, **a redução de custos em decorrência dos descontos permitidos aos compradores da energia incentivada se configura em margem que pode ser transferida em parte aos vendedores**, e ainda assim representar um negócio vantajoso ao consumidor que optar por deixar o mercado cativo. A Figura 11 ilustra os efeitos da política de descontos no *break-even*, que representa o valor máximo a ser negociado para que o consumidor cativo tenha incentivos para sair do mercado regulado.

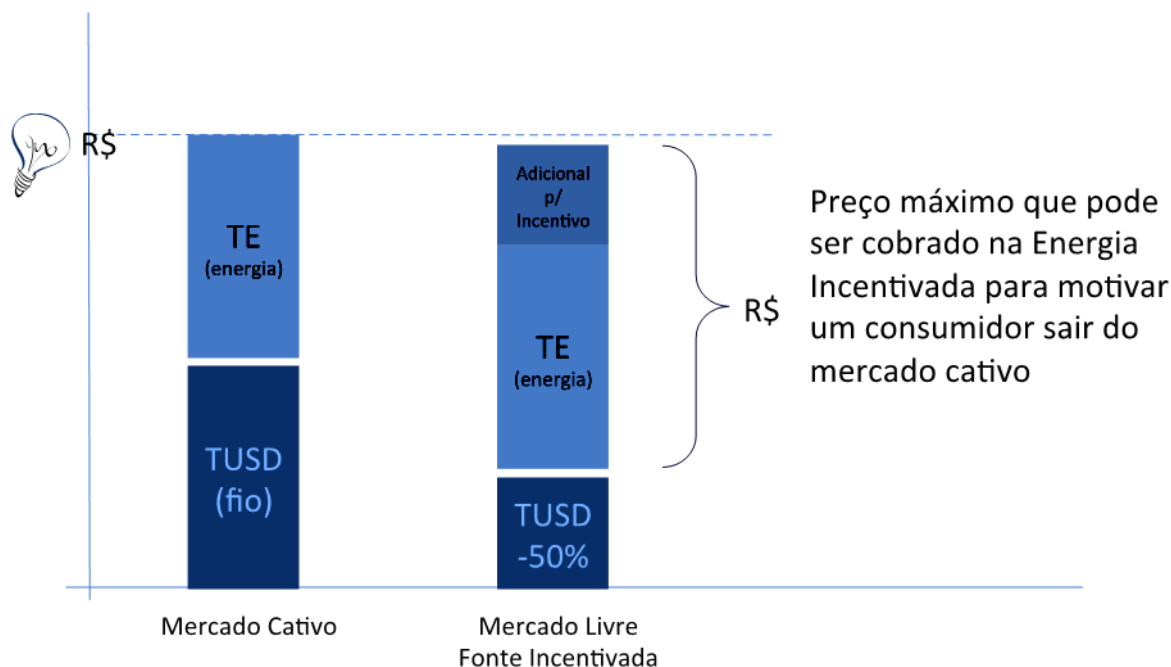


Figura 11 – Efeitos dos Descontos na TUSD no Break-even para fontes incentivadas

Fonte: Elaboração própria.

Se de um lado a política de incentivos às fontes especificadas **contribuiu para pulverizar o mercado** e impulsionar as negociações no mercado livre, por outro o volume financeiro correspondente aos

descontos começou a se tornar significativo nos reajustes tarifários das concessionárias de distribuição onde havia maior número de agentes beneficiados. **A política de descontos não se realizou de forma equalizada** e penalizou mais os consumidores das áreas com maior volume de consumidores especiais⁴⁷ (não necessariamente o gerador incentivado estará na mesma área). A partir de 2013 as distribuidoras passaram a recuperar os descontos por meio do encargo setorial da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

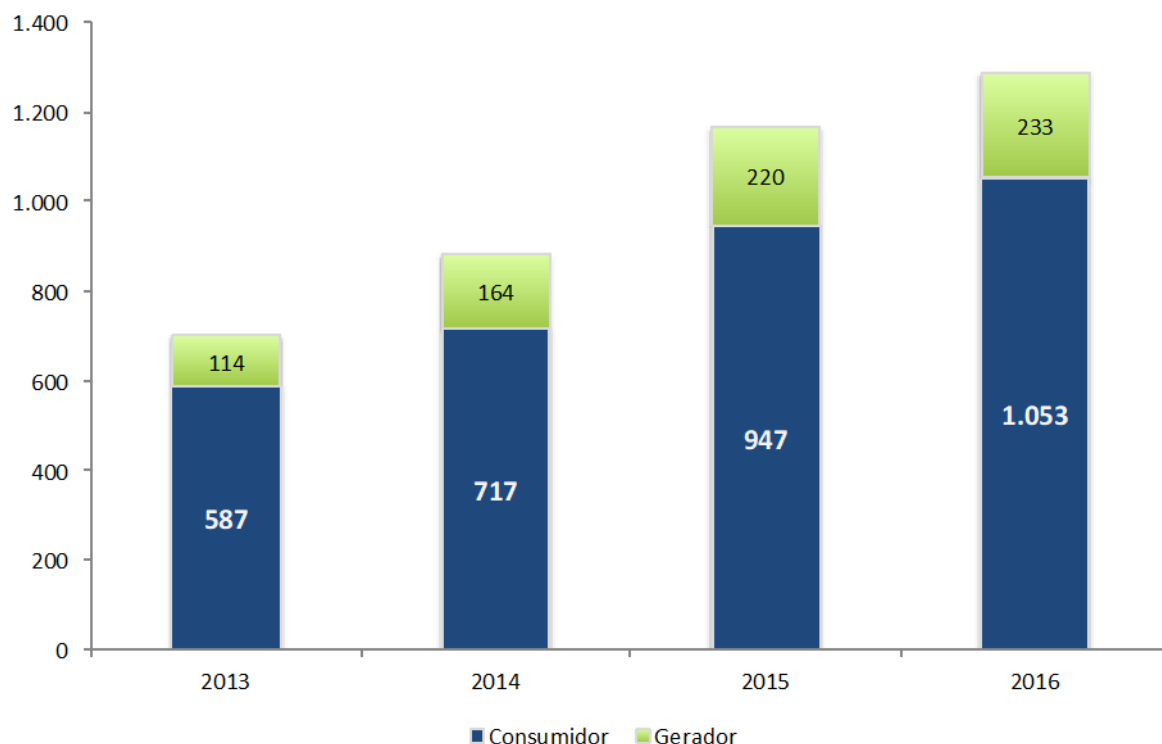


Figura 12 – Subsídios as fontes incentivadas R\$ milhões/ano

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Embora o objeto principal da MP 641/2014 tenha sido flexibilizar prazos estabelecidos para a venda de energia por meio de leilões organizados pelo Governo⁴⁸, o relator da matéria em análise pelo Senado Federal propôs um novo dispositivo legal para que os subsídios às fontes incentivadas fossem

⁴⁷ “Até o começo da vigência da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, todos os descontos tarifários, exceto o concedido ao consumidor residencial baixa renda (Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE), eram arcados pelos próprios consumidores das concessionárias, configurando-se como um subsídio cruzado. As concessionárias tinham as suas tarifas majoradas para compensar os descontos concedidos apenas em sua própria área de concessão. Com isso o impacto tarifário dependia do tamanho dos mercados subsidiados e subsidiantes”. Em: <http://www.aneel.gov.br/conta-subsidio-tarifario>

⁴⁸ De acordo com a exposição de motivos da MP 641/2014, podem ocorrer situações que ensejam necessidade de realização de leilão de energia de empreendimentos existentes para início de entrega no mesmo ano da licitação. A Lei que disciplina a matéria prevê o início do suprimento no ano seguinte à realização do Leilão.

suprimidos a partir da 2015. O episódio trouxe à tona uma reflexão conceitual sobre os objetivos da política de descontos.

Em tese, este tipo de política pública deve contribuir para que as fontes especificadas se tornem mais competitivas, corrigindo falhas de mercado que as impedem de se desenvolver no âmbito dos setores privados. Contudo, segundo Montalvão & Silva (2015), a política de descontos para a energia incentivada não observou a maior parte dos princípios econômicos que deveriam ser utilizados na concessão desse subsídio; **não há prazo determinado, é um subsídio cruzado, é assimétrico, a ponto de gerar desequilíbrios na concorrência** e distorce o sinal locacional inserido no cálculo da TUST. Outros críticos da política de descontos alegam que as fontes renováveis, como a eólica, já se tornaram suficientemente competitivas a ponto de não justificar subsídio. Esta visão repercutiu, em parte, quando em 2016 a Lei 13.360, de 17 de novembro de 2016 estabeleceu que os descontos na TUSD e da TUST não serão aplicados aos empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada que tiverem suas outorgas de autorização prorrogadas.

4.1.1.5 INCENTIVOS FISCAIS A INFRAESTRUTURA PARA O SETOR ELÉTRICO - REIDI

O Regime Especial de Incentivos para Investimentos em Infraestrutura – REIDI é uma política de renúncia fiscal aplicada aos setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação, instituído pela Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, e regulamentado pelo Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007. Em linhas gerais o benefício constitui em suspensão da exigência de recolhimento do PIS/PASEP e COFINS, incidentes sobre a venda de bens ou materiais de construção utilizados nas obras de infra- estrutura pelas empresas habilitadas. De modo similar, haverá alíquota zero de PIS e COFINS para prestação de serviços destinados às obras de infraestrutura qualificadas no REIDI. A isenção fiscal dos agentes qualificados poderá ser usufruída por até cinco anos, contados a partir da data habilitação do empreendimento.

Quando da regulamentação do REIDI, foi determinado que os benefícios com a redução de custos deveriam ser refletidos nos preços finais passados aos consumidores. Assim, aqueles empreendimentos em construção e comprometidos com CCEAR, tiveram a isenção fiscal condicionada a celebração de aditivo contratual que incorporasse o saldo positivo do REIDI nos preços de venda da energia. Ou seja, o preço da energia resultante da venda nos leilões regulados deveria ser reduzido para que os benefícios do REIDI alcançassem os consumidores finais.

Desde 2008 a capacidade instalada de geração cresceu quase 50% e de janeiro de 2013 até janeiro de 2017 o número de empreendimentos em operação comercial aumentou 60%. **Esta forte expansão do parque gerador coincide com o período de vigência do REIDI, mas não é possível afirmar que o regime foi o principal motivador deste processo, porque outras políticas públicas para o setor foram orientadas para a geração simultaneamente.** Em 2014, o gasto tributário estimado com o REIDI do setor de energia (eletricidade e combustíveis) foi de **R\$ 2,059 bilhões**, mas de fato, há uma dificuldade em quantificar exatamente os benefícios fiscais decorrentes do REIDI para cada segmento.

Em face disso o Tribunal de Contas da União (TCU) divulgou o Acórdão 1205/2014 cujo objetivo era conhecer e avaliar a estrutura de governança das renúncias tributárias: dificuldade de se verificar os efeitos do usufruto dos recursos renunciados; de identificar o conjunto de favorecidos; mensurar o montante renunciado com razoável grau de confiabilidade; e descolamento, nas etapas finais do ciclo das políticas públicas, da rotina dos respectivos órgãos gestores, que no caso do REIDI para o setor elétrico é o MME. Como consequência, novos procedimentos vêm sendo adotados no âmbito do MME e da Receita Federal, a fim de aprimorar os mecanismos de acompanhamento e controle do REIDI.

Apesar da dificuldade de apurar valores financeiros associados ao regime, é possível identificar o quantitativo de empreendimentos de geração de energia contemplados desde a sua implantação. Até março de 2017 foram habilitados 1200 empreendimentos de geração, dos quais 710 Eólicas e 200 PCHs. A Figura 13 apresenta a diversidade de fontes de geração incluídas no REIDI.

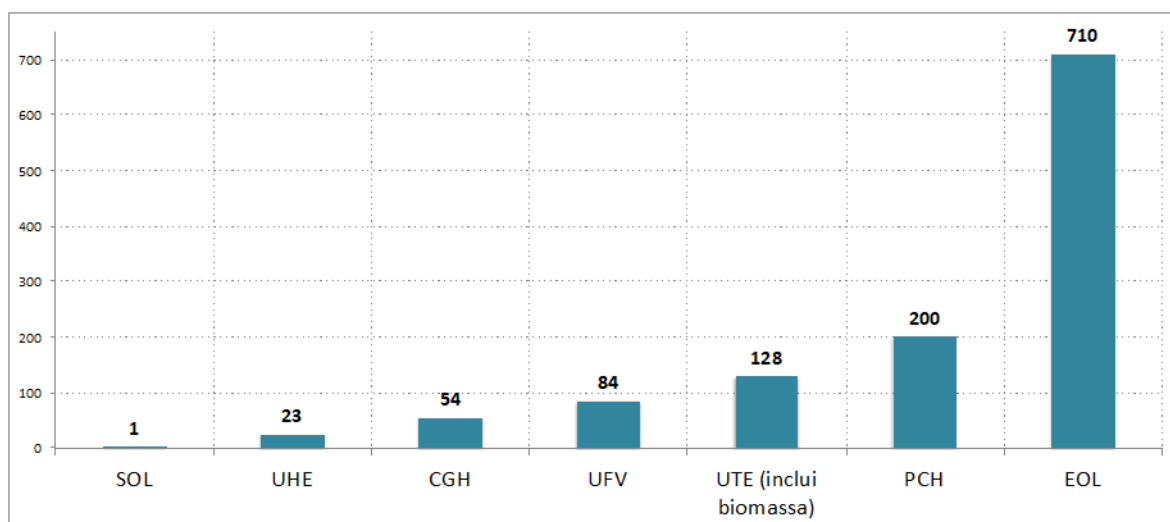


Figura 13 – Quantidade de Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Habilitados para o REIDI

Fonte: Elaboração própria a partir de MME.

4.1.1.6 OUTROS INCENTIVOS FISCAIS APLICADOS AO SETOR ELÉTRICO

Além do REIDI, outros benefícios de natureza tributária foram identificados no setor elétrico. A perda de arrecadação, ou o chamado gasto tributário, representa incentivos direcionados para fontes de geração a gás natural, gás natural liquefeito (GNL), carvão mineral, além da energia nuclear.

Para as usinas termoeletricas do PPT as alíquotas de PIS e COFINS foram reduzidas a zero no que diz respeito a venda do combustível para a empresa geradoras. Este benefício foi definido em 2001 durante o racionamento de energia elétrica e em 2011 houve uma reformulação da política no sentido de ampliar esta isenção para toda a cadeia de fornecimento do gás natural canalizado. Portanto, não há incidência de PIS e COFINS nas receitas decorrentes dos contratos entre a supridora do gás e a companhia distribuidora de gás estadual, bem como dos contratos de compra e venda entre a companhia distribuidora de gás estadual e usina integrante do PPT. Da mesma forma, o incentivo ao combustível utilizado na geração termoeletrica alcançou a venda do **carvão mineral**. A política de

incentivos por meio de isenção das alíquotas de PIS e COFINS não estabelece um prazo para a suspensão do benefício fiscal. Em 2014, o gasto tributário associado ao incentivo para aquisição de gás natural e carvão mineral totalizou de R\$ 557 milhões.

Ao final de 2010, a Medida Provisória 517 instituiu o **Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Usinas Nucleares (RENUCLEAR)**, justificado pela necessidade de se incluir na matriz energética oito novas usinas nucleares entre 2015 e 2030. A exposição de motivos da referida MP argumenta ainda que a energia nuclear tem potencial para constituir fonte complementar ao parque hidroelétrico, possibilitando atender o crescimento do consumo e manter a matriz nacional limpa. Após a conversão da MP na Lei 12.431/2011, o RENUCLEAR foi regulamentado em 2012 estabelecendo suspensão do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e do Imposto de Importação sobre máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos, e de materiais de construção adquiridos ou importados para a construção das usinas (projetos) previamente habilitados ao Regime. Entretanto, no caso de importação o benefício fiscal só se aplica aos materiais que não possuam similares nacionais. O benefício tem prazo determinado e incidiria somente sobre aquisições e importações feitas até o final de 2015, para projetos aprovados até 31 de dezembro de 2012. Contudo, houve extensão destes prazos e o benefício passa a se aplicar às importações e aquisições feitas até 2020 para projetos aprovados até 2017⁴⁹. A partir de 2014, os incentivos componentes do RENUCLEAR foram ampliados, inclusive no que diz respeito a importação de materiais (exceto de construção). Os projetos beneficiários do Regime também passaram a contar com isenção de PIS e COFINS incidentes sobre serviços prestados, bens e materiais de construção adquiridos no mercado interno ou importados.

Em 2008, o uso do **Gás Natural Liquefeito (GNL)** passou a ser estudado como uma alternativa para as usinas a gás que não mais poderiam manter com a Argentina os contratos de importação do combustível canalizado. Nesta mesma época, foi estabelecida a **isenção das contribuições (PIS e COFINS) de importação sobre o GNL**, por meio da Lei 11.727/2008. Em setembro de 2009 a Petrobrás conseguia importar cargas de GNL em condições mais favoráveis que aquelas definidas para o gás natural canalizado contratado da Bolívia⁵⁰. Em 2014, dada a necessidade de geração termoeletrônica mais intensa, o gasto tributário referente ao benefício fiscal para o GNL superou R\$ 902 milhões. Não há prazo determinado para a suspensão deste benefício.

⁴⁹ Receita Federal, março 2017: Demonstrativo dos Gastos Governamentais Indiretos de Natureza Tributária Bases Efetivas – Ano calendário 2014

Série 2012 a 2017

⁵⁰ <https://oglobo.globo.com/economia/com-preco-menor-petrobras-importa-gnl-reduz-compra-de-gas-da-bolivia-3148200>

Tabela 57 – Estimativas de Gastos Tributários relativos a incentivos para fontes específicas de geração de energia elétrica

Gastos Tributários 2014	Total (R\$)	Prazo
Gás Natural e Carvão	557.324.871	Indeterminado
Nucleares (RENUCLEAR)	87.400.000	31/12/20
GNL importado	902.458.715	Indeterminado
Total 2014	1.547.183.586	-

Fonte: Elaboração própria a partir de Receita Federal – Centro de Estudos Tributários e Aduaneiros, março 2017.

4.1.2 TRANSMISSÃO

Com o objetivo de caracterizar o setor elétrico para identificar a capacidade de se internalizar instrumentos de precificação do carbono, o segmento de transmissão não é analisado como o foco principal, mas como acessório, ainda que fundamental ao sucesso da expansão da oferta de energia elétrica. Nesse sentido, não são explorados aqui os modelos de expansão da transmissão, mas apenas uma caracterização mais breve do segmento.

De um modo geral, a expansão do sistema de transmissão é contratada por meio de licitações onde o vencedor é aquele que aceita receber a menor Receita Anual Permitida (RAP) para construir e operar os ativos estabelecidos no plano de expansão. Há alguns trechos menores que correspondem a reforços em circuitos existentes cujo investimento se viabiliza por meio de atos autorizativos da ANEEL para as próprias transmissoras que operam o trecho em questão. Em síntese, todos os custos relativos aos sistemas de transmissão são agregados em parcelas anuais convertidas em tarifas.

Para que o agente receba os valores correspondentes à RAP, a ANEEL calcula a TUST, dividindo o montante a ser arrecadado no ano específico na proporção de 50% para os agentes de consumo e 50% para os agentes de geração. O cálculo da TUST considera ainda um aspecto locacional, onde se busca sinalizar o custo marginal de expansão em cada nó do sistema, tendo em vista as demandas de potência previstas para os diferentes agentes.

As empresas de transmissão apresentam dispositivos distintos no que tange à definição da RAP, dependendo do tipo de autorização que recebem para a exploração do serviço. Quando houve a desregulamentação do setor elétrico, logo após o projeto RE-SEB, foram estabelecidas receitas para os ativos de transmissão correspondentes aos Contratos de Concessão dos Sistemas Existentes no ano 2000.

De outra forma, os reforços e adequações são feitos pelas concessionárias de transmissão, mediante ato autorizativo da ANEEL que aprova uma receita correspondente. As RAPs associadas a esses reforços são caracterizadas pelas parcelas denominadas RBNI (Rede Básica Novas Instalações) e RCDM (Demais Instalações de Transmissão). Um terceiro conjunto de ativos de transmissão são das empresas que obtiveram a concessão por meio de licitação, na modalidade de leilão público. A

Composição da Receita Anual Permitida dos ativos de transmissão no ciclo 2016-2017 pode ser observada na Figura 14 a seguir.

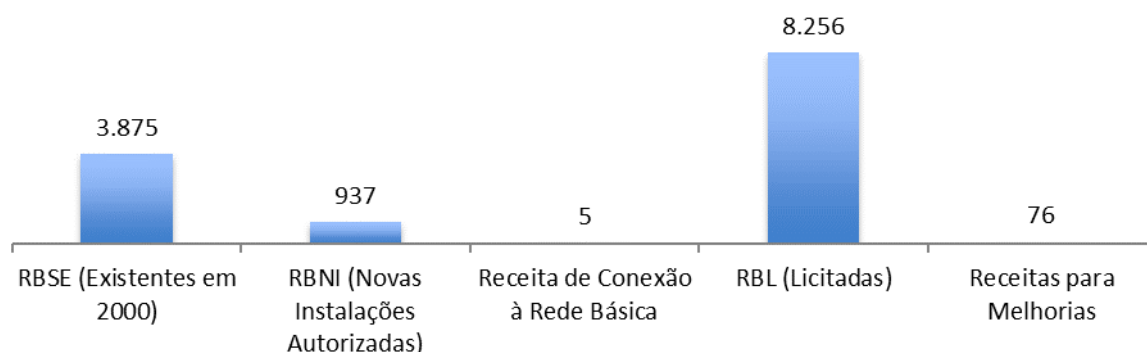


Figura 14 - Composição da Receita Anual Permitida dos ativos de transmissão no ciclo 2016-2017 em R\$ milhões

Fonte: Elaboração própria a partir de Nota Técnica 209/2016-SGT/ANEEL, de 22/06/2016.

Quando os leilões centralizados foram implementados, o sistema de transmissão se encontrava bem dimensionado e naquele contexto as discussões sobre atributos como confiabilidade, segurança e atendimento à ponta perderam importância relativa no modelo de expansão do parque gerador. Atualmente, as concessionárias de transmissão de energia elétrica têm a qualidade do serviço aferida por meio de indicadores associados à disponibilidade do sistema de transmissão. O resultado da apuração dos indicadores pode se converter em adicional de receita ou em redução, a depender do desempenho da transmissora.

Com relação ao sinal econômico das tarifas de transporte, observa-se que a forma de precificação não tem se mostrado eficaz para sinalizar para a geração os locais onde os empreendimentos seriam mais desejáveis do ponto de vista sistêmico. Quer seja pela insuficiência da componente locacional ou pelos ajustes externos necessários à recuperação da RAP e à estabilização das tarifas (Box 4), o fato é que as respostas para este problema podem sugerir a realização de leilões locacionais e leilões por fontes, que poderiam considerar também sinais relacionados a precificação de carbono. No entanto, tem-se a percepção que a **deficiência no sinal locacional da TUST é uma questão menor quando comparada à falta de clareza na política de expansão da matriz e a composição pretendida para as distintas fontes** (hidroelétricas, termoeletricas, renováveis) e atributos (como localização, despachabilidade ou capacidade acionamento rápido no caso de intermitência de outras fontes).

Box 4 – Estabilidade na TUST para redução de risco nos novos empreendimentos de geração

Em 2004, foi incluído na TUST um mecanismo que visava conferir maior previsibilidade aos custos de transporte inerentes ao escoamento da energia produzida por novas usinas: a TUST para os empreendimentos de geração passou a ser fixada previamente aos leilões, por meio de cálculos que visam refletir o arranjo técnico e econômico de acordo com as melhores projeções disponíveis à época. Os valores assim estabelecidos para as tarifas seriam mantidos constantes por um período de dez anos. Eventuais diferenças observadas entre as tarifas calculadas anualmente e aquelas projetadas para reduzir as incertezas e riscos do investidor seriam alocadas/transferidas/repassadas aos agentes no segmento de consumo na TUST correspondente.

Este mecanismo foi contestado em muitos aspectos; tanto por parte dos próprios agentes de geração, em casos onde se percebeu que as tarifas não estabilizadas teriam sido menores que aquelas pactuadas no momento da venda da energia, mas também pela categoria consumo, que absorveu desvios desfavoráveis e passou a arcar com uma maior volatilidade de custos.

As informações sobre o comportamento da expansão da transmissão evidenciam que o ritmo anual de acréscimo de linhas pode oscilar bastante, influenciado inclusive pela entrada de novos empreendimentos de geração. Segundo o acompanhamento da ANEEL, entre 1998 e 2010 a média de crescimento dos sistemas de transmissão é de aproximadamente 2.500 quilômetros de novas linhas em operação por ano. A Figura 15 mostra como se deu a expansão em base anual até 2016.

Situação em fevereiro/2017	Quantidade de Usuários Diretos da Rede Básica		
	Permanentes	Não Permanentes	Total
Distribuidoras	57	0	57
Geradoras	507	0	507
Consumidores	103	2	105
Importadores	0	0	0
Exportadores	0	1	1
Total	667	3	670

Figura 15 - Acréscimo anual de linhas de transmissão concedidas em km de redes

Fonte: ANEEL – Boletim de Informações Gerenciais, 4º Trimestre 2016.

Diferentes tipos de agentes são usuários diretos das redes de transmissão; além de geradoras e distribuidoras, há também grandes consumidores industriais com instalações conectadas diretamente nos sistemas de transmissão. Atualmente, 667 agentes têm contrato para uso permanente dos sistemas de transmissão, dentre os quais estão 103 grandes consumidores (Tabela 58). O atendimento aos usuários das redes de transmissão é feito por mais de 300 empresas que se dividem entre empresas públicas e privadas (Tabela 59).

Tabela 58 – Quantidade de Usuários dos Sistemas de Transmissão

Situação em fevereiro/2017	Quantidade de Usuários Diretos da Rede Básica		
	Permanentes	Não Permanentes	Total
Distribuidoras	57	0	57
Geradoras	507	0	507
Consumidores	103	2	105
Importadores	0	0	0
Exportadores	0	1	1
Total	667	3	670

Fonte: Elaboração própria a partir de NOS.

Tabela 59 – Agentes prestadores de serviços de transmissão de energia elétrica

	Empresas	Concessões
Privadas	110	124
Públicas	7	60
Total	117	184

Fonte: Elaboração própria a partir de NOS.

O modelo de sistema interligado para viabilizar a alocação ótima dos recursos energéticos disponíveis entre as regiões do Brasil impulsiona a expansão de grandes extensões dos sistemas de transmissão. Os leilões de grandes empreendimentos de geração, também impõem grandes extensões de linhas para que a energia produzida seja disponibilizada nos centros de carga do SIN. Nesse sentido, cabe destacar que a expansão de fontes de geração distribuída estaria associada a uma tendência de redução do ritmo de crescimento de novas linhas de transmissão.

4.1.3 DISTRIBUIÇÃO

O segmento de distribuição é fortemente regulado, tanto no que diz respeito aos preços repassados aos consumidores finais como na própria forma de atuar sobre os mercados e na operação dos ativos sob concessão. Conforme tratado nos tópicos anteriores, o alcance das medidas regulatórias avança inclusive sobre as formas de contratação de energia, além de determinar as tarifas que poderão ser praticadas junto aos clientes cativos. Nesse sentido, além de estabelecer os preços que podem ser cobrados junto aos mercados, a regulação do segmento de distribuição de energia elétrica disciplina também a forma como os recursos energéticos serão adquiridos. Tendo em vista o desenvolvimento de mecanismos de precificação de emissões de GEE, o segmento de distribuição é abordado nesta seção a partir da ótica dos preços repassados aos consumidores finais.

4.1.3.1 SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO E A SUA INTERFACE COM OS CONSUMIDORES FINAIS

O processo de definição das tarifas deve estar alinhado ao modelo de regulação pré-estabelecido. Em síntese podem ser destacados dois modelos principais; o modelo de regulação pela taxa de retorno e o modelo de regulação pelo preço. Cada um deles tem características bem definidas no que diz respeito ao tipo de resposta esperada das empresas reguladas⁵¹.

O primeiro tem a desvantagem de não favorecer a redução de custos, tanto na operação quanto na expansão da capacidade. De fato, os estudos de Averch and Johnson (1962) indicaram que a regulação pela taxa de retorno pode até mesmo incentivar sobre-investimentos, o que parece ter sido o caso da indústria de distribuição no Reino Unido e também na Escandinávia antes da abertura do mercado. Nesse sentido, as entidades reguladoras que administram regimes de regulação pela taxa de retorno devem aplicar mecanismos que contornem a tendência de as empresas expandirem seus sistemas além das reais necessidades. Um mecanismo são as ferramentas de benchmarking, que permitem estabelecer parâmetros de eficiência para as empresas reguladas.

O segundo modelo de regulação mencionado se caracteriza justamente pelo incentivo a redução de custos. Esta é a modalidade de regulação aplicada atualmente no segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil. Em linhas gerais, o regulador estabelece o preço máximo que a empresa regulada pode cobrar pelos seus serviços, e por isso o modelo é também conhecido por regime de *price-cap*, ou preço-teto.

Caso a empresa consiga operar com custos mais baixos que a referência adotada pelo regulador, então haverá excedente de receita que se converte em ganhos para o investidor. O incentivo está na possibilidade de a distribuidora se apropriar dos ganhos de eficiência obtidos com a modernização de processos e atividades até que as tarifas sejam novamente revisadas pelo regulador. Nesta nova revisão tarifária, o regulador terá novas referências de custos (pois é esperado que o conjunto de distribuidoras tenha se tornado mais eficiente), de forma que os padrões operacionais mais eficientes se convertem em tarifas mais baixas para os consumidores.

O período entre duas revisões tarifárias é conhecido como “*lag tarifário*”, e quanto mais longo for, maiores serão as chances de as empresas reguladas buscarem formas mais eficientes de prestar os serviços, e com isso aumentarem os ganhos para os acionistas. No entanto, a pressão pela redução dos custos nesse tipo de modelo, pode comprometer a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, na medida em que não favorece o desembolso de recursos para a expansão da capacidade e

⁵¹ Embora seja comum definir os dois modelos principais de regulação mencionados como se fossem práticas que não se sobrepõem, a experiência tem apontado que é possível se valer de uma combinação de abordagens para formar um modelo híbrido. Ou seja, para cada grupo de custos inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica, adota-se uma metodologia específica. Assim, o processo geral de controle de preços e fixação de tarifas pode assumir alguns aspectos de outro modelo que não aquele predominante.

melhorias dos sistemas. Em linhas gerais, pode-se afirmar que uma resposta natural da indústria a este tipo de regulação será a supressão da inovação ou atraso na introdução de novas tecnologias, como destacam Browning & Zupan, (2005). Diante disso, os modelos de regulação pelo preço devem ser complementados por mecanismos voltados para promover a regularidade e continuidade do fornecimento da energia elétrica.



	Taxa de Retorno	Price Cap
CARACTERÍSTICA	 <input type="checkbox"/> Não incentiva redução de custos <input type="checkbox"/> Favorece expansão e investimento	 <input type="checkbox"/> Forte Incentivo para reduzir custos <input type="checkbox"/> Pode levar a problemas com a qualidade dos serviços
COMPLEMENTAR	<input type="checkbox"/> Benchmark para estabelecer custos eficientes	<input type="checkbox"/> Garantir qualidade do serviço
ATENÇÃO	<input type="checkbox"/> Tarifa alta e excesso de capacidade	<input type="checkbox"/> Sistema vulnerável e obsoleto por baixo investimento

Figura 16 - Síntese modelos de regulação: Taxa de Retorno x Price Cap

Fonte: Elaboração própria.

No Brasil, as concessionárias de distribuição quando privatizadas na década de 1990 tiveram suas tarifas estabelecidas sem que tivesse sido feita a apuração de custos de prestação dos serviços. Contudo, os contratos de concessão estabeleceram de forma detalhada as regras de reajuste anual das tarifas e também diretrizes sobre o processo de revisão tarifária. De modo geral, o *lag* tarifário aplicado no Brasil varia entre 4 e 5 anos.

O primeiro ciclo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição teve início em 2003, e reposicionou as tarifas em níveis muito superiores aos que vinham sendo praticados, e em muitos casos os aumentos superiores a 40% foram diferidos para evitar problemas com os consumidores. No 2º ciclo revisional, aplicado a partir de 2007/2008, os efeitos observados foram opostos e, de um modo geral, houve uma redução significativa dos níveis tarifários resultantes. Atualmente, as distribuidoras estão passando pelo 4º ciclo revisional e as metodologias aplicadas pelo regulador evoluíram e consolidaram técnicas de benchmark e fronteiras de eficiência na definição dos custos operacionais e no que diz respeito ao nível de perdas repassadas às tarifas.

Depois de quatorze anos de regulação por *price-cap* no segmento de distribuição, algumas observações podem ser feitas. A primeira é que a parcela da tarifa destinada às empresas tem diminuído, e as razões desse fato podem ser importantes no contexto deste trabalho. Isto porque a pressão natural da regulação por incentivos é “enxugar” os valores de Capex (custo de capital) e Opex

(custos operacionais), quando exercida por muitos ciclos consecutivos sem que sejam exigidos investimentos ou avanços na qualidade. Mas além disso, houve um crescimento muito expressivo nos demais valores repassados às tarifas, especialmente aqueles relativos aos encargos setoriais. Assim, em termos relativos, a parte da tarifa que fica de fato com a prestadora de serviço foi reduzida em mais de 20% desde o primeiro ciclo de revisões tarifárias até 2016, conforme ilustra o Gráfico 6.

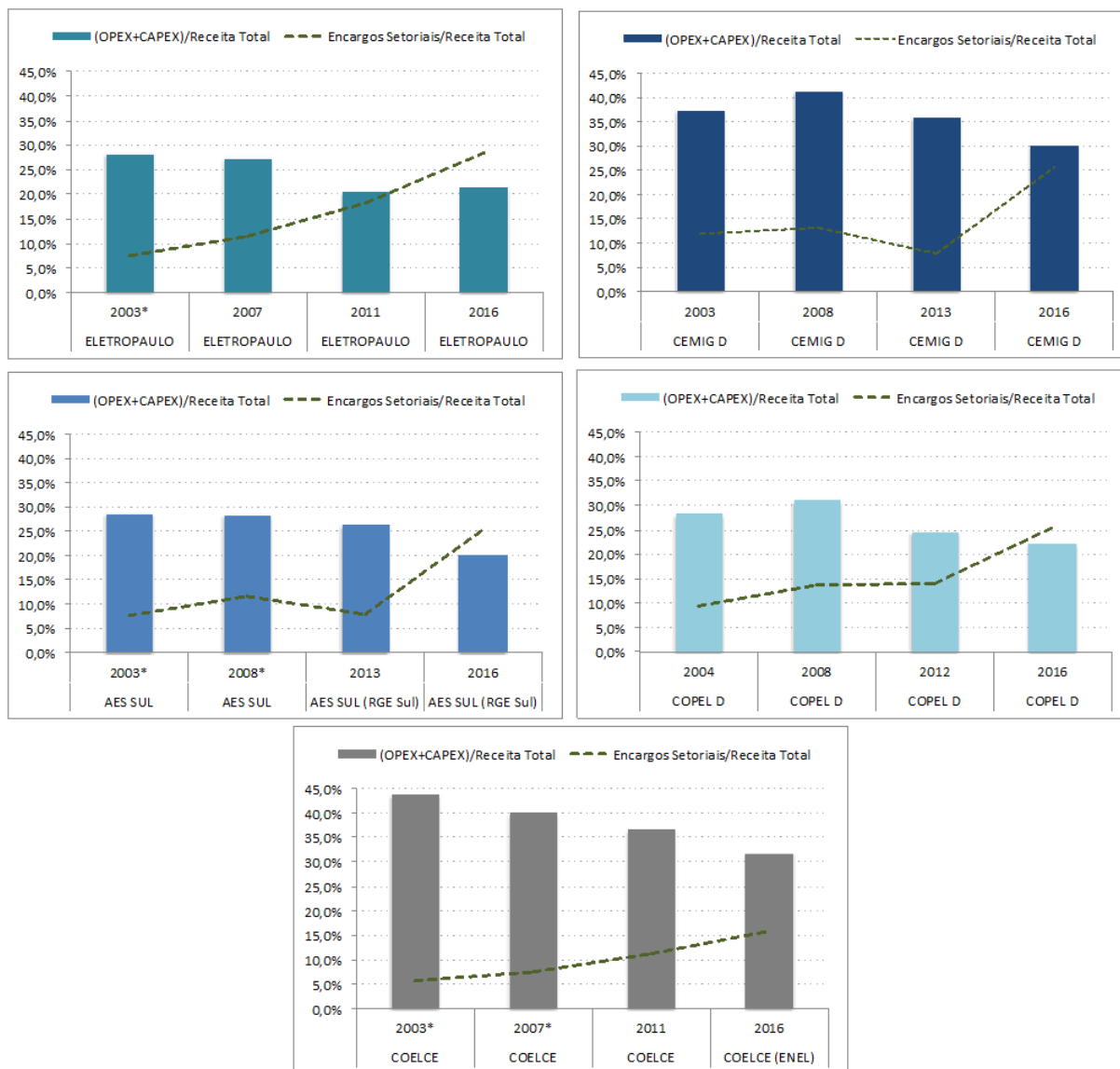


Gráfico 6 - Participação do Opex e Capex das distribuidoras destacadas no total das respectivas tarifas econômicas (não incluindo tributos) ao longo dos ciclos tarifários

* Processo estabeleceu tarifas provisórias

(a) Os valores de Receita Total não consideram a parcela de tributos incidentes sobre as faturas de energia elétrica, mas somente a composição das tarifas reguladas.

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL.

Conforme mencionado anteriormente, o nível das tarifas tem se mostrado elevado, tanto por um aumento nos preços da produção da energia, que adicionou muitas usinas novas e aumentou a participação de termoeletricas na matriz, quanto pelo incremento nos montantes de encargos setoriais.

Os tributos totais arrecadados nas faturas de energia elétrica passaram a incidir sobre uma base maior – tarifas mais caras – e se tornaram ainda mais “pesados” para os consumidores finais. Conclui-se que, **em termos relativos, os custos gerenciáveis pelas distribuidoras tiveram redução enquanto os valores administrados pelos formuladores de políticas passaram a onerar mais as contas de energia dos consumidores finais**. Os tributos (que incidem também sobre encargos setoriais) corresponderam a quase 30% do valor das faturas de energia elétrica em 2016 (Gráfico 7 e Gráfico 8).

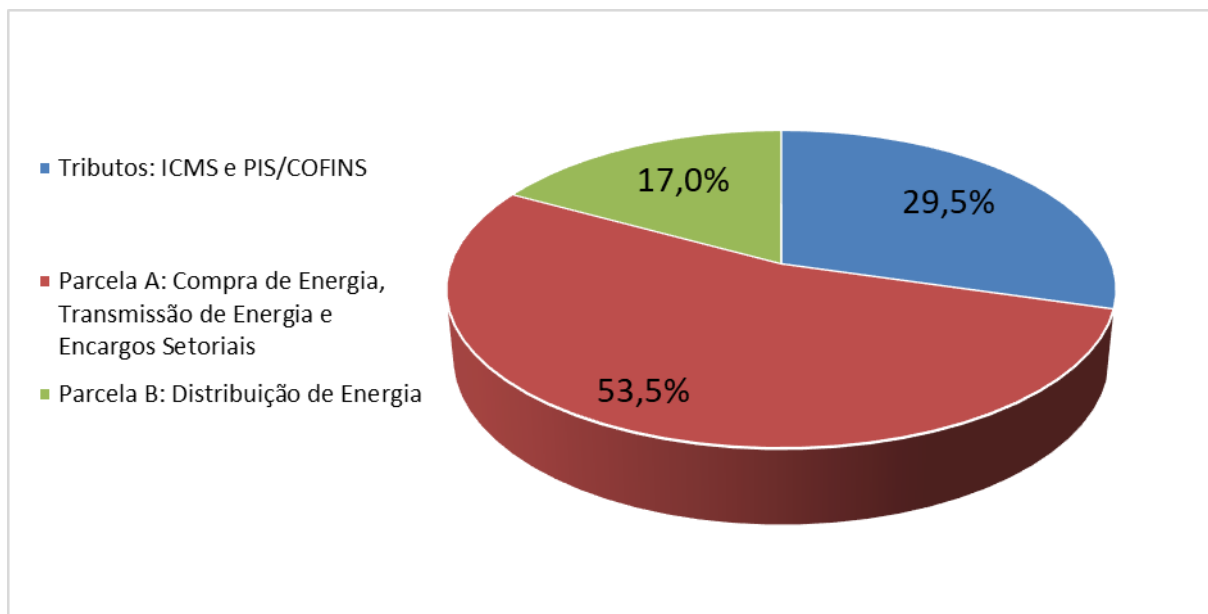


Gráfico 7 – Composição final dos custos totais repassados nas faturas de energia elétrica no Brasil

Fonte: ANEEL, editado em 08/02/2017.

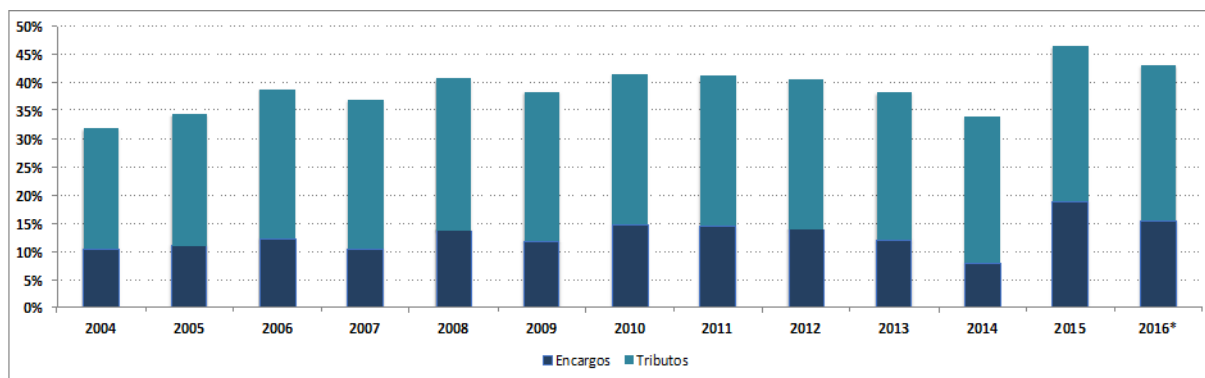


Gráfico 8 – Participação de Encargos e Tributos na fatura dos consumidores cativos

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

A segunda observação diz respeito aos problemas com a qualidade da prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. De modo geral, a qualidade está associada a dois indicadores relativos a continuidade do fornecimento. Muito embora as frequências de interrupção tenham sido reduzidas quando se observa um conjunto mais geral de dados, a duração média destas interrupções não tem

alcançado os níveis esperados⁵². Isto pode sinalizar que a redução de custos obtida pela sequência de revisões tarifárias sob o regime de regulação por incentivos não viabilizou investimentos necessários para a melhoria dos serviços de distribuição (Figura 17). **Este tipo de cenário, associado a tarifas elevadas é desfavorável para a introdução de mais um componente de custo, caso as emissões de carbono sejam assim representadas.**

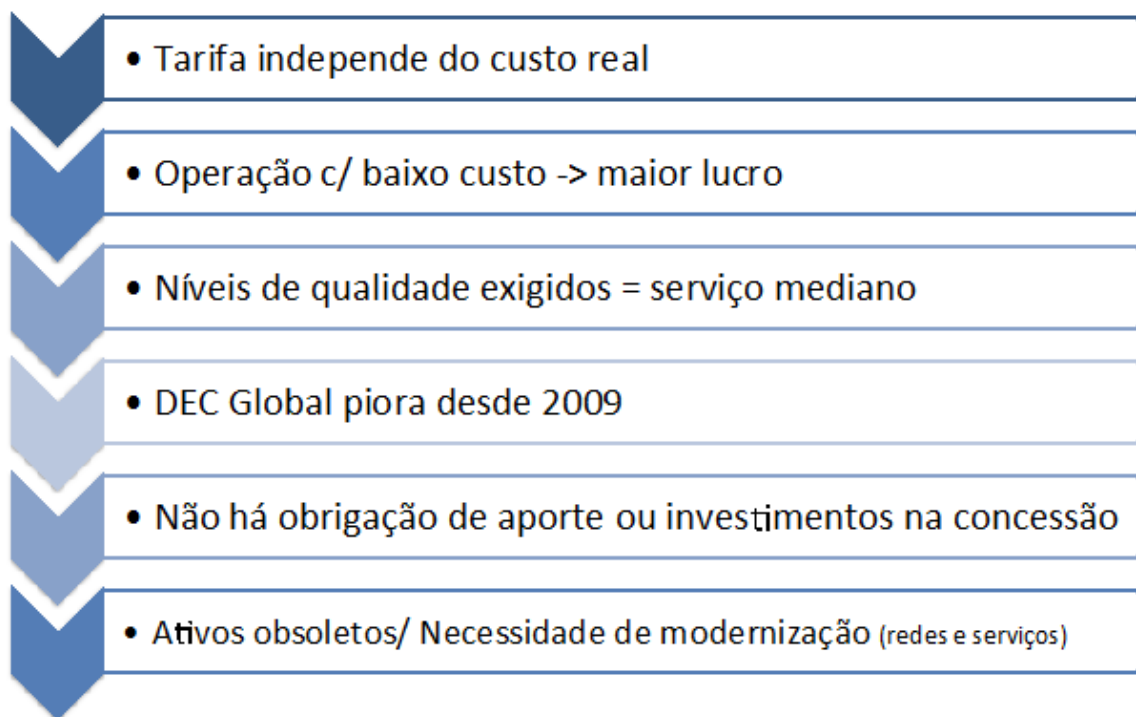


Figura 17 – Regulação por incentivos: Eficiência x Qualidade

Fonte: Elaboração própria. Reflete condições anteriores a renovação das concessões.

O Decreto 8.461/2015 regulamentou as diretrizes que deveriam ser observadas nos novos termos aditivos aos contratos das concessões de distribuição que estavam por vencer. Os novos aditivos estabeleceram maior comprometimento com a gestão e com a qualidade do serviço prestado, dentre outras questões como sustentabilidade econômico-financeira, governança corporativa, entre outras. De

⁵² “O que se observa é uma tendência de piora, ou seja, as distribuidoras já atingiram há 10 anos indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) muito melhores que em 2014. Isso é inaceitável, ainda mais quando há uma melhoria da Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora(FEC), resultando em uma elevação substancial na duração média das interrupções, o que denota ineficiência na gestão ou insuficiência de aplicação de recursos em operação e manutenção”

“.... Ao invés de melhorar suas práticas, o que é obrigatório dado o avanço tecnológico e o nível de exigência cada vez maior dos consumidores, observa-se que grande parte das distribuidoras tem piorado sua performance de forma injustificada, e segue tentando responsabilizar a definição de limites realizada pela ANEEL pelo seu mau desempenho.” Trechos da Nota Técnica 335/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

outro lado, as novas condições atenuaram os riscos do negócio de distribuição, eliminando quase totalmente os associados à variação do mercado, que passam a ser integralmente absorvidos pelas tarifas dos consumidores finais.

Recentemente, tem se observado movimentos em outros países no sentido de adaptar os modelos de regulação que vigoraram desde a desregulamentação dos mercados para prioridades vinculadas a economias de baixo carbono. O foco passa a ser a inserção de fontes de geração distribuída renovável e o incentivo ao uso racional dos recursos energéticos disponíveis, considerando o uso de novas tecnologias e inovação. Nesse caso, as redes de distribuição deverão estar preparadas e o desenho das tarifas é fundamental para estimular o padrão de consumo que se busca alcançar. As distribuidoras poderão eventualmente modificar a forma de atuação na cadeia de valor do setor elétrico, e absorver novas funções na gestão de novos serviços aos consumidores.

Na hipótese de evolução dos sistemas de distribuição para incorporar serviços de redes elétricas inteligentes, haverá necessidade de investimentos maciços, pressionando ainda mais os níveis tarifários praticados no Brasil. Em contrapartida, a implantação de redes elétricas inteligentes tem potencial para atenuar os altos custos da inovação, por meio da possibilidade de adaptar a produção, o controle da rede, o armazenamento e o consumo à volatilidade dos mercados de energia. **Nesse contexto, alinhado às políticas de redução de emissões, é conveniente avaliar os mecanismos de incentivo à inovação, dado que a regulação por *price-cap* não forma ambiente favorável.** Alternativamente, poderá ser considerada uma ampliação no *lag* tarifário, que poderia conferir maior estabilidade e segurança de retorno para os investidores, favorecer a financiabilidade das empresas e tornar o cenário mais propício para inovação nas redes.

Tão importante quanto a ótica da indústria de distribuição de energia elétrica na concepção de mecanismos de redução de emissões está à disposição a pagar dos clientes finais na cadeia de valor. Estudos recentes no âmbito dos programas de Pesquisa e Desenvolvimento avaliaram a abrangência de projetos para melhorias nas redes de distribuição com base em pesquisas de disposição a pagar aplicadas aos consumidores potencialmente beneficiados⁵³. Os resultados revelaram que a disposição a pagar tem relação com a confiança na concessionária de distribuição e com a satisfação do usuário com o nível de serviço. Quanto maior for a satisfação com a qualidade no fornecimento de energia e a confiança na distribuidora, maior será a disposição a pagar pelos investimentos em melhorias nas redes. Portanto, a inclusão de precificação de emissões nas tarifas aplicadas pelas distribuidoras poderá demandar um período de adequação no ambiente regulatório, no qual se inclui um novo

⁵³ Programa de Conversão de Redes Aéreas de Distribuição de Eletricidade em Subterrâneas nas Cidades do Recife, Salvador e Natal. Recomendações de Políticas Públicas e Regulação. Projeto de P&D financiado pelas distribuidoras do Grupo Neoenergia: CELPE, COSERN e COELBA. (2015)

patamar de qualidade do fornecimento de energia elétrica e maiores incentivos a investimentos em inovação.

4.1.3.2 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD) E RELAÇÃO COM AS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO

O termo Geração Distribuída (GD) foi tratado na legislação do setor elétrico a partir da reforma do modelo de comercialização estabelecido em 2004, em especial no contexto da desverticalização das atividades de geração e distribuição. Principalmente as PCHs motivaram a construção de linhas para que a energia produzida fosse escoada, explicando a criação das empresas de distribuição associadas. Quando a desverticalização foi imposta ao setor, foi necessário estabelecer um arranjo diferenciado para as pequenas distribuidoras que detinham ativos de geração nos seus contratos de concessão. Por essa razão, passaram a ser definidos como GD, nos termos do Decreto 5.163/2004, os empreendimentos com as seguintes características:

- (i) conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador da energia;
- (ii) hidroelétrico com capacidade instalada de até a 30 MW; ou
- (iii) termoeletrico, dentro de níveis de eficiência mínimos fixados pela ANEEL.

Com isso, o modelo de comercialização passou a flexibilizar a compra de energia que, em sendo de GD, não precisaria passar pelo rito dos leilões centralizados. Assim, as distribuidoras podem abrir uma chamada pública e contratar energia diretamente dos empreendimentos qualificados como GD. Esta flexibilidade constitui um incentivo para fontes renováveis, desde que as condições oferecidas pelas empresas de distribuição sejam atrativas, ou mais atrativas que as condições de venda nos leilões de reserva, leilões de fontes alternativas, Proinfa, ou que a venda direta aos consumidores especiais com descontos nas tarifas de uso dos sistemas.

É interessante observar que este arcabouço regulatório não tratava de fato a geração mais pulverizada, de menor porte (micro e mini-geração). A regulação não estabeleceu o modelo de negócios no caso de o consumidor de menor porte gerar sua própria energia. As barreiras colocadas a este tipo de geração estão associadas à complexidade de operação da rede, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, e a eventual incidência de tributos (ANEEL, 2016).

Merece destaque o aspecto associado ao desenho das tarifas, que no caso dos clientes na baixa tensão – geralmente onde há maior potencial para a microgeração – impõe tarifas monômias, nas quais os valores referentes à prestação dos serviços de rede e aqueles relativos à energia consumida estão representados em uma única tarifa, faturada sobre o consumo medido em kWh. Desse modo, quando uma unidade residencial, por exemplo, reduz a compra de energia da distribuidora por estar utilizando microgeração, isto fará com que a receita para remunerar a rede da distribuidora seja reduzida; porém a rede e toda a estrutura operacional estão imobilizadas da mesma forma, independente da geração

distribuída. Por isso, as tarifas binômias, são recomendadas inclusive na baixa tensão, pois os ganhos das empresas de distribuição não podem estar vinculados à venda de kWh.

Box 5 – Atual subsídio cruzado e a transição para um modelo de alocação de custos

Atualmente, a receita que deixa de ser paga por consumidores de baixa tensão quando geram sua própria energia em painéis fotovoltaicos é recomposta nos processos tarifários seguintes. Contudo, o rateio desses custos se reflete – com certa defasagem - e aumento de tarifas para o conjunto de consumidores dentro da área de concessão onde estão os painéis. Trata-se, portanto, de um caso típico de subsídio cruzado, entre clientes de uma mesma distribuidora de energia.

No entanto, não há uma formalização no arcabouço legal e regulatório, sobre a intenção de se criar este tipo de subsídio cruzado para incentivar a micro e minigeração solar. Ao contrário disso, seria esperado que os benefícios deste tipo de geração fossem quantificados e valorados para se definir uma política setorial específica. No processo de alocação desses custos, espera-se que exista correlação entre benefícios gerados pela expansão da micro e minigeração.

Portanto, seria importante identificar os principais beneficiados da micro e mini geração fotovoltaica, ponderando as externalidades positivas e sua abrangência (local, regional, nacional, global). A postergação de investimentos em geração de grande porte e linhas de transmissão, por exemplo, pode ser apontada como um benefício da ampliação de geração solar em consumidores da baixa tensão? As emissões evitadas pelos painéis fotovoltaicos interessam a quem?

Observa-se atualmente que a tarifa monômnia tem configurado um tipo de incentivo “não intencional” para a micro e minigeração. Da mesma forma, o subsídio cruzado resultante nas tarifas é uma consequência que não reflete um planejamento ou uma avaliação dos benefícios oferecidos pelo essas fontes.

A transição para um modelo de correta alocação de custos deve ser gradual, mas para se definir esta transição é importante conhecer o ponto de partida (diagnóstico do cenário atual) e o ponto onde se pretende chegar.

A preocupação de perda de receita relativas a micro e mini-geração chegaram a ANEEL por meio das próprias concessionária de distribuição. O tema foi incluído na agenda regulatória, mas não houve ainda uma abordagem específica. A Resolução Normativa 482/2012 definiu condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e disciplinou também o sistema de compensação de energia elétrica na relação entre o consumidor-gerador e empresa de distribuição. Ainda assim, em 2015 foi necessário implementar ajustes no regulamento para que as barreiras a expansão da micro e minigeração fossem atenuadas. As novas regras destacam que, quando conectada aos sistemas de distribuição por meio de unidade consumidora, será considerada:

- (i) microgeração distribuída: qualquer fonte renovável, com potência instalada de até 75 kW; e
- (ii) minigeração distribuída: qualquer fonte renovável com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica).

Quando a quantidade de energia gerada em determinado mês for superior à energia consumida no período, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes, com validade dos créditos de 60 meses. Os créditos apurados não podem ser convertidos em dinheiro, mas poderão ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras situadas em outro local, desde que do mesmo titular e na mesma área de atendimento da distribuidora.

Diante das condições comerciais mais claras, a iniciativa de investir em micro ou minigeração é do consumidor. A análise de custo-benefício será mais favorável quanto maior for a tarifa de fornecimento da concessionária local. A tarifa monômnia tende a ser favorável para o consumidor-gerador no curto prazo, mas não é compatível com o modelo de remuneração da concessionária.

Em 2015 houve um avanço importante no que tange aos tributos PIS, COFINS e ICMS, que passaram a adotar como base de incidência das alíquotas o valor líquido, correspondente a consumo menos geração. O ajuste configurou mais um estímulo para a expansão da micro e minigeração. A Tabela 61 a seguir identifica o quantitativo de agentes com micro e minigeração.

Tabela 60 - Quantitativo de agentes por modalidade de micro e minigeração

Modalidade	Potência (kW)	Geradores	UC associadas
Autoconsumo	13.912	651	1.702
Geração compartilhada	5.670	25	129
Geração na própria unidade consumidora	87.201	9.080	9.080
Total	106.783	9.756	10.911

Fonte: ANEEL.

4.1.4 O ARRANJO INSTITUCIONAL

O arranjo institucional que se formou na década de 1990 passou a contar com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que veio a incorporar as atribuições do Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE)⁵⁴. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) se encarregou das atividades de operação e do planejamento de médio prazo, em especial das linhas e reforços necessários nos sistemas de transmissão, tratados anteriormente âmbito do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), coordenado pela Eletrobrás. O

⁵⁴ O DNAE foi criado pelo Decreto n 4.904, de 16 de dezembro de 1965, subordinado ao Ministério de Minas e Energia e tinha como atribuição promover e desenvolver a produção de energia elétrica, bem como assegurar a execução do código de águas e leis subsequentes.

planejamento de longo prazo ficou a cargo do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), que passou a trabalhar com planejamento apenas indicativo a partir de 2001 (veja 4.1.1.2. e Box 3).

No início, a gestão dos Contratos Iniciais e das diferenças verificadas mensalmente entre os compromissos estabelecidos e a geração e consumo efetivamente verificados eram valoradas por um preço estabelecido pela ANEEL⁵⁵. Atualmente a CCEE exerce estas funções. No planejamento de longo prazo, a EPE assumiu as funções do CCPE. O arranjo institucional passou a contar ainda com o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), cujas funções são atuar de forma estratégica, acompanhando e avaliando permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

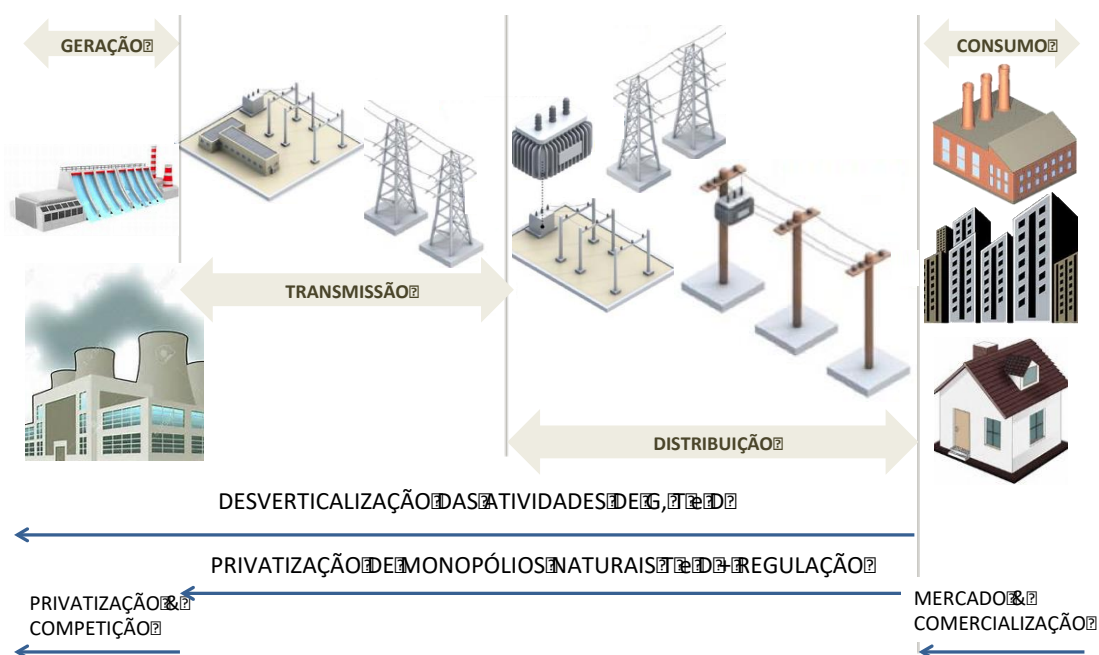


Figura 18 – Arranjo Institucional do Setor Elétrico

Fonte: Editado a partir de CCEE.

4.2 VISÃO GERAL DA OPERAÇÃO E USO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS

O planejamento da operação do sistema elétrico realizado pelo ONS visa à minimização dos custos de suprimento, compostos principalmente por gastos com combustíveis e demais custos associados a um eventual déficit. O chamado “custo total de operação” é composto pelo Custo Variável Unitário – CVU (custo de operação/despacho das usinas térmicas por unidade de energia, R\$/MWh) e pelo custo unitário de déficit de energia elétrica. **Não existe nesse modelo qualquer componente associado**

⁵⁵ Resolução ANEEL 222, de 30 de junho de 1999.

às emissões de GEE ou qualquer penalização ou mecanismo que iniba o uso de fontes mais poluentes.

A forte componente hidroelétrica e a existência de grandes reservatórios de armazenamento de água viabilizam a regularização da produção. É possível armazenar energia (em forma de água nos reservatórios) durante o período chuvoso para utilização no período seco. Neste contexto, é possível observar que a possibilidade de ocorrer déficit e o custo correspondente, mesmo que futuro, afetam a operação presente.

O problema do planejamento ótimo da operação é caracterizado por um conjunto de relações de forte dependência nas dimensões:

- Temporal, porque a energia disponível no presente pode ser armazenada para uso futuro;
- Espacial, pois há muitos casos em que a energia utilizada em uma usina pode ser reutilizada em todas as outras usinas a jusante no mesmo rio; e
- Estocástica, devido à forte componente climatológica que introduz incerteza futura.

No Brasil, a cadeia de planejamento e operação pode ser resumida através dos seguintes passos:

1- Programação da operação a longo prazo – envolve horizonte de cinco anos, discretizados em intervalos mensais. Seu objetivo principal é otimizar a gestão do estoque de energia (em forma de água) nos reservatórios, acionando eventualmente o despacho térmico de forma a poupar água e reduzir riscos de déficit futuro. Seus principais resultados são o despacho térmico e o custo marginal dos armazenamentos em cada reservatório (conhecido como valor da água).

O setor de energia elétrica brasileiro utiliza, para solução do problema de operação ótima energética, o modelo computacional Newave, que calcula não apenas o despacho térmico, mas também o valor da água (custos marginais associados aos armazenamentos) e o custo marginal associado à demanda.

2- Programação da operação a curto prazo – envolve horizonte de dois meses divididos em intervalos semanais. A modelagem é similar à da operação a longo prazo, com algumas diferenças:

- As usinas hidroelétricas são representadas de modo individualizado e não mais agregadas por região
- As vazões hidrológicas afluentes são modeladas diferentemente – determinísticas para as primeiras quatro semanas, e modeladas para cada bacia para as outras 4 semanas.
- A previsão de carga é um pouco mais refinada, ajustada semanalmente de acordo com os cenários reais conhecidos com mais precisão.
- As fontes intermitentes não despacháveis (solar e eólica) são representadas descontando da carga a ser atendida, a geração prevista para estas fontes.

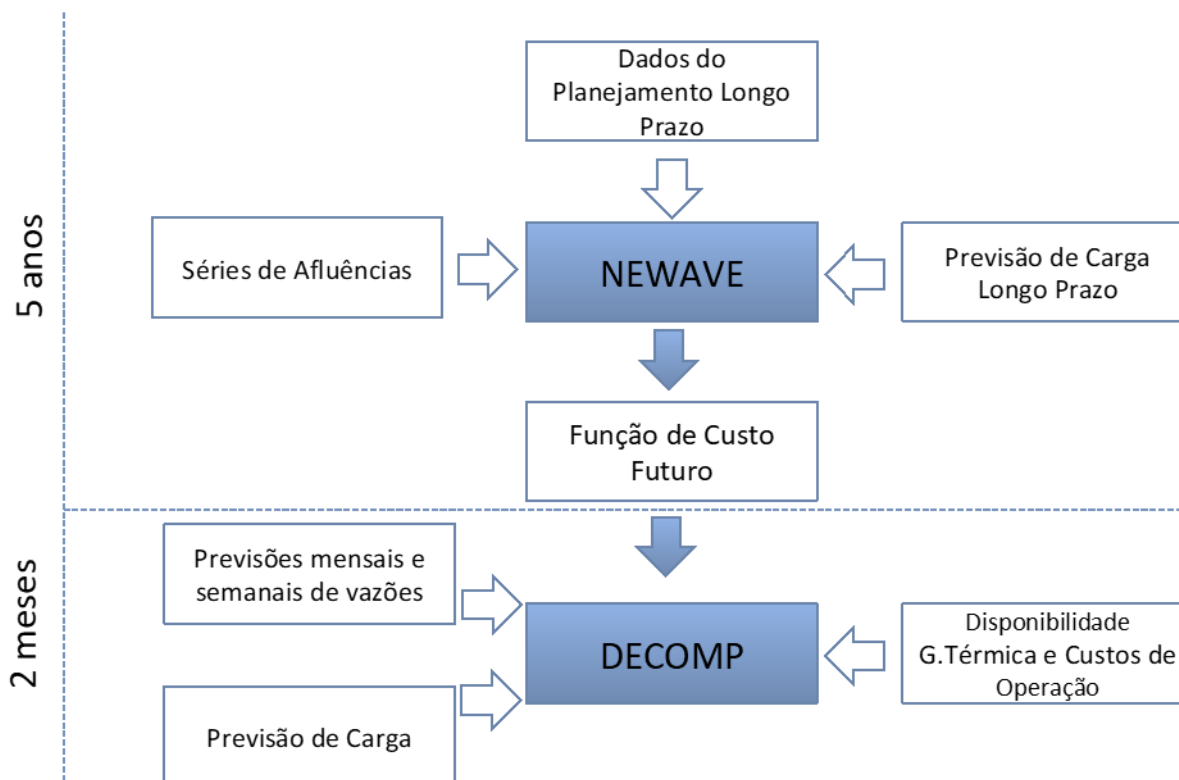


Figura 19 – Visão esquemática das ferramentas e informações para planejamento da operação e uso dos recursos energéticos

Fonte: adaptado a partir de CCEE.

Para evitar o risco de déficits futuros mais severos, a operação é feita de modo a utilizar despacho de termoeletricas de forma antecipada. **O volume de emissões não é considerado de forma explícita, mas o uso de termoeletricas de forma antecipada representa a opção por emitir no presente para evitar que termoeletricas mais caras e mais poluentes sejam necessárias no futuro.**

A própria representação do valor atribuído ao custo do déficit de energia está em processo de atualização. A ideia é que este valor ajude a tomada de decisão quanto a implementar racionamentos preventivos quando estes tiverem impactos na economia e na sociedade menores que a operação com uso intensivo de termoeletricas.

Recentemente, em novembro de 2016, uma mudança no dispositivo legal que trata dos elementos a serem considerados no planejamento da operação determinou que o ONS passe a considerar cargas interruptíveis, o que poderá eventualmente evitar o acionamento de termoeletricas, em especial nos horários da ponta do sistema. Muito embora este mecanismo não seja muito abrangente, ele é um sinal positivo na medida em que passa a considerar a carga de alguns consumidores no conjunto de variáveis que podem flexibilizar a operação, contribuindo para a melhor utilização dos recursos energéticos.

4.3 O MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

O modelo de comercialização da energia elétrica se caracteriza por permitir que exista competição nos segmentos de consumo e geração, ao passo que as indústrias monopolistas de distribuição e transmissão atuam sob condições de preços e sob padrões técnicos definidos na regulação.

No segmento do consumo, a possibilidade de escolher o fornecedor da energia elétrica está vinculada ao porte do cliente. As grandes indústrias, com carga superior a 3MW, são consideradas consumidores potencialmente livres ou, caso tenham deixado de ser atendidas pela distribuidora local, passam a ser consumidores livre. Os consumidores de tamanho intermediário, entre 0,5 MW e 3 MW, poderão adquirir energia elétrica de fontes hidráulica de até 50 MW de potência, eólica, solar e biomassa. Neste caso são considerados consumidores especiais e poderão usufruir de descontos nas tarifas de usos dos sistemas aos quais se conectam. Os clientes com carga inferior a 0,5 MW não tem opção de escolha do fornecedor de energia e são atendidos pela distribuidora local.

As distribuidoras, por sua vez, deveriam ser em tese indiferentes ao fato de consumidores optarem por outros fornecedores, porque a remuneração do negócio de distribuição não deverá estar associada à venda da energia, uma vez que não é permitido que a concessionária ganhe margem sobre a energia elétrica comprada para atender seu mercado. A remuneração do negócio de distribuição é feita por meio da TUSD, e esta é dimensionada em função dos ativos que a empresa coloca em operação. Assim, quando um consumidor opta por adquirir energia no mercado livre ele permanecerá “cativo” na TUSD da sua concessionária local, pois é nela que a conexão aos sistemas é feita.

Após a reforma setorial de 2004, as distribuidoras passaram a ser mais reguladas no que tange às possibilidades de contratação da energia para atender os mercados cativos. A partir de então o governo passou a intervir no ambiente necessário para viabilizar a oferta e construção de novas usinas, criando a sistemática de leilões centralizados, além de ampliar linhas de financiamento específicas para os empreendimentos negociados nos leilões. Antes disso, as distribuidoras tinham que buscar a oferta, impulsionadas quase exclusivamente pela obrigação de apresentar contratos para cobrir ao menos 85% dos seus mercados. Este ambiente voltado para atender o consumo de clientes cativos passou a ser denominado ACR – Ambiente de Contratação Regulada. Cabe observar que o consumo do ambiente regulado é atendido também por contratos não decorrentes dos leilões do ACR, são eles:

- i. Contratos Bilaterais Regulados (CBR): Situações de exceção aos ACR. Geração Distribuída de Chamada Pública, Geração Distribuída de Desverticalização, Licitação Pública de distribuidoras com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, Contratação entre distribuidoras supridas e supridoras, e outros contratos específicos menores.
- ii. Cotas de Energia Nuclear (CEN): A partir de janeiro de 2014, toda energia oriunda dos empreendimentos de fontes nucleares Angra 1 e 2 passou a ser destinada compulsoriamente ao mercado das distribuidoras do SIN.

- iii. Cotas de Geradoras c/ concessão renovada (Lei 12.783/13). Medida implantada ao final de 2012 cujo objetivo era a desoneração das tarifas e aumento da competitividade da indústria.
- iv. Cotas de Itaipu Binacional. A energia da usina binacional Itaipu é distribuída compulsoriamente entre as distribuidoras das regiões Sul, Sudeste e Centro-oeste desde quando a energia começou a ser produzida.

As demais negociações que envolvem consumidores livres e consumidores especiais passou a configurar o chamado ACL – Ambiente de Contratação Livre. Com relação aos volumes consumidos nos ambientes livre e cativo, as informações apresentadas pela CCEE permitem identificar que um quarto do consumo diz respeito aos clientes livres e especiais no ACL (Tabela 61).

Tabela 61 - Distribuição do consumo entre ambientes livre e regulado em 2016

Ambiente	Total 2016 (MW médio)	%
ACR	45.839,185	74,5%
ACL	15.687,380	25,5%
Total	61.526,565	100%

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE

Todas as negociações – contratos – devem ser registrados na CCEE, assim como o consumo e a geração dos agentes. Os contratos que estão associados às fontes incentivadas recebem uma sinalização, ou um *flag*, para que os consumidores especiais possam fazer jus aos descontos tarifários. No entanto, esta diferenciação de contratos não se estende ao mercado cativo. **Ainda assim, a experiência em tornar operacional a diferenciação das fontes de energia comercializadas poderá ser útil no desenho de mecanismos de precificação de carbono.**

O acerto entre posições de geração e consumo de um lado, e contratação de outro, se dá então no âmbito da CCEE, que é responsável por contabilizar as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças, positivas ou negativas, são liquidadas no mercado de curto prazo, valoradas ao PLD. Esse parâmetro é determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o Custo Marginal de Operação (CMO) do subsistema. Assim, o é PLD calculado pela CCEE, de forma muito semelhante ao CMO.

4.4 O PROCESSO DE FORMAÇÃO DE PREÇOS

Os resultados do planejamento da operação mensal feita pelo ONS são as decisões de despacho do parque gerador, além da determinação do CMO. O CMO representa uma medida da sensibilidade do custo ótimo da operação à carga, para um determinado instante e em determinado cenário. Em muitos mercados, esta informação é tomada diretamente como o preço da energia. No âmbito da CCEE, o preço de liquidação das diferenças (PLD) é semelhante ao custo CMO, limitado regulatoriamente por

valores mínimos e máximos, e diferenciado por mais algumas restrições operativas que são retiradas quando o cálculo é realizado para fins de PLD.

No modelo hidrotérmico, as incertezas quanto à hidrologia são determinantes para os resultados do custo total da operação associado ao PLD. O uso das séries históricas de aflúências é uma forma de tratar o problema; entretanto, um dos aspectos mais críticos diz respeito ao grau de sensibilidade do PLD a eventuais variações nas previsões consideradas, e sabe-se que é extremamente sensível pelo próprio conceito e formulação do CMO e PLD.

As previsões do mercado e o parque gerador a ser representado nas simulações também afetam muito os resultados. O uso destas informações nos modelos de formação de preços passa pela EPE e pelo ONS, e as questões metodológicas sobre a forma de uso e representação desta base de dados têm potencial de afetar todos os agentes na cadeia do setor elétrico. A Figura 20 traz uma síntese destes impactos para os diferentes agentes.

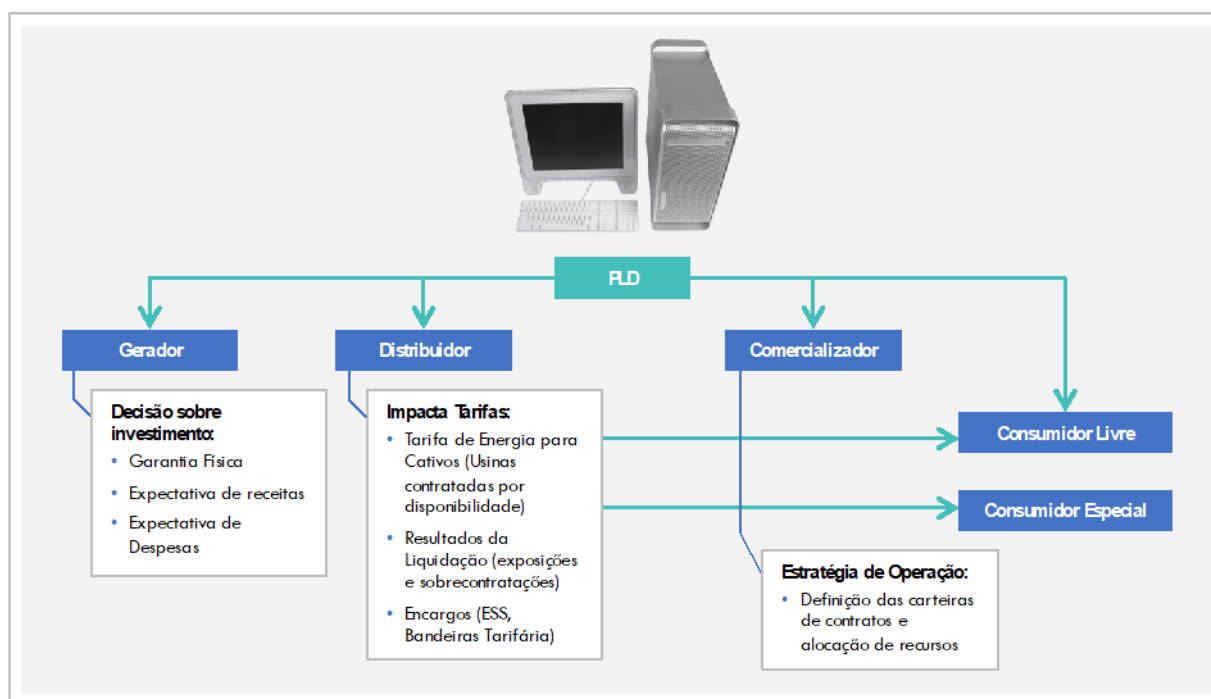


Figura 20 - Como os Modelos Computacionais de Despacho Impactam Diferentes Agentes

Fonte: Elaboração própria

4.5 FUNDOS SETORIAIS, SUBSÍDIOS E TRIBUTAÇÃO

De modo geral pode-se dizer que os encargos setoriais são recolhimentos estabelecidos em lei com um fim específico vinculado à implementação de políticas de governo. O setor elétrico, pelo seu porte e essencialidade, tornou-se um mecanismo importante de arrecadação fiscal e suporte de políticas públicas, mas a prática tem sido criticada especialmente pelos setores produtivos, que demandam ações reais de monitoramento da aplicação de todos os encargos setoriais. Defende-se que a competitividade da economia nacional dependerá da desoneração das tarifas.

4.5.1 A RELEVÂNCIA DA CDE DENTRE OS ENCARGOS SETORIAIS

A CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) foi modificada em 2013, ampliando sua abrangência original. Quando criado em 2002, o encargo tinha a duração prevista de 25 anos e as finalidades de promover:

- i. o desenvolvimento energético dos Estados;
- ii. a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, PCHs, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados;
- iii. promover a universalização do serviço em todo o território nacional. Com isso, os recursos da CDE foram concentrados inicialmente no financiamento do Programa Luz para Todos, voltado à universalização do acesso à energia elétrica, e também no subsídio ao consumo da população de baixa renda.

No novo regime da CDE, foram acrescentados, dentre outros, os seguintes objetivos:

- i. custear parcela da geração de energia elétrica nos sistemas elétricos isolados (antes cobertos pela Conta de Consumo de Combustíveis – CCC); e
- ii. aplicações similares às da Reserva Geral de Reversão – RGR, como amortizar operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão de concessões ou atender a finalidade de modicidade tarifária.

Para fazer frente às necessidades de captação de fundos da CDE, foi incorporada a possibilidade de aportes do Tesouro Nacional e da transferência de recursos da RGR. Do outro lado, nas despesas que passaram a ser custeadas, a nova legislação estabeleceu que além da subvenção ao consumidor de baixa renda, a CDE iria custear a redução equilibrada das tarifas e subsídios tarifários aplicados a diversos tipos de consumidores – tais como irrigação e aquicultura, serviço público de água, esgoto e saneamento; classe rural, geradores e consumidores de fontes alternativas. Diante deste contexto, a CDE é atualmente o encargo setorial mais relevante em termos de recursos financeiros. O gráfico a seguir (Gráfico 9) ilustra como se deu a distribuição dos valores aplicados pela CDE em 2016.

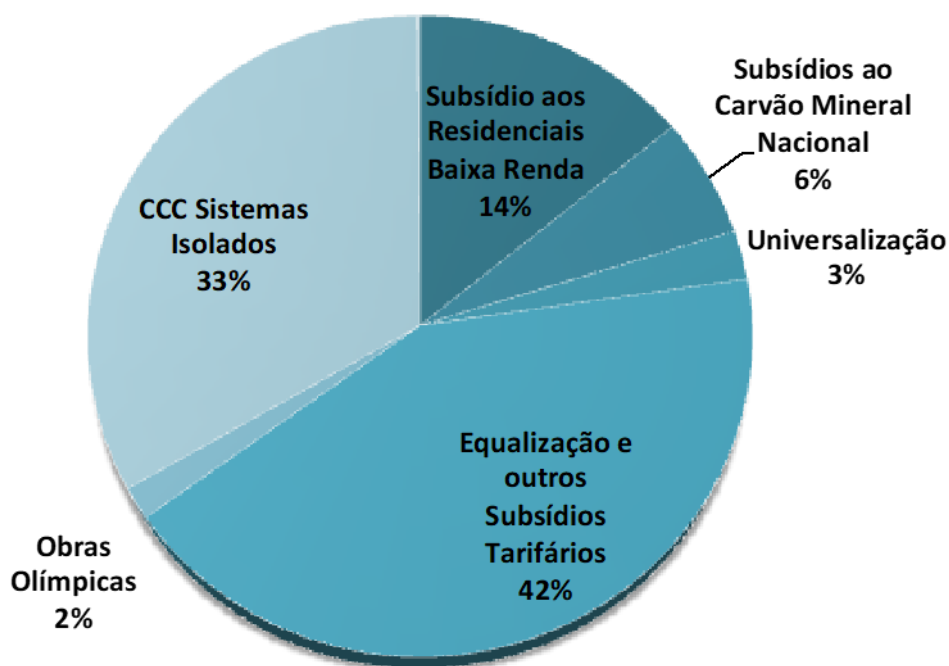


Gráfico 9 - Distribuição dos recursos aplicados pela CDE em 2016

Fonte: Elaboração própria a partir de Eletrobras

4.5.2 VISÃO GERAL DOS ENCARGOS SETORIAIS

Dez encargos setoriais merecem destaque na cadeia de valor do setor elétrico. A Tabela 62 a seguir traz uma breve descrição dos objetivos e forma de incidência de cada um deles.

Tabela 62 - Resumo dos Encargos Setoriais, Objetivos e formas de incidências

Encargo	Objetivo	Incidência
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC (Este encargo foi incorporado à CDE)	<p>Subsidiar os combustíveis fósseis utilizados para atendimento ao consumo nos sistemas elétricos isolados (Região Amazônica).</p> <p>Contempla a possibilidade de sub-rogação do benefício para linhas de transmissão e para a geração de energia a partir de fonte hídrica, eólica, solar, biomassa e gás natural, que venham a substituir ou evitar custo atual e futuro de geração termoeletrica subsidiada pela CCC.</p>	<p>A Eletrobrás atua como responsável por apurar os custos necessários à geração nas usinas beneficiadas pelo programa, enquanto a ANEEL fixa e monitora os valores a serem recolhidos via tarifas aplicadas aos consumidores de todo o país.</p>

Encargo	Objetivo	Incidência
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	<p>i. Competitividade da energia produzida a partir de fontes renováveis;</p> <p>ii. Universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; e</p> <p>iii. Modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda</p> <p>A partir de 2013, novas finalidades foram atribuídas à CDE, como equalização dos subsídios tarifários, custeio da geração termoeletrônica nos sistemas isolados, indenizações de concessões revertidas.</p>	<p>Paga por Consumidores Livres e Cativos, exceto aqueles de baixa renda. O principal veículo de arrecadação é a TUSD, mas também há grandes indústrias conectadas à Rede Básica que pagam a CDE por meio da TUST.</p> <p>A conta da CDE é também abastecida por dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP; e (ii) das multas aplicadas pela ANEEL</p>
Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA	Incentivar a geração de energia a partir de fontes alternativas (eólicas e biomassa) e de pequenas centrais hidroelétricas.	<p>Paga por Consumidores Livres e Cativos, exceto os de baixa renda. O principal veículo de arrecadação é a TUSD. Há grandes indústrias conectadas à Rede Básica que pagam o Proinfa por meio da TUST.</p> <p>As distribuidoras e também consumidores livres recebem uma cota de energia do programa, que pode ser utilizada como um contrato de energia no atendimento ao consumo.</p>
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	Compensar financeiramente a União, estados e municípios pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas para geração de energia	Paga apenas por agentes de geração ou por algumas distribuidoras que puderam manter ativos próprios de geração.
Encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER	<p>Cobrir custos associados a confiabilidade do sistema não cobertos pelo PLD.</p> <p>Tipos de ESS: Restrição de Transmissão, Serviços Ancilares, Despachos excepcionais aos resultados dos modelos Newave e Decomp por decisão política para aumento da segurança energética.</p> <p>Além destes há o EER, para cobrir custos de geração de empreendimentos contratados em Leilões específicos, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários.</p>	<p>Pagos por meio da Tarifa Regulada de Energia (TE) de consumidores cativos, e os consumidores livres pagam o encargo diretamente na contabilização mensal da CCEE.</p> <p>Para situações de segurança energética, os geradores também devem pagar parte do ESS, porém esta parte está sub judice desde 2013.</p>
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	Custear o funcionamento da ANEEL no exercício das suas atividades de fiscalização e regulação econômica.	Incide nas tarifas de consumidores livres e cativos e também é recolhida junto a agentes de geração

Encargo	Objetivo	Incidência
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE	Estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à energia elétrica e ao uso sustentável dos recursos necessários para gerá-la.	Incide nas tarifas reguladas de distribuição e transmissão, mas também há obrigação de recolhimento por parte dos geradores (salvo algumas exceções tais como fontes renováveis e de menor porte). Nas concessionárias de distribuição este valor corresponde a 1% da receita operacional líquida.
Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS	Financiar o funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico	Incide nas tarifas de consumidores livres e cativos e também é recolhida junto a agentes de geração

Fonte: Elaboração própria.

O Gráfico 10 a seguir destaca o valor associado a cada um dos encargos setoriais, indicando a evolução do total anual incidente na cadeia de valor do setor elétrico.

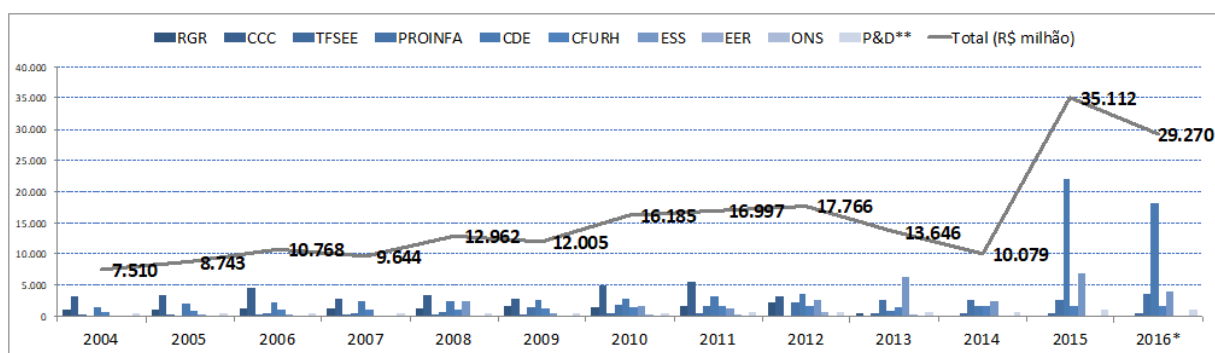


Gráfico 10 – Evolução anual dos Encargos Setoriais em milhões de Reais

*Em 2016 os valores de TFSEE e CFURH estão estimados. **Os valores para P&D foram estimados.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ANEEL, CCEE e ONS.

Além dos encargos setoriais destacados existe uma outra cobrança aos consumidores finais de energia elétrica que diz respeito à Contribuição para Custeio de Serviço de Iluminação Pública, conhecido como COSIP ou CIP. A Emenda Constitucional nº 39, de 19 de dezembro de 2002 permitiu aos municípios e ao Distrito Federal instituir esta contribuição. A correspondente cobrança passou então a ser feita aos consumidores de energia elétrica, com arrecadação e repasse pela concessionária de distribuição. Desse modo, os valores referentes à COSIP não fazem parte das tarifas calculadas pela ANEEL, mas são destacadas nas faturas como um valor a parte a ser pago mensalmente pelos consumidores finais.

4.5.3 DESTAQUES SOBRE MECANISMOS DE SUB-ROGAÇÃO

O modelo da sub-rogação incluído na CCC pode ser avaliado sob a ótica de buscar insumos para o desenho de mecanismo mitigação de emissões. Isto porque trata-se de um arranjo que visa realocar os incentivos das fontes fósseis para recursos renováveis. No caso da CCC, há inclusive a possibilidade

de que empreendimentos de geração hidráulica com capacidade superior à 30MW, e instalados nos Sistema Isolados, sejam beneficiados, podendo receber recursos da CCC, observado o limite de 75% do valor do empreendimento. São potenciais beneficiados empreendimentos de geração a partir de fonte hídrica, eólica, solar, biomassa e gás natural, mas também linhas de transmissão que venham a substituir ou evitar custo atual e futuro de geração termoeletrica subsidiada.

A ANEEL é a responsável por atestar a elegibilidade do benefício, enquanto a Eletrobrás pela liberação dos recursos. A premissa adotada nessa parte do programa é que o governo forneça recursos para empreendimentos que tenham a capacidade de reduzir custos futuros indesejados, ainda que isso represente momentaneamente um aumento de despesas por período determinado.

4.5.4 ENCARGOS DE SERVIÇOS DOS SISTEMAS

O Encargo de Serviços do Sistema (ESS) representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema para o atendimento da carga. Tal custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração que prestarem serviços.

Até dezembro de 2007, o ESS dividia-se em Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão e o Encargo de Serviços Ancilares. A partir de 2008, foram introduzidas duas novas formas de ESS, ambas buscando maior segurança energética: (i) quando se atinge o nível de segurança dos reservatórios e faz-se necessário despacho de térmicas com preços superiores ao do PLD; e (ii) quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE determina que sejam despachadas termoeletricas fora da ordem do mérito econômico.

Em tese, o ESS deveria existir somente para cobrir despachos de urgência, não previstos na programação da operação e no cálculo do PLD correspondente. ASSIM, o ESS deveria ocorrer apenas por eventuais e repentinas restrições nos sistemas, caracterizando-se assim como um custo de segurança elétrica. Contudo, o encargo passou a ser aplicado como veículo de arrecadação de recursos para cobrir custos inerentes ao um maior grau de segurança energética, possivelmente em razão de cenários desconfortáveis de oferta associado às imperfeições no modelo de precificação da energia de curto prazo. Isto teve como efeito prático direcionar recursos para geradores termoeletricos, que deslocam a geração hidroelétrica.

4.5.5 BANDEIRAS TARIFÁRIAS: DE SINAL ECONÔMICO A ENCARGO SETORIAL

No âmbito da regulação da ANEEL, a forma de se calcular as tarifas também passou por mudanças importantes a partir do início de 2012, quando foi aprovado um sistema de bandeiras (verde, amarela e vermelha) que deveria indicar por meio das faturas mensais recebidas pelos consumidores a situação da oferta conjuntural. O mecanismo tinha a finalidade de substituir o sistema de diferenciação das tarifas de energia por período do ano, que eram mais elevadas nos meses mais secos. Buscava-se aprimorar o uso dos recursos energéticos por meio da estrutura de tarifas; a forma de bandeiras foi

pensada para sinalizar a necessidade de despacho térmico de custo mais elevado. Se houvesse hidrologia ruim e necessidade de utilizar geração térmica acima do previsto, o status de amarelo ou vermelho seria informado com antecedência aos consumidores, juntamente com o adicional tarifário que cada cor indicava (15 Reais adicionais por MWh consumido para a bandeira amarela e 30 Reais para a vermelha).

Ocorre que o sistema de bandeiras modificado em 2015 passou a ser operacionalizado como mais um encargo setorial. Isto porque os valores recolhidos com o acionamento das bandeiras tarifárias passaram a ser destinados: (i) à cobertura das variações dos custos de geração por fonte termoeletrica; e (i) à exposição ao PLD no mercado de curto prazo que afetasse as distribuidoras. Com isso, o valor das bandeiras deixou de representar o custo do despacho térmico iminente, e passou a ser estabelecido com base na expectativa de custos das empresas que fazem jus ao recebimento dos valores.

Atualmente, a CCEE faz a gestão desta conta, que centraliza todos os recursos recolhidos por meios das tarifas de energia aplicada aos clientes cativos e repassa para os beneficiários na proporção das suas necessidades. Os valores que foram utilizados para liquidar as despesas de distribuidoras na CCEE totalizaram R\$ 3,5 bilhões em 2016. Em termos práticos, este montante representa uma antecipação de receita para cobertura das despesas das distribuidoras com compra de energia, porque caso o mecanismo não direcionasse os valores dessa forma, a ANEEL consideraria os custos correspondentes no reajuste anual das tarifas. Entretanto, além da antecipação da receita, os recursos para o pagamento das despesas com a compra de energia são, em parte, custeados por consumidores de outras áreas de concessão.

4.5.6 QUADRO GERAL DA CARGA TRIBUTÁRIA E INCIDÊNCIA DE ENCARGOS NA CADEIA DE VALOR DO SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico é um dos mais tributados entre os setores econômicos possivelmente em razão da alta produtividade na cobrança dos impostos; possui bases de incidência amplas, sólidas e de fácil fiscalização. O Gráfico 8 ilustra como tem evoluído a participação de encargos e tributos sobre o faturamento feito aos consumidores finais, atingindo o ápice em 2015 quando representaram 46% da receita de fornecimento das empresas de distribuição. Em outro estudo, aplicado numa amostra de 45% das empresas de Geração, Transmissão e Distribuição (GTD) do SEB que representa 70% do mercado foi apurado que a carga tributária consolidada de encargos e tributos atingiu em 2015 o patamar de 51,64% do total da receita bruta operacional das empresas que compõem a amostra (Instituto Acende Brasil, 2016). O Quadro 2 a seguir apresenta os tributos incidentes sobre o setor elétrico, considerando valores apurados nas demonstrações financeiras de amostra representativa de empresas de GTD do SEB.

Quadro 2 – Carga de Tributos incidentes sobre o Setor Elétrico sobre a Receita Operacional Bruta Total – Ano Base 2015

Descrição		Fato Gerador	Base de Cálculo	% da Receita Bruta do SEB* em 2015
IRPJ	Imposto de Renda da Pessoa Jurídica	Renda ou proventos de qualquer natureza	Lucro	1,78%
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido	Renda ou proventos de qualquer natureza	Lucro	0,56%
PIS/PASEP	Programa de Integração Social e Prog. Formação do Patrimônio do Servidor Público	Receita	Faturamento mensal	2,01%
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social	Receita	Faturamento mensal	9,68%
INSS Patronal	Contribuição ao INSS devida pelo Empregador	Possuir empregado que seja segurado do INSS	Rendimentos pagos, devidos ou creditados ao empregado	0,33%
FGTS	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço	Pagamento ao empregado por prestação de serviço	Folha salarial	
SAT	Seguro de Acidente do Trabalho	Possuir empregado que seja segurado do INSS	Total das remunerações pagas ou creditadas	NA
Sistema S	Sistema "S" e Salário Educação	Possuir empregado(s) e atuar em indústria, comércio, pequena e média empresa	Folha salarial	NA
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços	Circulação de Mercadorias	Valor Agregado	21,87%
ISS	Imposto sobre Serviços	Prestação de serviços a terceiros	Valor do Serviço	0,02%
COSIP/CIP	Contribuição para Custeio de Serviço de iluminação Pública	Consumo de energia	Consumo de energia	NA
IPTU	Imposto sobre a Propriedade Territorial Urbana	Propriedade, domínio útil ou posse de imóvel em zona urbana	Valor venal do imóvel	0,00%
IPVA	Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores	Propriedade de veículos automotores	Valor venal do veículo	
ITR	Imposto Territorial Rural	Propriedade, domínio útil ou posse de imóvel em zona rural	Valor da terra	NA
TOTAL DE TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES*				36,25%

* Conforme Estudo do Instituto Acende Brasil, 2016

NA - Não destacado na apuração

Fonte: Elaboração própria a partir de Instituto Acende Brasil.

Para avaliar a incidência de Encargos Setoriais foram observados os valores determinados pela ANEEL para recolhimento aos respectivos fundos e/ou para repasses tarifários. Os valores foram comparados com a receita bruta de fornecimento de energia elétrica, que representa o faturamento feito ao mercado cativo. Os resultados podem ser observados na tabela a seguir.

Tabela 63 – Evolução dos Encargos Setoriais frente a Receita de Fornecimento de Energia Elétrica ao Mercado Cativo

Encargos Setoriais	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
	R\$ milhão								
RGR	1.425	1.630	1.594	1.725	2.312	609			
CCC	3.523	3.021	5.173	5.572	3.223				
TFSEE	359	375	386	465	196	467	414	457	508
PROINFA	896	1.573	1.816	1.794	2.253	2.590	2.816	2.696	3.645
CDE	2.484	2.842	2.961	3.314	3.723	1.024	1.700	22.057	18.291
CFURH	1.259	1.339	1.515	1.636	1.727	1.591	1.670	1.674	1.674
ESS	2.400	528	1.732	1.417	2.630	6.259	2.467	7.110	3.970
EER		32	312	321	867	295	85	0	0
P&D**	605	654	685	740	822	795	911	1103	1165
ONS	11	12	13	14	14	15	16	17	18
Total (R\$ milhão)	12.962	12.005	16.185	16.997	17.766	13.646	10.079	35.112	29.270
Receita Fornecimento c/ Tributos	94.102	101.228	109.222	117.915	127.628	113.358	129.278	186.748	191.544
Encargos/Receita Bruta	14%	12%	15%	14%	14%	12%	8%	19%	15%

* Valores Estimados

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL e NOS.

4.5.7 ESTRUTURA DE REMUNERAÇÃO DOS AGENTES NA CADEIA DE VALOR DO SETOR ELÉTRICO E LINHAS DE FINANCIAMENTO

A conceituação geral de custo de capital amplamente disseminada no campo de Finanças é associada ao retorno mínimo que determinado investimento deve proporcionar, ligado à remuneração exigida pelos investidores dado o risco do negócio. O custo de capital é um fator importante na tomada de decisões das empresas, sendo aplicado como método de análise para avaliar a atratividade do empreendimento; ou seja, a taxa de retorno deve estar acima do custo de capital.

Uma boa avaliação e dimensionamento do custo de capital de negócios regulados ou de empresas de serviços públicos está vinculada a eficiência das políticas públicas. Quando sobreavaliadas as taxas de remuneração (ou custo de capital) podem levar à rentabilidade maior do que a adequada ao negócio regulado, gerando má alocação de recursos e distorção de preços. Por outro lado, taxas subavaliadas podem limitar o crescimento, inviabilizar novos investimentos e consequentemente provocar a degradação da qualidade dos serviços.

A taxa de remuneração teórica das **empresas de Distribuição e de Transmissão** é fixada no âmbito da regulação, dado que estes são segmentos de monopólios naturais. Nesse sentido, as taxas de remuneração estabelecidas são aplicadas sobre a base de ativos das empresas a fim de se obter o valor correspondente a ser repassado às tarifas. Embora o custo de capital efetivamente percebido pelas empresas reguladas dependa das alternativas de financiamento acessadas no contexto de cada projeto, o valor reconhecido para fins de repasse às tarifas fixadas pela ANEEL é definido com base na metodologia do *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), em combinação com o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). O WACC leva em consideração a remuneração de todo o capital das empresas, tanto de terceiros como próprio, incluindo os benefícios fiscais. O cálculo é feito a partir da visão da estrutura de capital ótima, de forma que as médias do custo de capital próprio (acionistas) e do custo de capital

de terceiros (credores) são ponderadas por suas respectivas proporções em cada alternativa de endividamento.

No que diz respeito às **empresas de geração**, o custo de capital fixado no âmbito regulação aplica-se exclusivamente às concessões sob regime de cotas. Estes agentes possuem características consideradas distintas da percepção de risco da economia como um todo. Isso porque o modelo de regulação aplicado a eles é próximo ao *revenue cap* – regulação caracterizada pelo estabelecimento de limite de receita, marcado por altos incentivos à redução de custos. O principal risco da geradora sob estas condições é a perda de parte da receita por desempenho médio abaixo do esperado. Inclusive o risco de inadimplência e riscos hidrológicos são alocados diretamente as distribuidoras compradoras, acentuando a diferença entre os demais geradores que devem atuar no mercado com maior grau de gestão sobre os riscos do próprio negócio.

No processo de cálculo do WACC regulatório das empresas de distribuição, o parâmetro que representa o risco de crédito baseou-se nas séries da agência Moody's Ratings, com 15 anos de histórico compreendido no período entre outubro de 1999 e setembro de 2014. A média dos valores das séries resultou no risco de crédito de 3,37%. As empresas utilizadas na aferição do risco de crédito médio apurado foram as apresentadas na Tabela 64 a seguir:

Tabela 64 – Empresas consideradas para a aferição do risco de crédito médio utilizado no cálculo da Taxa de Remuneração das Empresas de Distribuição (WACC regulatório)

Empresa	Rating Emissor- Escala Global e Moeda Local
Bandeirante	B aa3
Celesc D	Ba1
Cemig D	Baa3
Eletrobras* (moeda estrangeira)	Baa3
Celesc	Ba2
Cemat	B2
Celtins	B2
Coelba	Baa2
Cemig	Ba1
EDP	Ba1
Eletropaulo	Ba1
Energisa	Baa3
Escelsa	Baa3
Light	Ba1
Light SESA	Ba1

Fonte: ANEEL, Nota Técnica 22/2015-SGT/ANEEL

Para além dos valores teóricos referentes à remuneração de investimentos no setor elétrico, existe a situação real de captação destas empresas. De modo geral o BNDES tem sido o principal agente de financiamento dos investimentos no SEB. As linhas de crédito e as condições financeiras⁵⁶ disponíveis estão destacados no quadro abaixo:

⁵⁶ Na data de edição da primeira versão do texto, em dezembro de 2017, as condições vigentes eram aquelas apresentadas no Quadro 3. A partir de janeiro de 2018, o BNDES alterou as linhas de financiamento conforme:

Quadro 3 – Principais Linhas de Crédito do BNDES e Condições de Financiamento para o Setor Elétrico

Segmentos	Participação Itens Financiáveis	Custo*	Amortização	
			Sistema	Prazo
Eficiência Energética	80%	TJLP	SAC	Conforme Projeto
Solar	80%			20 anos
Eólica	70%			16 anos
Demais Fontes Alternativas	70%			20 anos
Hidrelétricas maiores que 30MW	50%			20 anos
Térmicas Gás Natural Ciclo Combinado	50%			16 anos
Transmissão	80%	IPCA	PRICE	20 anos
Distribuição	50%	50% TJLP 50% IPCA	SAC	6 anos

* Soma-se o Spread Básico de 1,7% a.a e Spread de risco (0,4% a 3,37% a.a)

Fonte: BNDES.

4.6 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Esta seção sumariza os principais pontos do capítulo.

Ao avaliar essas políticas, destacamos as seguintes conclusões:

Segmentos	Condições Financeiras			
	Participação Máxima	Custo Financeiro (Moedas do BNDES)	Remuneração do BNDES (% a.a.) *	Prazo de Financiamento
Eficiência Energética Geração Distribuída Redes Inteligentes	80% do investimento (100% dos financiáveis)	Eficiência Energética, GD e Redes Int.: TLP	Eficiência Energética, GD e Redes Int.: 0,9%	até 20 anos
Geração e Transmissão		Geração e Transmissão: TLP ou Moeda IPCA	Solar e R.S.U.: 0,9% Demais Casos: 1,3%	Geração e Transmissão: até 24 anos
Distribuição		Distribuição: TLP, Moeda IPCA ou Taxa Selic		Distribuição: até 20 anos

Limite Mínimo para Operações Diretas: R\$ 10 milhões

* Mais spread de risco, conforme classificação do cliente/projeto.

- 1) A desregulamentação do setor de energia foi proposta no final da década 1990 no Brasil, como solução para atrair os investimentos necessários à expansão da matriz elétrica. Acreditava-se que (i) o sinal de preços no mercado spot, (ii) a possibilidade de os consumidores de maior porte poderem escolher livremente os fornecedores, e (iii) as distribuidoras estarem sujeitas limites mínimos de contratação de compra de energia seriam fatores suficientes para que a competição se estabelecesse de forma plena, impulsionando o desenvolvimento do setor elétrico.
- 2) A implementação do modelo não se deu conforme esperado. Questões associadas ao arranjo do ambiente institucional, às regras de comercialização e a dificuldades para conduzir o processo de privatizações são destaques neste contexto. O racionamento de 2001/2002 foi determinante para motivar a primeira revisão no modelo de desregulamentação do SEB.
- 3) Para contribuir com a solução dos problemas relacionados à expansão da oferta, surgiram: (i) as Termoeletricas Emergenciais sob a gestão da CBEE; (ii) o Programa Prioritário de Termoeletricidade – PPT, voltado para empreendimentos a gás natural; (iii) o Proinfa, para incentivar fontes renováveis de empreendimento de menor porte e sem vínculos societários com grandes empresas do setor; e (iv) a ampliação do programa de descontos na TUSD e TUST para as fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada.
- 4) Sobre estas políticas públicas, o período decorrido desde a sua criação permite constatar que:
 - a) **As termoeletricas da CBEE** foram consideradas muito onerosas, tendo sido despachadas apenas em algumas poucas ocasiões. Porém o modelo de contratação pela disponibilidade, como remuneração fixa mensal ao gerador, foi absorvido e adaptado alguns anos depois no âmbito dos leilões centralizados.
 - b) **O PPT** foi criado antes da CBEE, mas algumas usinas acabaram sendo incluídas também como emergenciais, porque o modelo de remuneração ao gerador na CBEE não dependia de as operações do mercado estarem em dia.
 - c) Algumas **térmicas do PPT** situadas na região Nordeste foram submetidas a testes pela ANEEL que comprovaram a indisponibilidade de gás natural para atender a geração nos níveis considerados no planejamento da operação do SEB. Este episódio teve como consequências medidas regulatórias de grande impacto, não apenas no segmento de geração à gás, mas também ao longo da cadeia de valor do setor elétrico, alcançando os PPAs que haviam sido firmados com distribuidoras de energia elétrica no arranjo de *self-dealing*, permitido até então. A questão da disponibilidade do gás para a geração termoeletrica foi posta em evidência desde então, se destacando como elemento sensível da expansão da matriz, não contando ainda com uma solução robusta.
 - d) **O Proinfa**, gerido pela Eletrobras, implantou um total de 131 empreendimentos – 52 eólicas, 60 PCHs e 19 térmicas a biomassa. Os consumidores financiam as usinas do Proinfa por meio

de um adicional na TUST e TUSD. Em troca recebem quotas de energia associadas. Portanto, esta política funciona como uma compra compulsória, e não como um subsídio cruzado.

- e) O programa de **descontos para as fontes incentivadas** dinamizou as operações no mercado de energia, como pode ser constatado pela quantidade de novos consumidores especiais cadastrada na CCEE nos últimos anos (Figura 10). A política se configura por subsídios concedidos simultaneamente à geradores e consumidores. Os descontos permitidos aos compradores da energia incentivada se convertem em margem que pode ser transferida em parte aos vendedores. Em 2016 o montante de subsídios superou R\$ 1,2 bilhões. Apesar dos resultados obtidos, a política de descontos para a energia incentivada tem sido criticada por **não fixar prazo para o benefício e por ser um subsídio cruzado e assimétrico, a ponto de gerar desequilíbrios na concorrência.**
- 5) Em 2004, com a mudança de governo, o SEB passou por reforma no modelo de comercialização, aumentando as intervenções nas decisões sobre investimentos e a intensidade de regulação. O processo de privatização das empresas geradoras federais foi formalmente interrompido e os **leilões de venda de energia nova e existente passaram a ser o vetor principal da expansão do setor elétrico.**
- 6) O modelo passou a valer-se de **diferentes modalidades de leilões**, como os de Energia de Reserva e os de Fontes Alternativas, empregados como **políticas de incentivo a expansão das fontes renováveis.**
- 7) Houve evidente diversificação da matriz, com destaque para a o número de unidade eólicas. Entretanto, grande parte da capacidade instalada encontra-se ainda concentrada em empresas controladas pelo Governo Federal ou por governos estaduais.
- 8) Dentre as políticas públicas que contribuíram para estimular a expansão do setor elétrico está o **REIDI**, regime especial de renúncia fiscal sob determinadas condições. Há suspensão da exigência de recolhimento do PIS/PASEP e COFINS, incidentes sobre a venda de bens ou materiais de construção adquiridos pelas empresas de infraestrutura habilitadas. A expansão do parque gerador de energia coincide com o período de vigência do REIDI, mas é difícil quantificar exatamente os benefícios fiscais decorrentes desta política. De toda forma, foi possível apurar que até março de 2017 foram habilitados 1200 empreendimentos de geração, dos quais 710 Eólicas e 200 PCHs (Figura 13).
- 9) Durante algum tempo, o modelo criado em 2004 foi capaz de estimular a expansão da oferta no SEB, inclusive com a diversificação da matriz e prestigiando fontes renováveis. Contudo, houve necessidade de nova reforma por conta do elevado nível de preços da energia, que levava o setor produtivo a perder competitividade.
- 10) O conjunto de medidas adotadas na reforma de 2013 representou um esforço para reduzir preços finais pelo lado da oferta, reduzindo em média 18% as tarifas aplicadas aos consumidores finais.

Mas a desoneração não se deu em bases sustentáveis, e em 2014 a hidrologia desfavorável refletida em PLD muito elevado foi associada à posição descontratada das distribuidoras, resultando em valores extremamente elevados a serem pagos na liquidação da CCEE com impactos muito significativos em toda a cadeia de valor do SEB.

- 11) Desde então, os dois aspectos – preços elevados e expansão da oferta – não foram tratados com a devida profundidade, **tornando necessário um ajuste mais profundo. A introdução de mecanismos de precificação de carbono poderia (e deveria) ser inserida no contexto de uma reforma setorial mais ampla**, não apenas do setor elétrico, mas considerando as questões energéticas e mudanças climáticas de forma integrada.
- 12) Com relação aos segmentos de Distribuição e Transmissão, suas características de monopólio natural impõem que sejam submetidos a forte regulação para que o livre acesso aos sistemas seja garantido e para que existam condições mínimas à comercialização da energia.
- 13) Com relação ao sinal econômico das tarifas de transporte, observa-se que a forma de precificação não tem se mostrado relevante para sinalizar os locais onde os empreendimentos de geração seriam desejáveis do ponto de vista do sistema. No entanto, tem-se a percepção que a deficiência no sinal locacional da TUST é uma questão menor quando comparada à falta de clareza no planejamento da expansão da matriz. Não há diretrizes sobre qual a composição pretendida para as distintas fontes e para os atributos necessários (como localização e despachabilidade).
- 14) No que diz respeito ao segmento de Distribuição, o modelo vigente prevê que, além de estabelecer os preços que podem ser cobrados junto aos mercados, a regulação deve disciplinar também a forma como os recursos energéticos serão adquiridos (contratação em leilões centralizados, compras compulsórias de Itaipu, usinas nucleares, Proinfa, e geradoras que aderiram a renovação das concessões).
- 15) O nível das tarifas tem se mostrado elevado, tanto por um aumento nos preços da produção da energia, que adicionou muitas usinas novas e aumentou a participação de termoeletricas na matriz, quanto pelo incremento nos montantes de encargos setoriais. Os tributos totais arrecadados nas faturas de energia elétrica passaram a incidir sobre uma base maior – tarifas mais caras – e se tornaram ainda mais onerosos para os consumidores finais.
- 16) Em termos relativos, os custos gerenciáveis pelas distribuidoras tiveram redução de aproximadamente 20% desde 2003, enquanto os valores administrados pelos formuladores de políticas passaram a onerar mais as contas de energia dos consumidores finais. Apenas os tributos corresponderam a quase 30% do valor das faturas de energia elétrica em 2016, ao passo que o valor retido pelas distribuidoras para cobrir Capex e Opex representou 17% do faturado no mesmo ano (Gráfico 6).
- 17) Há problemas apontados pela ANEEL no que diz respeito à evolução de indicadores de qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras. Isto pode sinalizar que a redução de custos obtida pela

sequência de revisões tarifárias sob o regime de regulação por incentivos não viabilizou investimentos necessários para a melhoria dos serviços de distribuição (Figura 17). Esse tipo de cenário, associado a tarifas elevadas, é desfavorável para a introdução de mais um componente de custo, caso as emissões de carbono sejam assim representadas.

- 18) Tão importante quanto a ótica da indústria de distribuição na concepção de mecanismos de redução de emissões, está a disposição a pagar dos clientes finais na cadeia de valor. Quanto maior a satisfação com a qualidade no fornecimento de energia e a confiança na distribuidora, maior será a disposição a pagar pelos investimentos em melhorias nas redes. Portanto, a inclusão de precificação de emissões nas tarifas aplicadas pelas distribuidoras poderá demandar um período de adequação no ambiente regulatório, onde se incluiria um **novo patamar de qualidade** do fornecimento de energia elétrica e maiores **incentivos a investimentos em inovação**.
- 19) Nesse contexto, alinhado às políticas de redução de emissões, é conveniente avaliar os mecanismos de incentivo à inovação, dado que a regulação por *price-cap* não forma ambiente favorável. Alternativamente, poderá ser considerada uma ampliação no *lag* tarifário, que poderia conferir maior estabilidade e segurança de retorno para os investidores, favorecer a financiabilidade das empresas e tornar o cenário mais propício para inovação nas redes.
- 20) No que diz respeito à geração distribuída, apenas em 2015 foram atenuadas as barreiras à expansão. Até então, as barreiras colocadas à micro e minigeração estiveram associadas à dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, à incidência de tributos e aos procedimentos necessários para operar, controlar e proteger as redes sob gestão das empresas distribuidoras. Em 2015, foi consolidado o entendimento de que o PIS, COFINS e ICMS deverão incidir apenas sobre o valor líquido do consumo (deduzido da auto-geração).
- 21) Apesar dos avanços recentes, o modelo para introdução da geração distribuída pode demandar ajustes no desenho das tarifas praticadas pelas empresas de distribuição. Isto porque as tarifas binômias não alcançam a baixa tensão, onde se concentra a maior parte dos consumidores geradores. As tarifas monômias praticadas na baixa tensão são prejudiciais às distribuidoras, porque seus ganhos permanecem vinculados à venda de kWh e não aos serviços de redes, como deveria ser.
- 22) No que tange à operação e ao despacho dos recursos energéticos disponíveis no SIN, não há qualquer componente associado às emissões de GEE ou qualquer espécie de penalização ou mecanismo que iniba o uso de fontes mais poluentes. Ao contrário, não há registro da prática de racionamentos preventivos com redução da carga. Assim, para evitar a possibilidade de déficits futuros mais severos, a operação é feita de modo a utilizar despacho de termoeletricas de forma antecipada. **O uso de termoeletricas de forma antecipada representa a opção guardar água (gerando com termoeletricas que emitem) no presente para evitar que maior volume de geração termoeletrica, com preços mais elevados e mais poluentes, seja necessário no futuro.**

- 23) Em novembro de 2016, uma mudança no dispositivo legal que trata dos elementos que devem ser considerados na operação determinou que o ONS passe a considerar cargas interruptíveis. Muito embora este mecanismo não seja muito abrangente, ele é um sinal positivo na medida em que passa a **considerar a carga** de alguns consumidores no conjunto de variáveis que podem **flexibilizar a operação, contribuindo para a melhor utilização dos recursos energéticos e possivelmente para a redução de emissões**.
- 24) Sobre o modelo de comercialização do setor elétrico, cabe destacar que todas as negociações – contratos – devem ser registrados na CCEE, assim como o consumo e a geração dos agentes. Os contratos que estão associados às fontes incentivadas recebem uma sinalização para que os consumidores especiais possam fazer jus aos descontos tarifários, porém isto não se aplica ao mercado cativo (que representou 75% do consumo em 2016). Ainda assim, a experiência em tornar operacional a diferenciação das fontes de energia comercializadas poderá ser útil no desenho de mecanismos de precificação de carbono.
- 25) O setor elétrico, pelo seu porte e essencialidade, tornou-se um mecanismo importante de arrecadação fiscal e suporte de políticas públicas sustentados por um conjunto de encargos setoriais definidos em leis. A CDE é atualmente o encargo setorial mais relevante em termos de recursos financeiros, tendo recolhido dos agentes em 2015 mais R\$ 22 bilhões e em 2016 mais de R\$ 18 bilhões.
- a) Os recursos da CDE nos primeiros anos após implementada em 2003 foram destinados majoritariamente para o financiamento do Programa Luz para Todos, universalizando o acesso, e também para o subsídio ao consumo da população de baixa renda. Modificado em 2013, o encargo (i) incorporou os compromissos remanescentes do subsídio à geração termoeletrica nos Sistema Isolados, antes sob o encargo da CCC; (ii) foi utilizado para indenizar ativos de concessões revertidos à União; (iii) passou a recompor as receitas das distribuidoras em face dos subsídios tarifários das diferentes classes de consumo, dentre outras.
 - b) O modelo da sub-rogação incluído no encargo da CCC pode ser avaliado sob a ótica de buscar insumos para o desenho de mecanismo mitigação de emissões. Isto porque trata-se de um arranjo que visa realocar os incentivos das fontes fósseis para empreendimentos que tenham a capacidade de reduzir custos futuros indesejados, ainda que isso represente momentaneamente um aumento de despesas ou aumento de custo por período determinado.
 - c) O ESS na sua concepção original deveria constituir um ajuste na contabilização das operações mensais, mas desde que passou a ser utilizado para financiar um nível maior de segurança no abastecimento tem como efeito prático direcionar recursos para geradores termoeletricos que deslocam a geração hidroelétrica.
 - d) O sistema de Bandeiras Tarifárias criado em 2012 com finalidade de substituir o sistema de diferenciação das tarifas de energia por período do ano, deveria sinalizar a hidrologia ruim e

necessidade de utilizar geração térmica acima do previsto. Isso seria informado com antecedência aos consumidores, permitindo-lhes responder ao sinal de preços. A eventual redução de consumo poderia minimizar a necessidade do uso de termoeletricas. Ocorre que o sistema de bandeiras modificado em 2015 passou a ser operacionalizado de forma semelhante a (mais) um encargo setorial.

5 CONCLUSÕES

Os capítulos anteriores apresentaram um amplo diagnóstico do setor de energia elétrica brasileiro, abrangendo aspectos de sua organização setorial (Capítulo 2), de suas emissões e potenciais de abatimento (Capítulo 3), bem como das políticas setoriais e de seus instrumentos (Capítulo 4). A partir desses estudos, são apresentadas as conclusões a seguir.

5.1 CARACTERIZAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Dentro do setor de energia elétrica, os subsetores de Geração e Distribuição merecem destaque, posto que essas duas atividades concentram não só a maior proporção do número de estabelecimentos do setor (Tabela 1), como também a maior proporção de vínculos ativos (Tabela 3). Quanto ao porte médio de seus estabelecimentos, o subsetor de Transmissão atingiu a segunda maior média de número de vínculos ativos nos estabelecimentos no período de 2010 a 2014 (18,4), abaixo do subsetor de Distribuição (27,8) (Tabela 7).

O setor elétrico como um todo representou, em média, 2,2% do valor da produção brasileira de 2010 a 2014. Entretanto, em relação ao valor adicionado, a máxima parcela alcançada pelo setor nesse período foi de 2,1%, em 2010, apresentando tendência decrescente a partir de então e chegando a 1,1% do valor agregado da economia brasileira em 2014. Provavelmente, essa menor representação decorre da política de desoneração das tarifas iniciada com a MP nº 579/2012, que o teve o efeito de reduzir o valor adicionado em 2013. Contudo, a desoneração não se deu em bases sustentáveis e tal situação, associada ao baixo regime de chuvas no país entre 2012 e 2014, agravou os problemas enfrentados pelo setor. Por isso, as tarifas passaram por revisões extraordinárias em 2015, o que elevou os níveis de preços e, possivelmente, contribuiu para a recuperação da representatividade do setor em termos de valor adicionado.

Em relação ao poder de mercado das atividades do setor de energia elétrica, observou-se que no subsetor de Geração há concentração relevante, verificada em termos de potência instalada. As dez maiores empresas são responsáveis por aproximadamente 46% da capacidade instalada, sendo quatro delas grandes geradoras hidroelétricas pertencentes ao Grupo Eletrobrás. Assim, no subsetor de geração tende a haver predomínio de interesses associados à geração hidráulica e alinhamento com os objetivos do Governo Federal. Já no subsetor de Distribuição, observou-se que as dez maiores empresas concentram cerca de 58% do total da receita. Importa observar também que o subsetor de Distribuição caracteriza-se por serviços prestados sob a condição de monopólio natural. Dada a relevância dos subsetores de Geração e Distribuição, pode-se concluir que o Setor Elétrico, como um todo, constitui um setor relativamente concentrado.

Essa conclusão apresenta implicações importantes para o desenho de instrumentos de precificação de carbono no setor elétrico. Por um lado, setores mais concentrados têm, em geral, maior capacidade de repasse dos custos associados ao preço de carbono ao longo da cadeia – na hipótese de existência

dessa possibilidade do ponto de vista regulatório –, reduzindo potenciais impactos negativos sobre as empresas reguladas⁵⁷. No caso do SEB, a transmissão do sinal de preços ao consumidor final poderia acarretar impactos distributivos relevantes, em especial se considerados os clientes da baixa tensão. Nesse caso, mecanismos que busquem atenuar tais efeitos indesejados devem ser concebidos como parte do desenho do instrumento de precificação de carbono.

A *proxy* para a margem de lucro no setor elétrico brasileiro indica um poder de mercado superior à média dos setores da economia no período analisado. Deste modo, na hipótese de aplicação de um preço sobre as emissões de gases de efeito estufa no setor, espera-se que o setor apresente relativa facilidade em absorver os custos ou, devido ao seu poder de mercado – também evidenciado pelo grau de concentração do setor –, a repassar tais custos aos consumidores.

Entretanto, o setor elétrico apresentou margem decrescente no período analisado (2010 a 2014), partindo de 36% no início do período e chegando a 19% ao final. Essa queda decorreu, provavelmente, da política de desoneração das tarifas iniciada com a MP nº 579/2012, que reduziu o EOB⁵⁸ do setor e, conforme já mencionado, resultou em um menor valor adicionado. Ressalta-se, nesse contexto, que, embora tenha ocorrido declínio das margens, tal processo não foi homogêneo, sobretudo quando se compara geradoras afetadas pela MP nº 579/2012 e as não afetadas, ou também aquelas que não tem concentração em sua carteira em ativos hidrelétricos.

O trabalho evidenciou, também, o alto encadeamento do setor de energia elétrica com outros setores. Por meio do cálculo dos Índices de Rasmussen-Hirschman, foram obtidos resultados maiores do que 1, o que pode ser entendido como um poder de encadeamento do setor elétrico mais elevado que a média dos setores da economia.

Desse modo, conclui-se que, por o setor elétrico apresentar um encadeamento acima da média em relação aos demais setores da economia – principalmente em termos de ligação para frente –, um instrumento de precificação de carbono aplicado a esse setor teria seus efeitos possivelmente expandidos a outros setores. De forma similar, preços de carbono aplicados aos setores que fornecem insumos para o setor de energia elétrica – notadamente o setor de combustíveis – potencialmente também teriam impactos relevantes sobre esse setor. Enfim, por fornecer um insumo fundamental à atividade de diversos setores da economia, o setor elétrico tem o poder de influenciar decisões de

⁵⁷ Cabe destacar dentre os impactos negativos sobre as empresas reguladas, em especial as Distribuidoras, está um problema associado ao fluxo de caixa (defasado) inerente ao processo de repasse de custos na cadeia do setor. Nesse sentido, o desenho de mecanismos de alocação de custos deverá considerar que existem um impacto relacionado à defasagem temporal entre o pagamento dos encargos de carbono pela empresa e a restituição deste valor através da tarifa de energia.

⁵⁸ O saldo do valor adicionado deduzido das remunerações pagas aos empregados, dos rendimentos dos autônomos e dos impostos líquidos de subsídios. É uma medida do excedente gerado pela produção antes da dedução de quaisquer encargos na forma de juros, rendas ou outros rendimentos de propriedade a pagar sobre ativos financeiros, terrenos ou outros ativos tangíveis.

investimento direcionadas à descarbonização da economia, alavancadas pela eventual existência de um preço para o carbono emitido.

Por meio dos coeficientes técnicos de produção, observou-se, também, que o próprio setor elétrico é capaz de fornecer a maior parcela dos insumos necessários à sua produção. Por outro lado, olhando-se para o peso dos insumos adquiridos do setor elétrico para a produção dos demais setores, tem-se que os insumos de energia elétrica representam cerca de 27% das necessidades para a produção do próprio setor. Além disso, os insumos adquiridos daquele setor correspondem a uma parcela entre 4% e 5% do necessário para a produção de uma unidade monetária de produto dos setores de Água, esgoto e gestão de resíduos; Metalurgia de metais não-ferrosos e a fundição de metais; Fabricação de produtos de minerais não metálicos e Alojamento. Desse modo, na hipótese da introdução de um mecanismo de precificação de carbono e do repasse de preços através da cadeia, esses setores mais energia-intensivos tenderiam a ser mais afetados em termos de aumento dos custos de produção.

Já no que diz respeito ao comércio exterior, percebe-se que a proporção de exportação de energia elétrica não representa uma parcela importante das exportações nacionais e, portanto, são pouco relevantes para o VPB do setor de eletricidade. Da mesma forma, o coeficiente de penetração das importações revela que o comércio exterior é pouco significativo para o setor de energia elétrica brasileiro, pois, no máximo, 1,5% do mercado doméstico foi atendido por importações, provenientes majoritariamente do Paraguai, devido ao projeto binacional da Usina Hidroelétrica de Itaipu.

5.2 CARACTERIZAÇÃO TECNOLÓGICA E ANÁLISE DE PERFIL DE EMISSÕES

Em relação à caracterização tecnológica do setor, o documento abordou aspectos de geração de diferentes fontes energéticas, incluindo tópicos como a caracterização da atividade relacionada a cada fonte, as emissões estimadas e o potencial de redução de emissão por novas tecnologias, entre outros.

No que diz respeito às fontes fósseis, houve um aumento significativo na potência instalada no Brasil a partir de 2001, motivado pela necessidade de assegurar o fornecimento de energia em cenários de hidrologia desfavorável. As UTEs a carvão mineral e UTEs a óleo e gás estão associadas a uma grande quantidade de tecnologias diferentes, com custos de abatimento que variam entre 7 e 96 US\$/tCO₂ no caso das primeiras, e entre -168,9 e 60 US\$/tCO₂ no caso das últimas. Os baixos custos de abatimento para as fontes fósseis devem-se, em parte, à maturidade do setor, consequência da utilização histórica do carvão como fonte de energia e aos desenvolvimentos tecnológicos recentes liderados por países que possuem significativa dependência dessa fonte energética.

Quanto às UTEs nucleares, destaca-se que o Brasil possui duas usinas nessa categoria (e uma terceira em construção), nas quais é possível ampliar o aproveitamento energético através de repotenciação a um custo de abatimento de 117 US\$/tCO₂. A ampliação do parque gerador nuclear utilizando as melhores tecnologias disponíveis implicaria um custo de abatimento de 569,7 US\$/tCO₂.

No que diz respeito às fontes renováveis, que são intrinsecamente de baixo carbono, cabe destacar a hidroeletricidade, que possui papel majoritário na matriz elétrica brasileira e sobre a qual há significativo potencial de repotenciamento. Mais recentemente, a energia eólica vem sendo adotada em larga escala no Brasil. Calcula-se que custos de abatimento para a adoção de novas tecnologias eólicas no país estejam entre 54 e 173 US\$/tCO₂.

O aproveitamento da energia solar, que pode ser feito através de células ou filmes fotovoltaicos ou por concentração térmica, ainda está em fase de amadurecimento tecnológico, sobretudo nas de primeiro tipo. Quanto ao segundo tipo, há alternativas para ampliar o fator de capacidade das usinas através da hibridização com gás natural ou biomassa. Nesse caso, uma planta hibridizada com biomassa de 30 MW teria um custo por capacidade instalada de aproximadamente 5 mil US\$/kWe e um custo de abatimento de 145 US\$/tCO₂.

Em relação aos setores de transmissão e distribuição de energia elétrica, entre as melhores tecnologias disponíveis encontra-se o Smart Grid, ou redes inteligentes. Por meio de sistemas computadorizados de comunicação e controle na rede elétrica, ela é capaz de otimizar o suprimento de energia e minimizar perdas. Uma grande vantagem desse sistema reside na possibilidade de integração das fontes renováveis à rede pública de energia elétrica, uma vez que conta com medidores inteligentes bidirecionais.

A Tabela 65, adaptada do relatório “Trajetórias de mitigação e instrumentos de políticas públicas para alcance das metas brasileiras no Acordo de Paris” (MCTIC, 2017), e elaborada a partir dos resultados de uma modelagem integrada de cenários de mitigação de emissões de GEE, apresenta os potenciais de redução de emissões do setor elétrico para diferentes cenários de precificação de carbono em 2025 e em 2030. No quadro, REF refere-se ao cenário de referência, no qual são levadas em consideração as metas estabelecidas por políticas públicas, acordos e planos setoriais. BC0 refere-se ao cenário de baixo carbono no qual não há sinal de preço para as emissões, porém as melhores tecnologias disponíveis (MTD), do tipo *no regret*⁵⁹, para mitigação das emissões são aplicadas. Enquanto que BC10 refere-se ao cenário de baixo carbono que abrange não só as medidas consideradas no BC0, como também há um sinal de preço, US\$ 10/tCO₂, no caso, para as emissões, viabilizando a implementação de opções de mitigação adicionais.

⁵⁹ São viáveis economicamente ao longo de sua vida útil, porém, não são implementadas em decorrência de outras barreiras (tecnológicas, comportamentais, regulatórias etc.).

Tabela 65 - Cenários e potenciais de redução de emissões do setor elétrico em 2025 e 2030

Ano	Emissões de GEE (MtCO ₂ e)			Mitigação das emissões de GEE (MtCO ₂ e evitados)		Variação das emissões de GEE (%)	
	REF	BC0	BC10	REF - BC0	REF - BC10	(BC0 - REF)/REF	(BC10 - REF)/REF
2025	49,4	47,6	25,3	1,8	24,1	-3,6%	-48,8%
2030	53,2	52,3	27,2	0,9	26,0	-1,7%	-48,9%

Fonte: MCTIC, 2017.

É possível perceber que a aplicação das MDT do tipo *no regret*, isoladamente ou em conjunto com o estabelecimento de um preço para o carbono emitido no setor, levaria a uma redução das emissões em relação ao cenário de referência. No BC0, aquela redução seria de, aproximadamente, 4% em 2025 e 2% em 2030 no BC0. Notoriamente mais significativa é, ainda, a redução proporcionada pela introdução de um preço de US\$ 10/tCO₂e emitido. Tal medida (BC10) teria o potencial de mitigação de, aproximadamente, 50% em relação ao cenário de referência nos dois anos (2025 e 2030)⁶⁰. Vale ressaltar que, para o setor elétrico, estão incluídas entre as MTDs relevantes a substituição de térmicas a carvão por biomassa e cogeração a bagaço, com um potencial de mitigação de 23,1 MtCO₂e no cenário BC10 em 2030 e um custo total⁶¹ de 2.631,18 US\$ milhões; e a repotenciação de usinas hidroelétricas, com um potencial de mitigação de 2,9 MtCO₂e também no cenário BC10 em 2030, e um custo total de 145,8 US\$ milhões (MCTIC, 2017).

Entretanto, a concretização de um desses cenários pressupõe a superação de alguns obstáculos, que abrangem aspectos regulatórios, econômicos e técnicos. Podem ser mencionados, como exemplos, a demanda por mão-de-obra capacitada e a necessidade de investimentos iniciais consideráveis para a implementação e adoção de determinadas MTDs, além da necessidade de revisão e/ou introdução de políticas. Em relação à substituição de térmicas a carvão por biomassa, algumas barreiras à implementação dessa medida incluem, por exemplo, a baixa competitividade da biomassa em relação ao carvão importado, além do desconhecimento da opção de cogeração com o bagaço. No que diz respeito à repotenciação de usinas hidroelétricas, por sua vez, seria importante a realização de estudos

⁶⁰ O cenário BC10, compatível com a meta da NDC para o ano de 2030, implica redução de 24% nas emissões daquele ano e de 32% em 2050. Destaca-se, no cenário BC10, o aumento do potencial de mitigação de emissões no setor elétrico em relação ao BC0, em particular, devido à adoção de medidas de efficientização energética e repotenciação de usinas hidroelétricas. As principais premissas deste cenário, conforme MCTIC (2017), são: expansão do sistema energético, considerando diferentes patamares de valor de carbono; inserção das melhores tecnologias e práticas produtivas disponíveis; internalização de diferentes patamares de valor de carbono na economia e; liberdade de seleção da evolução do perfil tecnológico e da otimização do sistema energético, segundo uma lógica de mitigação das emissões de GEE. Ainda, ressalta-se que as projeções de emissões do sistema energético são resultantes do balanço de oferta e demanda de energia, modelados por meio do MSB8000. Para mais detalhes, favor consultar MCTIC (2017).

⁶¹ Custo total, medido em milhões de dólares, para implementação das medidas do cenário BC10 até 2030.

que avaliassem os impactos para o consumidor e para as redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, a fim de se avaliar os benefícios e/ou prejuízos que tal medida pode provocar. Além disso, a existência de uma legislação para incentivar a repotenciação, por meio da criação de leilões de energia específicos para usinas repotenciadas e por meio da remuneração dessas usinas por potência adicionada, por exemplo.

5.3 MAPEAMENTO DE POLÍTICAS E INSTRUMENTOS SETORIAIS

É possível sintetizar os objetivos de políticas do Setor Elétrico no Brasil nos seguintes pontos: (1) promover a expansão do parque gerador a fim de atender o crescimento do consumo de energia elétrica; (2) promover a segurança energética e a diversificação da matriz com vistas a reduzir riscos da dependência hidrológica; (3) ampliar a participação de fontes renováveis de menor porte na matriz; (4) alcançar a modicidade tarifária, isto é, atingir preços próximos do custo para vendedores e compradores; (5) promover a eficiência energética e, assim, racionalizar a expansão do parque gerador; e (6) alcançar a equidade tarifária, evitando que os efeitos negativos dos subsídios cruzados se concentrem em áreas ou grupos específicos de consumidores.

Pode-se afirmar que, em grande medida, a atual estrutura da cadeia de valor do setor foi organizada por meio do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), no final da década de 1990. O RE-SEB buscou reposicionar as atividades de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização conforme modelos implementados em países europeus, com destaque para o Reino Unido.

De modo geral, a expansão da produção de energia passaria a ser realizada pela iniciativa privada, em um ambiente institucional que deveria incluir a criação de órgãos responsáveis pela regulação, pela contabilização das operações de compra e venda de energia, além da institucionalização de um operador central e independente. A transição para o modelo de livre comércio deveria se dar de forma gradual, e foi planejada para se valer de um mecanismo de contratação de energia que seria regulado em termos de prazos, preços e montantes de energia. Esse mecanismo ficou conhecido como “Contratos Iniciais” e seria descontratado gradualmente para dar espaço aos novos negócios realizados no ambiente de mercado.

Entretanto, isso não foi observado na prática, principalmente devido à crise energética nos anos 2000, que levou ao racionamento e, conseqüentemente, ao surgimento de dúvidas em relação à capacidade do setor em atrair investimentos para a sua expansão. Nesse sentido, em 2004, o modelo setorial baseado no projeto RE-SEB foi reformulado, com destaque para os aspectos vinculados à comercialização da energia e aos mecanismos de expansão do parque gerador. Em vez de os investimentos em novas usinas serem resultados das negociações no ambiente de mercado, o novo modelo introduzido em 2004 passou a utilizar o mecanismo de leilões, promovidos pelo governo de

forma centralizada, como meio para viabilizar a expansão da geração de energia, frente à crescente demanda observada no período.

Para ganhar o direito de explorar a concessão de um empreendimento de geração, o ganhador deve oferecer a energia pelo menor preço relativo aos demais concorrentes, em um sistema de menor tarifa, no qual o governo estabelece um preço-teto, acima do qual as negociações são bloqueadas. Nesse sentido, busca-se reduzir os custos de energia por meio da criação de um ambiente regulado de contratação. De forma semelhante, as políticas para alcançar expansão das fontes renováveis, bem como a diversificação da matriz energética e a segurança no fornecimento de energia, também passaram a se apoiar em mecanismos de leilões específicos para fontes alternativas e leilões de energia reserva. Paralelamente, mereceu destaque a implementação da política de descontos tarifários, que também tem a finalidade de fomentar a geração renovável de menor porte.

Uma forma de avaliar os resultados do modelo de expansão pode ser observando a evolução da capacidade instalada frente à evolução da energia demandada pelo SIN. Sendo assim, observa-se que desde 2001 a capacidade instalada no Brasil duplicou e as taxas de acréscimo de capacidade anual foram sempre positivas. Neste cenário deve ser observada a forte presença do setor público na matriz energética nacional, com predominância no parque hidroelétrico. Este tipo de usina tende a sofrer impactos financeiros relevantes quando há períodos com hidrologias mais severas, porque a geração hidroelétrica costuma ficar abaixo da garantia física utilizada para estabelecer os compromissos contratuais.

Durante algum tempo o modelo criado em 2004 foi capaz de estimular a expansão da oferta no SEB. Entretanto, a necessidade de nova reforma se mostrou evidente desde a Medida Provisória (MP) nº 579/12, convertida posteriormente na Lei nº 12.783/13. A própria exposição de motivos da MP explicita a necessidade de ampliar a competitividade do setor produtivo e contribuir para o aumento do nível de emprego e renda no Brasil a partir da redução de tarifas de energia elétrica. Portanto, havia um problema relacionado ao elevado nível de preços que devia ser enfrentado. O conjunto de medidas adotadas na reforma de 2013 representou um esforço para reduzir preços finais pelo lado da oferta do serviço, tendo sido possível alcançar, naquele ano, efeito médio de redução de 18% nas tarifas aplicadas aos consumidores finais.

Entretanto, em 2014 a hidrologia desfavorável refletida em PLD muito elevado foi associada à posição descontratada das distribuidoras, resultando em valores extremamente elevados a serem pagos na liquidação da CCEE, deixando evidente que a redução nas tarifas não se deu em bases sustentáveis. Dois aspectos essenciais do modelo setorial passaram a se mostrar fragilizados: (i) os leilões apresentam uma deficiência na valorização dos atributos que cada fonte oferece ao SIN, no sentido de considerar a expansão da oferta com os atributos necessários ao sistema; e (ii) os preços da energia voltaram a patamares muito elevados. Desde então, estes dois aspectos não foram tratados com a devida profundidade em uma nova reforma setorial.

No que diz respeito ao segmento de Distribuição, o nível das tarifas tem se mostrado elevado, tanto pelo aumento nos preços da produção da energia, quanto pelo incremento dos encargos setoriais. Os tributos totais arrecadados passaram então a incidir sobre uma base maior – tarifas mais caras – e se tornaram ainda mais onerosos para os consumidores finais.

Além disso, os problemas observados pela ANEEL em relação à evolução de indicadores de qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras podem ser entendidos como uma consequência do insucesso das revisões tarifárias e da regulação em viabilizar os investimentos necessários para a melhoria dos serviços de distribuição. Sendo assim, a degradação da qualidade associada a tarifas elevadas é desfavorável para a introdução de mais um componente de custo, caso as emissões de carbono sejam assim representadas.

Concluiu-se também que a inclusão de precificação de emissões nas tarifas aplicadas pelas distribuidoras poderá demandar um período de adequação no ambiente regulatório, em que seria recomendável atingir um novo patamar de qualidade do fornecimento de energia elétrica, além de maiores incentivos a investimentos em inovação.

Em relação à operação e despacho dos recursos energéticos disponíveis no SIN, não há qualquer componente associado às emissões de GEE ou qualquer espécie de penalização ou mecanismo que iniba o uso de fontes mais poluentes. Embora o volume de emissões não seja considerado de forma explícita, a lógica da operação prevê hidrologia futuras e faz uso de termoeletricas de forma antecipada. Isto representa a opção de fazer uso de termoeletricas (emitir) para guardar água no presente, como estratégia para evitar maior volume de geração termoeletrica (com custos mais elevados) no futuro.

Durante o trabalho de levantamento das políticas públicas para o Setor Elétrico, buscou-se apontar quais são os principais objetivos destas políticas e quais são os instrumentos utilizados para implementá-las. Nesse contexto, algumas sinergias e conflitos com as políticas para o clima puderam ser identificadas. Trata-se de dar início a um exercício de avaliar se os objetivos das políticas para o SEB ainda seriam alcançados na presença de sinais de preços nas emissões. Além disso, constatou-se que, de fato, a necessidade de um ajuste mais profundo tem se mostrado evidente, dadas as frequentes intervenções no modelo para corrigir os desvios da concepção para o setor elétrico.

No entanto, uma das principais conclusões deste estudo é de que, independentemente da introdução de instrumentos de precificação do carbono, os objetivos das políticas do setor elétrico não têm sido atingidos tal como esperado quando do desenho das reformas mais recentes. Assim, a introdução de mecanismos de precificação de carbono deve ser inserida em uma reforma setorial mais ampla, não apenas do setor elétrico, mas considerando as questões energéticas e sobre as mudanças climáticas de forma integrada. Nesse contexto, e na presença de um arcabouço adequado, a introdução de um sinal de preços sobre as emissões de GEE poderia, então, influenciar o setor elétrico por duas vias: agindo sobre a matriz existente e, sobretudo, garantindo que sua expansão se dê na direção de uma economia de baixo carbono.

No primeiro caso, o parque instalado e o arcabouço institucional existentes apresentam possibilidades limitadas de abatimento de emissões caso seja implantado um instrumento de precificação de carbono. Afinal, por não possuírem controle sobre o despacho, os geradores ainda não têm capacidade de reagir adequadamente a sinais de preços. Para que fosse viabilizada, essa capacidade de resposta demandaria, portanto, a definição de outra forma de despacho – baseada em oferta de preços para geração ou na inclusão de preços de carbono na ordem de mérito do despacho, por exemplo.

Para que se promovesse a redução de emissões na matriz existente, seria fundamental que os sinais de provenientes de um suposto preço de carbono fossem consistentemente transmitidos ao longo da cadeia do setor elétrico, a fim de prover aos consumidores incentivos reais para mudanças de comportamento (redução do consumo ou sua realocação para outros horários). Seria necessário, para isso, a alteração do processo de formação de preços descrito neste estudo, buscando conferir dinamicidade às tarifas.

Dada a expectativa de crescimento do consumo de eletricidade no Brasil e a já constatada necessidade de uma reforma ampla no SEB, a expansão da matriz elétrica apresenta-se como a principal via para a descarbonização do setor, independentemente da opção pela atribuição de um preço ao carbono. O planejamento energético com vistas à contenção do crescimento das emissões demandaria, por exemplo, medidas como a inclusão das emissões de GEE como atributo para contratação de novos parques geradores.

Deve-se reconhecer, finalmente, que, em função das características setoriais avaliadas ao longo deste relatório – sobretudo o perfil de emissões da matriz elétrica brasileira – e do atual contexto que caracteriza o SEB, as considerações sobre a possível implementação de um preço sobre o carbono associado à eletricidade devem ser acompanhadas da concepção de medidas complementares que promovam o alcance do objetivo de redução de emissões no setor. Assim, medidas complementares à precificação de carbono, como a criação de fundos para incentivo à inovação tecnológica no setor elétrico e sistemas de monitoramento das emissões de GEE do SIN em tempo real, deverão ser avaliadas oportunamente.

6 REFERÊNCIAS

- ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), 2014. Disponível em <http://www.abradee.com.br/>
- ALVES, Job de Figueiredo Silvério. A utilização do setor elétrico como instrumento de implementação de políticas públicas e os reflexos para a sociedade brasileira (1995-2004). Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Espírito Santo, Centro de Ciências Humanas e Naturais. Espírito Santo, Vitória, 2006.
- ANEEL, 2009. Carvão Mineral. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par3_cap9.pdf
- ANEEL, 2011. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 026/2011. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). abril de 2011.
- ANEEL, 2013. “Por dentro da Conta de Luz”. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/PorDentrodaContadeLuz_2013.pdf
- ANEEL, 2014. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>
- ANEEL, 2015. Nota Técnica no 22/2015-SGT/ANEEL. Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Tarifária Periódica.
- ANEEL, 2016. Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica / . 2. ed – Brasília : ANEEL, 2016.
- ANEEL, 2017. BIG – Banco de Informações de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>
- ARCE, P. et al. Overview of thermal energy storage (TES) potential energy savings and climate change mitigation in Spain and Europe. Applied Energy, v. 88, n. 8, p. 2764–2774, ago. 2011.
- ARDIZZON, G.; CAVAZZINI, G.; PAVESI, G. A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 31, p. 746–761, mar. 2014.
- ARVIZU, D. et al. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation SRREN: Chapter 3. Direct Solar Energy. Cambridge e New York: IPCC, 2011. Disponível em: <http://srren.ipcc-wg3.de/>
- AVERCH, H., JOHNSON, L. L. Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. American Economic Review, Vol. 52, N. 5, pag. 1052-1069, 1962
- BAIN, J. *Industrial organization*. New York: J. Wiley, 1959. 274 p.
- BALLING, L., 2010. “Flexible future for combined cycle”, Modern Power Systems, December, p. 61–65.

BARDELIN, C. E. A. Os efeitos do Racionamento de Energia Elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica. 2004. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

BELUCO, A. 2012. Três locais para implantação de usina hidroelétrica reversível ao sul dos Aparados da Serra, no litoral norte do RS. Revista PCH Notícias & SHP NEWS - Número 52, 2012.

BRASIL, Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado – MARE/Secretaria da Reforma do Estado. Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado. Brasília, 1995

BRASIL, Ministério de Minas e Energia – MME / Secretaria de Energia, Eletrobrás. Working Paper A5: Trading model and industry structure recommendations. Brasília, 1997

BRASIL, Ministério de Minas e Energia – MME / Secretaria de Energia, Eletrobrás. Projeto RESEB-COM: Sumário Executivo de Sugestões. Brasília, 2001

BROWNING, E.K. ZUPAN, A.M. Microeconomics: Theory & Application, 8e Value Edition. John Wiley & Sons, Inc. 2005

BTM Consult, 2011. World Market Update, BTM Consult, Ringkøbing.

CARBON TRUST, 2008. Offshore Wind power: Big Challenge, Big Opportunity. The Carbon Trust, London, UK, 40 pp.

CARVALHO, A.P.S.D., 2012. “Análise Técnico-econômica de linhas de tensão em corrente contínua em alta tensão: estudo de casos”. Monografia. UFRJ – Escola Politécnica- Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, Brasil.

CCEE. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/participe/conheca_modalidades?_afLoop=347058467560095#%40%3F_afLoop%3D347058467560095%26_adf.ctrl-state%3Dccyqlm4za_4>. Acesso em 6 de junho de 2017.

CEMIG, 2014. Disponível em http://www.cemig.com.br/sites/Imprensa/pt-br/Paginas/cemig_desenvolve_transformador_verde.aspx.

CEMIG. Disponível em: <<http://ri.cemig.com.br/modulos/doc.asp?arquivo=00245050.WAN&doc=ian370.doc&language=ptb>>.

Acesso em 5 de junho de 2017. CERPCH, Centro Nacional de Referência de Pequenas Centrais Hidroelétricas, 2012. Workshop de Tecnologias para Usinas Hidroelétricas Reversíveis - CESP e HEDAIDI ENGENHARIA, 29 de outubro de 2012, Itajubá – MG. “Os desafios para implantação de usinas hidroelétricas reversíveis no Brasil”. Disponível em: <http://www.cerpch.unifei.edu.br/arquivos/revistas/55/hidro-hydro-55-pag32a33.pdf>

CERPCH, Centro Nacional de Referência de Pequenas Centrais Hidroelétricas, 2012. Workshop de Tecnologias para Usinas Hidroelétricas Reversíveis - CESP e HEDAIDI ENGENHARIA, 29 de outubro

de 2012, Itajubá – MG. “Os desafios para implantação de usinas hidroelétricas reversíveis no Brasil”. Disponível em: <http://www.cerpch.unifei.edu.br/arquivos/revistas/55/hidro-hydro-55-pag32a33.pdf>

COELHO JUNIOR, L. M. Concentração Regional do Valor Bruto de Produção do Pinhão no Paraná. *Ciência Florestal*, Santa Maria, v. 26, n.3, p. 853-861, jul-set., 2016.

CSP TODAY. Global Tracker CSP Today. CSP TODAY, 2014. Disponível em: <http://beta.csptoday.com/tracker/projects>

CSP WORLD. CSP World MapCSP WORLD, , 2014. Disponível em: <http://www.csp-world.com/cspworldmap>

DAVID, Solange Mendes Geraldo Ragazi. Geração de energia elétrica no Brasil: uma visão legal regulatória sobre riscos para o desenvolvimento da atividade e

mecanismos de incentivo estabelecidos pelo poder público /S.M.G.R. David. São Paulo, 2013.

DAVILA-VILCHIS, J. M.; MISHRA, R. S. Performance of a hydrokinetic energy system using an axial-flux permanent magnet generator. *Energy*, v. 65, p. 631–638, 1 fev. 2014.

DOE, 2011. “The Importance of Flexible Electricity Supply”, DOE/GO-102011-3201. Disponível em: www.eere.energy.gov

DOE (U.S. Department of Energy), 2013a, “Synchrofasor Technologies and their Deployment in the Recovery Acts Smart Grid Program”. Disponível em: [https://www.smartgrid.gov/sites/default/files/doc/files/Synchrophasor%20Report%2008%2009%202013%20DOE%20\(2\)%20version_0.pdf](https://www.smartgrid.gov/sites/default/files/doc/files/Synchrophasor%20Report%2008%2009%202013%20DOE%20(2)%20version_0.pdf)

DOE (U.S. Department of Energy), 2013b, “Smart Grid Grant Program – Progress Report II – October 2013”. Disponível em: https://www.smartgrid.gov/recovery_act/overview/smart_grid_investment_grant_program

DOE (U.S. Department of Energy), 2014. “The smart grid: an introduction”. Disponível em: <http://energy.gov/oe/downloads/smart-grid-introduction-0>

DUTRA, J; TEIXEIRA, D. Resposta dos consumidores para o setor elétrico. *Revista Conjuntura Econômica* 68.5: 22-24, maio/2014.

EIA. Renewable Energy Essentials: Hydropower, 2010. [Online]. Disponível em: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Hydropower_Essentials.pdf

ELETROBRAS. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/ri/Paginas/Participacao-Societaria.aspx>>. Acesso em 6 de junho de 2017.

ELETROPAULO, 2014. Pesquisa&Desenvolvimento. Disponível em: <https://www.aeseletropaulo.com.br/sobre-a-aes-eletropaulo/pesquisa-e-desenvolvimento/Documents/PeDEletropaulo.pdf>

EMAE, 2014. Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. Disponível em: <http://www.emae.sp.gov.br/elevatorias.htm>.

ENERSTAR. Enerstar María Elena 1 - Features of the project, 2014. Disponível em: <http://en.enerstar.es/ver/261/Caracter%C3%ADsticas-y-desarrollo-del-proyecto.html>

EPE, 2007. Plano Nacional de Energia 2030. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, Brasil.

EPE, 2011. Balanço Energético Nacional 2011 – Ano Base 2010. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, Brasil.

EPE, 2012. Balanço Energético Nacional 2012 – Ano Base 2011. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, Brasil.

EPE, 2013. Balanço Energético Nacional 2013 – Ano Base 2012. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, Brasil.

EPE (Empresa de Planejamento Energético), 2013a. “Anuario Estadístico de Energia Eléctrica 2013”. Disponível em: http://www.epe.gov.br/AnuarioEstadisticodeEnergiaEléctrica/20130909_1.pdf.

EPE, 2014. Balanço Energético Nacional 2014 – Ano Base 2013. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, Brasil.

EPE, 2015. Balanço Energético Nacional 2015 – Ano Base 2014. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, Brasil.

EPE, 2016. Balanço Energético Nacional 2016 – Ano Base 2015. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, Brasil.

EPRI (Electric Power Research Institute), 2007. Phasor Measurement Unit (PMU) Implementation and Applications. Disponível em: <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001015511>

EPRI (Electric Power Research Institute), 2013. Quantifying the Value of Hydropower in the Electric Grid: Final Report. Disponível em: <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001023144>

EWEA, 2009. Wind Energy, the Facts. European Wind Energy Association (EWEA), Brussels, Belgium, 488 pp.

FERNÁNDEZ-GARCÍA, A. et al. Parabolic-trough solar collectors and their applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 14, n. 7, p. 1695–1721, set. 2010.

FILHO, A.B., 2011. A Geração Termoelétrica com a Queima do Bagaço de Cana-de-Açúcar no Brasil - Análise do Desempenho da Safra 2009-2010. Companhia Nacional de Abastecimento, Brasília.

GALVÃO, P.G.T., FILHO, O.B.F., NEVES, C.A.R., et al, 2011. Anuário estatístico de Mineração 2010. Brasília, Brasil: Departamento Nacional de Produção Mineral.

GE, 2014. “FLEXIBLE and Efficient Distributed Power”, Brochure. Disponível em: www.ge-energy.com/.

GE, 2009. “Heavy duty gas turbine products”, Brochure. Disponível em: www.ge-energy.com/.

GE, 2001. “The 7FB: The Next Evolution of the F Gas Turbine”, Brochure. Disponível em: www.ge-energy.com/

GOMES, 2013. Potencial de repotenciação de usinas hidroelétricas no Brasil e sua viabilização. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas, Brasil.

GONÇALVES, E. D. L., Souza, V. P. O risco sistêmico e a taxa de retorno regulatória no segmento de distribuição de energia elétrica. Artigo apresentado no IX Congresso Brasileiro de Regulação, 2015.

Governo do Estado de São Paulo, 2012. Atlas Eólico do Estado de São Paulo. Governo do Estado de São Paulo, Secretaria de Energia. São Paulo, Brasil.

GTR (Global Transmission Report), 2014. Disponível em: <http://www.globaltransmission.info/archive.php?id=1434>.

GTR (Global Transmission Report), 2009a. “Global Transmission Report”. March 2009. Volume 1, Issue 4.

GTR (Global Transmission Report), 2009b. “Global Transmission Report”. Disponível em : <http://www.globaltransmission.info/archive.php?id=1434>.

GUERREIRO, A. Mesa redonda: O Papel das PCH e Fontes Alternativas de Energia na Matriz Energética Brasileira. In: VI SIMPÓSIO BRASILEIRO SOBRE PEQUENAS E MÉDIAS CENTRAIS HIDROELÉTRICAS. Belo Horizonte, 2008.

GUILHOTO, J.J. M. Análise de Insumo-Produto: teoria e fundamentos. Apostila didática. Universidade de São Paulo, 2004. Disponível em: <http://www.erudito.fea.usp.br/PortalFEA/Repositorio/835/Documentos/Guilhoto%20Insumo%20Produto.pdf>

HACK, H., ALVAREZ, J., 2012. “Advanced Methods of HRSG Design for Life Cycle Optimization Under Fast Startups”, apresentado em POWER-GEN International 2012, Florida, EUA.

HAMIDI, V. et al., 2010. “Smart Grid Technology Review within the Transmission and Distribution Sector”. Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES. October, 2010.

HAMMONS, T.J. et al, 2012. “State of Art in Ultrahigh-Voltage Transmission”. Proceedings of IEE vol. 100 no 2, February, 2012.

HENNECKE, K. et al. Solar Power Tower Jülich The first test and demonstration plant for open volumetric receiver technology in GermanySolarPaces, , 2008.

HOFFMANN, B.S., 2010. O Ciclo Combinado com Gaseificação Integrada e a Captura de CO₂: Uma Solução para Mitigar as Emissões de CO₂ em Termoeletricas a Carvão em Larga Escala no Curto Prazo?. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

HOFFMANN, B.S., 2013. O potencial termoeletrico a carvão no Rio Grande do Sul diante restrições de disponibilidade de água e objetivos de redução de emissões de CO₂, aplicando a queima em leito fluidizado. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil

HOFFMANN, B.S., ALMEIDA, S.A., 2012. A tecnologia do leito fluidizado e as oportunidades da sua aplicação no setor sucroalcooleiro brasileiro. Relatório de pesquisa. Escola Politécnica/UFRJ, Rio de Janeiro.

HUNT, 2014. IX CBPE. Congresso Brasileiro de Planejamento Energético - Políticas Energéticas para a Sustentabilidade. "Aumentando a Capacidade de Armazenamento Energético do Brasil".Florianópolis. – SC. Agosto de 2014.

IAEA, 2014. Website Oficial International Atomic Energy Agency. Disponível em: <http://www.iaea.org/>.

IEA, 2011. Impact of Smart Grid Technologies on Peak Load to 2050. International Energy Agency, Paris, França. 44 pp. Disponível em: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smart_grid_peak_load.pdf.

IEA. Technology Roadmap: Concentrating Solar Power. Paris: Internacional Energy Agency (IEA), 2010. Disponível em: http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf

IEA. Energy Technology Perspectives: Scenarios and Strategies to 2050. Paris: International Energy Agency, 2008.

IECM, 2012. Integrated Environmental Controle Model. Disponível em http://www.cmu.edu/epp/iecm/iecm_dl.html.

IEEE-SMARTGRID (Smart Grid IEEE), 2014. True Grid: A look at New York's Smart Grid Initiative. Disponível em: <http://smartgrid.ieee.org/april-2013/843-true-grid-a-look-at-new-york-s-smart-grid-initiative>.

IE-UFRJ (Instituto de Economia – UFRJ), 2012. "Perdas em toda a rede elétrica chegam a 17,5%",2012.Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/clipping/download/Perdas%20em%20toda%20a%20rede%20elettrica%20chegam%20a%2017%205.pdf>

INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2016. Estudo sobre a Carga Tributária & Encargos do setor elétrico brasileiro, Ano Base:2015

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE), 2015. Sistema de Contas Nacionais - Brasil - referência 2010. Nota metodológica n. 19: Margens e Impostos (versão para informação e comentários). Rio de Janeiro: IBGE, versão 1 – Outubro de 2015. Disponível em: http://ftp.ibge.gov.br/Contas_Nacionais/Sistema_de_Contas_Nacionais/Notas_Metodologicas_2010/19_margens_e_impostos.pdf. Acesso em: 12/06/2017.

IPCC, 2013 G. Myhre, D. Shindell, F.-M. Bréon, W. Collins, J. Fuglestedt, J. Huang, D. Koch, J.-F. Lamarque, D. Lee, B. Mendoza, T. Nalajima, A. Robock, G. Stephens, T. Takemura, H. Zhang et al.: In: Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.): Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Working Group I contribution to the IPCC Fifth Assessment Report. 30. September 2013, Chapter 8: Anthropogenic and Natural Radiative Forcing, S. Table 8.1.A, Seiten 8-88 bis 8-99 (Final Draft Underlying Scientific-Technical Assessment).

IPCC, 2006. IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan.

IRENA (International Renewable Energy Agency), 2013. Smart Grids and Renewables - A Guide for Effective Deployment. November, 2013. Disponível em: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/smart_grids.pdf.

IRENA, 2012. RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES.

ITAIPU, 2014. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/energia/sistemas-de-transmissao-de-itaipu>.

JOHNSON, J. B.; PRIDE, D. J. River, Tidal, and Ocean Current Hydrokinetic Energy Technologies: Status and Future Opportunities in Alaska. Alaska Center for Energy and Power, 2010. [Online]. Disponível em: http://www.uaf.edu/files/acep/2010_11_1_State_of_the_Art_Hydrokinetic_Final.pdf

KALOGIROU, S. Solar Energy Engineering: Processes and Systems. 1 st ed. ed. California: Academic Press - Elsevier, 2009.

KOEPP M., MELLAHN, S., PETER, F., 2011, Bedarf an konventioneller Kraftwerkskapazität in Deutschland. Em: Prognos 27078. Prognos, Berlin, 11 de abril de 2011.

KUSAKANA, K.; VERMAAK, H. J. Hydrokinetic power generation for rural electricity supply: Case of South Africa. Renewable Energy, v. 55, p. 467–473, jul. 2013.

LILLIESTAM, J.; BIELICKI, J. M.; PATT, A. G. Comparing carbon capture and storage (CCS) with concentrating solar power (CSP): Potentials, costs, risks, and barriers. Energy Policy, v. 47, p. 447–455, Agosto 2012.

LARRAÍN, T.; ESCOBAR, R.; VERGARA, J. Performance model to assist solar thermal power plant siting in northern Chile based on backup fuel consumption. Renewable Energy, v. 35, n. 8, p. 1632–1643, ago. 2010.

LIU, Y.; PACKEY, D., 2014. Combined-cycle hydropower systems – The potencial of applying hydrokinetic turbines in the tailwater of existing convencional hydropower stations. *Renewable Energy* v. 66, p. 228–231.

MALAGUETA, D. et al. Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system. *Renewable Energy*, v. 68, n. August 2014, p. 223–235, 2014.

MALAGUETA, D. Avaliação de Alternativas para Aproveitamento de Geração Elétrica Termossolar (CSP) a partir de Plantas Cilindro-parabólicos no Brasil. Tese de Doutorado de Planejamento Energético COPPE/UFRJ—Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

MALAGUETA, D. et al. Análise do uso do Gás Natural na Hibridização de Plantas Termosolares (CSP) na Bacia do São Francisco (BA)IBP - Rio Oil and Gas Conference 2012, , 2012. Disponível em: <http://pt.scribd.com/doc/106373360/IBP1404-12>

MCTI, 2015. Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Brasília, Brasil.

MCTIC, 2017. Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave no Brasil. Modelagem Setorial de Opções de Baixo Carbono para o Setor de Termelétricas e Termonucleares. Brasília. MCTIC e ONU Meio Ambiente.

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; LUCENA, A.; COSTA, I.; ROCHEDO, P.; IMPÉRIO, M., 2014. Medidas Transversais para Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa – Captura, Transporte e Armazenamento de Carbono (CCS) – Capítulo 5 – Termoelétrica a Carvão ou a Gás. Rio de Janeiro, Brasil.

MEDEIROS, A. M. Bases metodológicas para a incorporação da variável ambiental no planejamento da expansão termoelétrica no Brasil. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2003

MILLER, R. BLAIR, P. Input-Output Analysis. 2. Ed., Cambridge, 2009.

MME (Ministério de Minas e Energia), 2010. “Smart Grid”. Disponível em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/acoes/Energia/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf.

MONTALVÃO, E; SILVA, R. M. Descontos na TUST e na TUSD para Fontes Incentivadas: uma avaliação. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/ CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 165). Disponível em: www.senado.leg.br/estudos.

NERC (North American Electric Reliability Corporation), 2010. Real-Time Application of Synchrophasors for Improving Reliability. Disponível em: <http://www.nerc.com/docs/oc/rapirtf/RAPIR%20final%20101710.pdf>

NETL, 2011. Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants. Volume 3b: Low Rank Coal to Electricity: Combustion Cases. DOE/NETL-2011/1463. Pittsburgh, PA: National Energy Technologies Laboratory.

NREL. Concentrating Solar Power Projects: Solarspaces. [s.l.] NREL, 2014. Disponível em: <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/>

NREL. Parabolic Trough Thermal Energy Storage Technology: TroughNet Parabolic Trough Solar Power Network. [s.l.] NREL, 2010a. Disponível em: http://www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal_energy_storage.html

NREL. Potential for Renewable Energy in the San Diego Region. San Diego, California: National Renewable Energy Laboratory NREL, 2005. Disponível em: <http://www.renewables.org/docs/Web/AppendixE.pdf>

ONS, 2012. “Dados Relevantes de 2012”. Disponível em: http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2012/07-02-Extensao-das-Linhas-de-Transmissao-do-SIN-km.html?expanddiv=07

ONS, 2014, “Operador Nacional do Sistema”. Disponível em: <http://www.ons.org.br/>

ONS. Disponível em < http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em 5 de junho de 2017.

PACIO, J. et al. Thermodynamic evaluation of liquid metals as heat transfer fluids in concentrated solar power plants. Applied Thermal Engineering, v. 60, n. 1–2, p. 295–302, 2 out. 2013.

PALGRAVE, R. Innovation in CSP. Renewable Energy Focus, v. 9, n. 6, p. 44–49, 2008.

PCE BRASIL. Cenários para a matriz elétrica 2050: aportes ao debate energético nacional e ao planejamento participativo de longo prazo. Março/2015. Disponível em: <http://www.cenariosenergeticos.com>

PEREIRA GOMES, A.J., CRUZ, P.R. & PINHEIRO BORGES, L., 2003. “Recursos Minerais Industriais e Energéticos”. In Bizzi, L. A., Schobbenhaus, C., Vidotti R. M. & Gonçalves J. H. (eds.), Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil. CPRM, Brasília, Distrito Federal.

PETRIE, J. et al. Characterizing the mean flow field in rivers for resource and environmental impact assessments of hydrokinetic energy generation sites. Renewable Energy, v. 69, p. 393–401, set. 2014.

PHILIBERT, C. Independent Review of Morocco: Noor 2&3 Concentrated Solar Power ProjectWorld Bank Group, , 2014. Disponível em: <https://www.climateinvestmentfunds.org/cif/sites/climateinvestmentfunds.org/files/CTF%20independent%20review.pdf>

PICKARD, A., MEINECKE, G., 2011. “The Future Role of Fossil Power Generation”, Siemens AG, Erlangen, Alemanha.

- PINTO, M. 2014. “Energia Elétrica – Geração, Transmissão e Sistema Interligado”, Editora LTC, Brasil.
- PINTO, L; LEITE, P. Smart-grid, green energy and responsive consumers: a "smart-green" framework. Powertech, Norway Trondheim, 2011.
- PROCOBRE (International Copper Association), 2009. “Eficiência Energética em transformadores de Distribuição”, Disponível em: <http://procobre.org/pt/wp-content/plugins/download-monitor/download.php%3Fid%3D628>
- RIBEIRO, C.H.D. et al. Repotenciação e Modernização de Centrais hidroelétricas: Alternativas para Incremento de Energia, com Baixo Impacto Ambiental. XXVI Seminário Nacional de Grandes Barragens. Goiânia, 2005.
- RUBIN, E. S., BERKENPAS, M. B., FREY, H. C., 2007. Development and application of optimal design capability for coal gasification systems, in Technical Documentation: Integrated gasification combined cycle systems (IGCC) with carbon capture and storage (CCS), Final Report performed under contract number DE- AC21-92MC29094, DOE/ NETL, Pittsburgh, USA.
- SCHAEFFER, R; SZKLO, A.; LUCENA, A.; COSTA, I.; ROCHEDO, P.; IMPÉRIO, M.; GUEDES, F.; PEREIRA, J.; HOFFMANN, S.; MAHECHA, R. E. G.; NOGUEIRA, L. P. P.; SORIA, R.; MILANI, R.; OLIVEIRA, I. A., 2015. Opções de Mitigação de Gases de Efeito Estufa (GEE) em Setores-Chaves no Brasil. Rio de Janeiro, Brasil.
- SCHNEIDER, V.E., PERESIN, D., TRENTIN, A.C., BORTOLIN, T.A., SAMBUICHI, R.H.R., 2012. Diagnóstico dos Resíduos Orgânicos do Setor Agrossilvopastoril e Agroindústrias Associadas - Relatório de Pesquisa. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, Brasília.
- SIEMENS, 2014. “Flex-Plant™ Solutions: Flexibility for all your generation needs”, Brochure, Florida, EUA.
- SORIA, R. Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores heliotérmicos no Brasil: a influência do armazenamento de calor e da hibridização. Dissertação de Mestrado—Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.
- SORIA, R. et al. Hybrid CSP-biomass plants in Brazil’s semiarid: an option to anticipate CSP deployment in Brazil . Paper a ser submetido à Renewable Energy, 2014.
- SPLIETHOFF, H., 2010. Power generation from solid fuels. Heidelberg; New York: Springer.
- SNYDER, B., and M.J. Kaiser, 2009. Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy. Renewable Energy, 34, pp. 1567-1578.
- SUN, X., HUANG, D. & WU, G., 2012. The current state of offshore wind energy technology development. Energy, 41(1), pp.298–312.

TWIDELL, J., e G. GAUDIOSI (eds.), 2009. Offshore Wind Power. Multi-Science Publishing, Brentwood, UK, 425 pp.

VAN DER ZWAAN, B. et al., 2012. Cost reductions for offshore wind power: Exploring the balance between scaling, learning and R&D. Renewable Energy, 41, pp.389–393.

VEIGA, J. R. C. DA. Oportunidades de negócio com a repotenciação de usinas: Aspectos técnicos, econômicos e ambientais. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2001.

VIEBAHN, P. et al. Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants.: Sixth Framework Programme. Germany: DLR/CIEMAT, 2008. Disponível em: <http://www.needs-project.org/RS1a/RS1a%20D12.2%20Final%20report%20concentrating%20solar%20thermal%20power%20plants.pdf>

VILJAINEN, S. TAHVANAINEN, K. LASSILA, J. HONKAPURO, S. PARTANEN, J. Regulation of Electricity Distribution Business – Lappeenranta University of Technology, 2005

WARTSILLA, 2014. “Liquid Biofuel Power Plants”, Brochure. Disponível em: www.wartsilla.com/.

WARTSILLA, 2014b. “FLEXICYCLE™ Power Plants”, Brochure. Disponível em: www.wartsilla.com/

WISER, R. et al., 2011. Wind energy. IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, pp.535–608.

WWF. A Repotenciação de usinas Hidroelétricas com alternativa para o aumento da oferta de energia no Brasil com Proteção Ambiental, 2004 [Online]. Disponível em: http://wwf.panda.org/about_our_earth/about_freshwater/freshwater_resources/?15930/4/A-repotenciacao-de-usinas-hidroeletricas-como-alternativa-para-o-aumento-da-oferta-de-energia-no-brasil-com-protecao-ambiental

A. ANEXO A – MATRIZ DOS COEFICIENTES TÉCNICOS INTERSETORIAIS – SETOR ELÉTRICO

Tabela A1: Coeficientes técnicos intersetoriais, Energia Elétrica, Brasil - 2010

Descrição da atividade nível 67	Energia elétrica, gás natural e outras utilidades
Agricultura, inclusive o apoio à agricultura e a pós-colheita	0,000
Pecuária, inclusive o apoio à pecuária	0,000
Produção florestal; pesca e aquicultura	0,000
Extração de carvão mineral e de minerais não-metálicos	0,005
Extração de petróleo e gás, inclusive as atividades de apoio	0,022
Extração de minério de ferro, inclusive beneficiamentos e a aglomeração	0,000
Extração de minerais metálicos não-ferrosos, inclusive beneficiamentos	0,000
Abate e produtos de carne, inclusive os produtos do laticínio e da pesca	0,000
Fabricação e refino de açúcar	0,001
Outros produtos alimentares	0,000
Fabricação de bebidas	0,000
Fabricação de produtos do fumo	0,000
Fabricação de produtos têxteis	0,000
Confeção de artefatos do vestuário e acessórios	0,001
Fabricação de calçados e de artefatos de couro	0,001
Fabricação de produtos da madeira	0,002
Fabricação de celulose, papel e produtos de papel	0,000
Impressão e reprodução de gravações	0,000
Refino de petróleo e coquerias	0,020
Fabricação de biocombustíveis	0,000
Fabricação de químicos orgânicos e inorgânicos, resinas e elastômeros	0,001
Fabricação de defensivos, desinfestantes, tintas e químicos diversos	0,000
Fabricação de produtos de limpeza, cosméticos/perfumaria e higiene pessoal	0,000
Fabricação de produtos farmoquímicos e farmacêuticos	0,000
Fabricação de produtos de borracha e de material plástico	0,001
Fabricação de produtos de minerais não-metálicos	0,006

Descrição da atividade nível 67	Energia elétrica, gás natural e outras utilidades
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	0,001
Metalurgia de metais não-ferrosos e a fundição de metais	0,000
Fabricação de produtos de metal, exceto máquinas e equipamentos	0,008
Fabricação de equipamentos de informática, produtos eletrônicos e ópticos	0,001
Fabricação de máquinas e equipamentos elétricos	0,018
Fabricação de máquinas e equipamentos mecânicos	0,001
Fabricação de automóveis, caminhões e ônibus, exceto peças	0,000
Fabricação de peças e acessórios para veículos automotores	0,000
Fabricação de outros equipamentos de transporte, exceto veículos automotores	0,000
Fabricação de móveis e de produtos de indústrias diversas	0,000
Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	0,006
Energia elétrica, gás natural e outras utilidades	0,270
Água, esgoto e gestão de resíduos	0,000
Construção	0,000
Comércio por atacado e varejo	0,012
Transporte terrestre	0,011
Transporte aquaviário	0,000
Transporte aéreo	0,001
Armazenamento, atividades auxiliares dos transportes e correio	0,002
Alojamento	0,000
Alimentação	0,001
Edição e edição integrada à impressão	0,000
Atividades de televisão, rádio, cinema e gravação/edição de som e imagem	0,000
Telecomunicações	0,002
Desenvolvimento de sistemas e outros serviços de informação	0,003
Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	0,023
Atividades imobiliárias	0,003
Atividades jurídicas, contábeis, consultoria e sedes de empresas	0,003
Serviços de arquitetura, engenharia, testes/análises técnicas e P & D	0,012

Descrição da atividade nível 67	Energia elétrica, gás natural e outras utilidades
Outras atividades profissionais, científicas e técnicas	0,009
Aluguéis não-imobiliários e gestão de ativos de propriedade intelectual	0,001
Outras atividades administrativas e serviços complementares	0,010
Atividades de vigilância, segurança e investigação	0,001
Administração pública, defesa e seguridade social	0,002
Educação pública	0,000
Educação privada	0,000
Saúde pública	0,000
Saúde privada	0,000
Atividades artísticas, criativas e de espetáculos	0,000
Organizações associativas e outros serviços pessoais	0,002
Serviços domésticos	0,000

Fonte: Matriz de Insumo Produto (IBGE). Elaboração própria.

B. ANEXO B – ANEXO METODOLÓGICO

B.1 PODER DE MERCADO

Quadro B1: Indicadores de Poder de mercado

Indicador	Descrição
Razão de concentração (CR)	$CR(k) = \sum_{i=1}^k s_i$ <p>onde k é o número das maiores firmas em termos de número de vínculos (v) e s_i é a razão entre v da firma i e v total do setor.</p>
Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI)	$HHI(n) = \sum_{i=1}^n s_i^2$ <p>onde n é o número de firmas no setor e s_i é a razão entre massa salarial (w) (ou número de vínculos [v]) da firma i e w (v) total do setor. O HHI atribui um peso maior às firmas maiores, quando comparado ao CR.</p>

Fonte: Elaboração própria.

B.2 ENCADEAMENTOS INTERSETORIAIS

Quadro B2: Indicadores de conexões intersetoriais

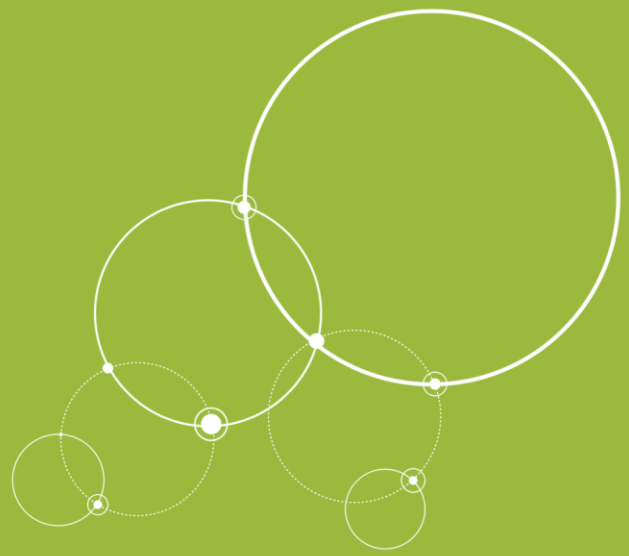
Indicador	Descrição
Índices de Rasmussen-Hirschman: Índices de ligação para trás e para frente	<p>Mensurados a partir da matriz inversa de Leontief (modelo de Insumo Produto - matriz de requisitos diretos e indiretos). Os coeficientes dessa matriz indicam quanto da produção do setor é necessário para produzir uma unidade de demanda final de outro setor. Os índices são calculados da seguinte forma:</p>

Indicador	Descrição
	$B = (I - A)^{-1} = (\alpha_{ij})$ $B^* = \sum_i \sum_j \frac{\alpha_{ij}}{n^2}$ $B_{\bullet j} = \sum_{i=1}^n \alpha_{ij}$ $B_{i\bullet} = \sum_{j=1}^n \alpha_{ij}$ <p>Em que α_{ij} são os elementos da Inversa de Leontief e n o número de setores</p> <p>Índice de ligação para trás do setor j:</p> $U_j = \frac{(B_{\bullet j} / n)}{B^*}$ <p>Índice de ligação para frente do setor i:</p> $U_i = \frac{(B_{i\bullet} / n)}{B^*}$
Multiplicador de produção, emprego, renda e tributário –Tipo II	<p>A partir do modelo básico de Leontief $X = (I - A)^{-1}Y$, pode-se mensurar o impacto que as mudanças ocorridas na demanda final (Y), ou em cada um de seus componentes, teriam sobre a produção total, o emprego e os salários de uma economia.</p> <p>Assim, tem-se:</p> $\Delta X = (I - A)^{-1} \Delta Y$ $\Delta V = \hat{v} \Delta X$ <p>em que ΔY e ΔX são vetores (nx1) que mostram, respectivamente, a estratégia setorial e os impactos sobre o volume da produção; e ΔV, um vetor (nx1) que representa o impacto sobre qualquer uma das variáveis: emprego, salários, entre outros. O termo \hat{v}, por sua vez, é definido como uma matriz diagonal (n x n), cujos elementos da diagonal são, respectivamente, os coeficientes de emprego, salários, entre outros. Estes coeficientes, denominados de efeito direto,</p>

Indicador	Descrição
	<p>são obtidos dividindo-se a parcela correspondente a estas variáveis na produção total de determinado setor, isto é:</p> $v_i = \frac{V_i}{X_i}$ <p>A partir dos coeficientes diretos e da matriz inversa de Leontief, com as famílias endógenas ao sistema, é possível estimar, para cada setor j da economia, quanto é gerado - direta, indiretamente e considerando o efeito induzido - de emprego e salários para cada R\$ 1 adicional de demanda final para o setor j. Ou seja:</p> $GV_j = \sum_{i=1}^n \alpha_{ij} v_i$ <p>em que GV_j é o impacto total (direto, indireto e induzido), sobre a variável em questão; α_{ij}, o ij-ésimo elemento da matriz inversa de Leontief; e v_i, o coeficiente direto da variável em questão.</p> <p>A divisão dos geradores GV_j pelo respectivo coeficiente direto proporciona os multiplicadores, que indicam quanto é gerado, direta, indiretamente, e considerando o efeito induzido, de emprego, ou qualquer outra variável para cada unidade diretamente gerada desses itens. Por exemplo, o multiplicador de empregos indica a quantidade de empregos criados, direta, indiretamente e considerando o efeito induzido, dado o aumento de 1 emprego no setor j. O multiplicador do j-ésimo setor é dado, então, por:</p> $MV_j = \frac{GV_j}{v_j}$ <p>em que MV_j representa o multiplicador da variável em questão e as outras variáveis são definidas conforme expresso anteriormente.</p> <p>Por sua vez, o multiplicador de produção total, que indica o valor total da produção em todos os setores da economia que é necessário para satisfazer R\$ 1 de demanda por produto do setor j, é definido como:</p>

Indicador	Descrição
	$MP_j = \sum_{i=1}^n \alpha_{ij}$ <p>em que MP_j é o multiplicador de produção do j-ésimo setor, α_{ij} são os elementos da inversa de Leontief.</p> <p>Quando a demanda das famílias é endogeneizada no sistema, levando-se em consideração o efeito induzido pela renda e pelo consumo das famílias, estes multiplicadores recebem a denominação de multiplicadores do tipo II.</p>

Fonte: Elaboração própria.



: vivideconomics

