



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

P3.D2

Relatório

PRODUTO 3

**Recomendações para o setor de
Eletricidade**

Consórcio

WayCarbon e Vivid Economics

Em acordo de subconsultoria com:

Ricardo Energy and Environment

COPPE | UFRJ

CEPEA | USP

Versão Final pós consulta | Data 26/Março/2020



ENTREGÁVEL

P3.D2

Relatório do Produto 3 – Recomendações para o Setor de Energia Elétrica

AUTORES

COORDENADOR GERAL

Sergio Margulis (WayCarbon)

COORDENADOR TÉCNICO

André Lucena (COPPE | UFRJ)

GERENTE DO PROJETO

Matheus Brito (WayCarbon)

EQUIPES DE ESPECIALISTAS

Denise Teixeira (Volga)

Jean Albino (Volga)

Leticia Gavioli (WayCarbon)

Pamela Silva (WayCarbon)

HISTÓRICO DO DOCUMENTO

Nome do documento	Data	Natureza da revisão
P3.D1 – Energia Elétrica	02/03/2018	Versão preliminar
P3.D2 – Energia Elétrica	18/04/2018	Versão final
P3.D2 – Energia Elétrica	18/06/2018	Versão final 2
P3.D2 – Energia Elétrica	09/07/2018	Versão final 2.1
P3.D2 – Energia Elétrica	16/08/2018	Versão final 3
P3.D2 – Energia Elétrica_pós consulta	17/03/2020	Versão final pós consulta
P3.D2 – Energia Elétrica_pós consulta_v2	26/03/2020	Versão final 2 pós consulta

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	VI
LISTA DE GRÁFICOS	VII
LISTA DE QUADROS	VIII
1 INTRODUÇÃO	9
2 CARACTERIZAÇÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO	10
2.1 PERSPECTIVAS DE UM NOVO MODELO PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	13
2.2 ARRANJO SETORIAL VIGENTE	14
3 PRINCIPAIS OBJETIVOS DAS POLÍTICAS VOLTADAS AO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	15
3.1 EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR	15
3.2 DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ.....	15
3.3 AMPLIAÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS.....	16
3.4 MODICIDADE TARIFÁRIA	16
3.5 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.....	16
3.6 EQUIDADE TARIFÁRIA	17
4 ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICA VOLTADOS AO SETOR ELÉTRICO	18
4.1 ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS PARA EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR.....	18
4.2 ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS PARA PROMOÇÃO DA SEGURANÇA E DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA	19
4.3 ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS DE PROMOÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS	21
4.4 ANÁLISE DOS MECANISMOS DE PROMOÇÃO DA MODICIDADE TARIFÁRIA.....	22
4.5 ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	22
4.6 ANÁLISE DOS MECANISMOS DE PROMOÇÃO DA EQUIDADE TARIFÁRIA	23
5 ANÁLISE QUALITATIVA DA INFLUÊNCIA DA PRECIFICAÇÃO DE CARBONO SOBRE OS OBJETIVOS DAS POLÍTICAS PARA O SETOR ELÉTRICO E DA SUA INTERAÇÃO COM OS INSTRUMENTOS VIGENTES	25
5.1 INFLUÊNCIA SOBRE A EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR	25
5.2 INFLUÊNCIA SOBRE A DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ.....	26
5.3 INFLUÊNCIA SOBRE A PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS	27

5.4	INFLUÊNCIA SOBRE A MODICIDADE TARIFÁRIA	27
5.5	INFLUÊNCIA SOBRE A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	27
5.6	INFLUÊNCIA SOBRE A EQUIDADE TARIFÁRIA	28
6	ANÁLISE QUALITATIVA DOS EFEITOS DA PRECIFICAÇÃO DE CARBONO NA COMPETITIVIDADE DE SUBSETORES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	29
6.1	EFEITOS DA PRECIFICAÇÃO NA COMPETITIVIDADE DAS FONTES RENOVÁVEIS	29
6.2	EFEITOS DA PRECIFICAÇÃO NA COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL E CARVÃO MINERAL.....	29
6.3	EFEITOS DA PRECIFICAÇÃO NA COMPETITIVIDADE DAS DISTRIBUIDORAS.....	30
6.4	EFEITOS DA PRECIFICAÇÃO NA COMPETITIVIDADE DAS TRANSMISSORAS.....	31
7	EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL COM A PRECIFICAÇÃO DE CARBONO NO SETOR ELÉTRICO.....	32
7.1	CRITÉRIOS PARA A ESCOLHA DOS CASOS ESTUDADOS	32
7.2	LIÇÕES APRENDIDAS	32
8	DESAFIOS PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E RECOMENDAÇÕES DE ADEQUAÇÃO NAS POLÍTICAS	37
8.1	DESAFIOS ATUAIS PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	37
8.2	RECOMENDAÇÕES DE MEDIDAS DE ADEQUAÇÃO NAS POLÍTICA E INSTRUMENTOS.....	39
8.2.1	<i>Adequações dos instrumentos para a expansão do parque gerador</i>	<i>40</i>
8.2.2	<i>Adequações dos instrumentos para a diversificação da matriz</i>	<i>42</i>
8.2.3	<i>Adequações dos instrumentos para as fontes renováveis.....</i>	<i>43</i>
8.2.4	<i>Adequações dos instrumentos para a modicidade tarifária.....</i>	<i>45</i>
8.2.5	<i>Adequações dos instrumentos para a eficiência energética.....</i>	<i>47</i>
8.2.6	<i>Adequações dos instrumentos para equidade tarifária.....</i>	<i>47</i>
8.3	APRIMORAMENTO DO AMBIENTE DE MERCADO E A PRECIFICAÇÃO DE EMISSÕES	48
8.3.1	<i>Categoria Consumo</i>	<i>48</i>
8.3.2	<i>Categoria geração</i>	<i>52</i>
8.3.3	<i>Aprimoramento do ambiente de mercado</i>	<i>52</i>
9	PROPOSTAS COM E SEM PRECIFICAÇÃO DE CARBONO PARA REDUZIR AS EMISSÕES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	54
9.1	INCORPORAÇÃO DE SINAL DE PREÇO DO CARBONO NO CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO DAS USINAS.....	55
9.1.1	<i>Incorporação de preço de carbono no CVU</i>	<i>56</i>

9.1.2	<i>Efeito limitados na redução de emissões.....</i>	57
9.1.3	<i>Receitas extraordinárias para geradores emitentes.....</i>	58
9.1.4	<i>Comportamento dos geradores frente ao preço de carbono adicionado ao cvu</i>	61
9.1.5	<i>CVU com preços de carbono: impacto sobre as condições pactuadas nos Leilões do ACR.....</i>	62
9.1.6	<i>Resumo da proposta de precificação de carbono no CVU.....</i>	65
9.2	CONTRATOS INTERRUPTÍVEIS COM PRÊMIO PARA EMISSÕES EVITADAS	66
9.3	TRIBUTOS OU ENCARGOS SOBRE CARBONO PREVISTOS NOS NOVOS CONTRATOS DE USINAS EXISTENTES	68
9.3.1	<i>Resumo da Proposta de tributos ou encargos sobre carbono previstos nos novos contratos de usinas existentes.....</i>	69
9.4	TRIBUTOS OU ENCARGO SOBRE CARBONO PREVISTOS NOS CONTRATOS DE NOVAS USINAS	69
9.5	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO COM COMANDO E CONTROLE E PREÇOS DE CARBONO	70
9.6	VISÃO GERAL DAS PROPOSTAS	71
10	ANÁLISE SWOT DAS PROPOSTAS.....	72
10.1	INCORPORAÇÃO DE PREÇOS DE CARBONO NO CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO DAS USINAS COM RECICLAGEM DA RECEITA EXTRAORDINÁRIA	72
10.2	INCORPORAÇÃO DE PREÇOS DE CARBONO NO CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO DAS USINAS COM CONTRAPARTIDA DE CUSTOS NA AQUISIÇÃO DO COMBUSTÍVEL PARA GERAÇÃO TERMELÉTRICA	73
10.3	CONTRATOS INTERRUPTÍVEIS COM PRÊMIO PARA EMISSÕES EVITADAS	73
10.4	TRIBUTO OU ENCARGO SOBRE CARBONO PREVISTO PARA NOVOS CONTRATOS DE USINAS EXISTENTES.....	74
10.5	TRIBUTO OU ENCARGO SOBRE CARBONO PREVISTO PARA CONTRATOS DE NOVAS USINAS.....	74
10.6	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO COM COMANDO & CONTROLE E PREÇOS DE CARBONO.....	75
11	CONCLUSÕES.....	76
12	REFERÊNCIAS.....	80
	ANEXO I – EXEMPLO ORDEM DE MÉRITO DE CUSTOS VARIÁVEIS UNITÁRIOS DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA...81	
	ANEXO II – EXEMPLO NUMÉRICO DOS EFEITOS DE PREÇOS DE CARBONO NO CVU – COMPARATIVO ENTRE CONTRATOS BILATERAIS E CCEAR DISPONIBILIDADE	84

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – CAPACIDADE INSTALADA POR FONTE NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL – SIN EM 2016.....	10
FIGURA 2 – EXPECTATIVA DE MUDANÇA NA COMPOSIÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA EM FUNÇÃO DA NDC.....	13
FIGURA 3 - ARRANJO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO.....	14
FIGURA 4 – ABORDAGEM PARA AVALIAR EFEITOS DA PRECIFICAÇÃO DE CARBONO NO SEB.....	25
FIGURA 5 - RELAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NA BAIXA TENSÃO COM GANHO DE EFICIÊNCIA NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO.....	31
FIGURA 6 – FLUXO DE RECURSOS COM PRECIFICAÇÃO DE EMISSÕES E DESCONTOS NA TUSD PARA FONTES INCENTIVADAS	44
FIGURA 7 – RELAÇÃO ENTRE MODICIDADE DE PREÇOS E MEDIDAS ASSOCIADAS À REDUÇÃO DE EMISSÕES E MODERNIZAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	46
FIGURA 8 – INTERFACES DA PRECIFICAÇÃO DE CARBONO COM DESAFIOS DO SEB	48
FIGURA 9 - INCIDÊNCIA DAS ESTRATÉGIAS PARA REDUÇÃO DE EMISSÕES NO SEB.....	54
FIGURA 10 – SÍNTESE DAS POSSÍVEIS ABORDAGENS PARA PRECIFICAÇÃO DE CARBONO NO CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO (CVU) DE USINAS TERMELÉTRICAS	56
FIGURA 11 – ARRANJO DE INSTRUMENTO PROPOSTO PARA REDUÇÃO DE EMISSÕES E PRECIFICAÇÃO DE CARBONO, A INCIDIR DA MATRIZ ELÉTRICA FUTURA	71
FIGURA 12 – ALTERNATIVAS PARA REDUÇÃO DE EMISSÕES E PRECIFICAÇÃO DE CARBONO NO SEB.....	71
FIGURA 13 – MATRIZ SWOT PARA PROPOSTA DE ADICIONAL DE PREÇO DE CARBONO NO CVU COM RECICLAGEM DE RECEITAS EXTRAORDINÁRIAS	72
FIGURA 14 – MATRIZ SWOT PARA PROPOSTA DE ADICIONAL DE PREÇO DE CARBONO NO CVU COM CONTRAPARTIDA DE CUSTOS NA AQUISIÇÃO DO COMBUSTÍVEL PARA GERAÇÃO TERMELÉTRICA.	73
FIGURA 15 – MATRIZ SWOT PARA PROPOSTA DE CONTRATOS INTERRUPTÍVEIS COM PRÊMIO PARA EMISSÕES EVITADAS	73
FIGURA 16 – MATRIZ SWOT PARA PROPOSTA DE TRIBUTO/ENCARGO DE CARBONO SOBRE ENERGIA DE USINAS EXISTENTES	74
FIGURA 17 – MATRIZ SWOT PARA PROPOSTA DE TRIBUTO/ENCARGO DE CARBONO SOBRE ENERGIA DE NOVAS USINAS	74
FIGURA 18 – MATRIZ SWOT PARA PROPOSTA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO COM COMANDO & CONTROLE E PREÇOS DE CARBONO	75
FIGURA 19 - PONTOS DE REGULAÇÃO/ REVISÃO NAS POLÍTICAS SETORIAIS	79

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 - HISTÓRICO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO SIN (NÃO INCLUI NUCLEAR) – MW MÉDIOS	12
GRÁFICO 2 - COMPARATIVOS DO HISTÓRICO DE EMISSÕES DO SETOR DE ENERGIA E DA GERAÇÃO HIDROELÉTRICA NO SIN	21
GRÁFICO 3 - HISTÓRICO DE PREÇOS NA CCEE – PLD E ESS	51
GRÁFICO 4 – COMPARATIVO ENTRE O PREÇO MÉDIO ORIGINAL DOS LEILÕES E O RECÁLCULO DOS PREÇOS PARA FINS DE REPASSE TARIFÁRIO EM ABRIL DE 2018.	64

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 – POLÍTICA DE EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR – EFEITOS SOBRE COMPETITIVIDADE, PODER DE COMPRA DOS CONSUMIDORES E NÍVEIS DE EMISSÕES.....	18
QUADRO 2 – POLÍTICA DE SEGURANÇA/DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ – EFEITOS SOBRE COMPETITIVIDADE, CUSTOS SOCIAIS E NÍVEIS DE EMISSÕES.....	20
QUADRO 3 – POLÍTICA PARA FONTES RENOVÁVEIS – EFEITOS SOBRE COMPETITIVIDADE, CUSTOS SOCIAIS E NÍVEIS DE EMISSÕES.....	21
QUADRO 4 – POLÍTICA PARA MODICIDADE DE PREÇOS – EFEITOS SOBRE COMPETITIVIDADE, CUSTOS SOCIAIS E NÍVEIS DE EMISSÕES..	22
QUADRO 5 – POLÍTICA PARA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – EFEITOS SOBRE COMPETITIVIDADE, CUSTOS SOCIAIS E NÍVEIS DE EMISSÕES ...	23
QUADRO 6 – POLÍTICA PARA EQUIDADE TARIFÁRIA – EFEITOS SOBRE COMPETITIVIDADE, CUSTOS SOCIAIS E NÍVEIS DE EMISSÕES	24
QUADRO 7 – QUADRO GERAL DOS EFEITOS DA PRECIFICAÇÃO DO CARBONO NOS AGENTES DO SEB	29
QUADRO 8 – PROPOSTA DE ADEQUAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA A EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR	40
QUADRO 9 – PROPOSTA DE ADEQUAÇÃO DOS INSTRUMENTOS PARA A DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ	42
QUADRO 10 – PROPOSTA DE ADEQUAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA AMPLIAR PARTICIPAÇÃO DE RENOVÁVEIS	43
QUADRO 11 – PROPOSTA DE ADEQUAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA MODICIDADE TARIFÁRIA	45
QUADRO 12 – PROPOSTA DE ADEQUAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.....	47
QUADRO 13 – PROPOSTA DE ADEQUAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA EQUIDADE TARIFÁRIA.....	47
QUADRO 14 – EFEITOS NA ORDEM DE MÉRITO COM ADIÇÃO DE R\$ 13,5/MWH NO CVU DAS USINAS A CARVÃO	57
QUADRO 15 – EXEMPLO DO DESLOCAMENTO DA USINA A CARVÃO NA ORDEM DE MÉRITO DE DESPACHO, PARA UM ADICIONAL DE CUSTO DE R\$ 13,5/MWH NAS USINAS A CARVÃO E DESPACHO TEÓRICO DE 1700 MW MÉDIOS.....	58
QUADRO 16 - SÍNTESE DOS INSTRUMENTOS DE PRECIFICAÇÃO DE CARBONO PROPOSTOS PARA O SETOR ELÉTRICO SEM PREÇOS DE CARBONO NO SETOR DE COMBUSTÍVEIS	78
QUADRO 17 - SÍNTESE DOS INSTRUMENTOS DE PRECIFICAÇÃO DE CARBONO PROPOSTOS PARA O SETOR ELÉTRICO COM PREÇOS DE CARBONO NO SETOR DE COMBUSTÍVEIS.	78
QUADRO 18 – COMPARATIVO DA ORDEM DE MÉRITO DAS USINAS TERMELÉTRICAS DISPONÍVEIS NA MATRIZ COM ADICIONAL DE CO ₂ NO CVU DE TERMELÉTRICAS A CARVÃO	81

1 INTRODUÇÃO

Este relatório é parte do Produto 3 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 Mercado (*Partnership for Market Readiness* - PMR) no Brasil.

O objetivo deste relatório é identificar as sinergias e conflitos potenciais entre os instrumentos de política pública voltados para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e instrumentos de precificação de carbono, produzindo uma análise que propicie, por um lado, a recomendação de instrumentos econômicos que sinalizem para a efetiva redução das emissões do setor e, por outro lado, a proposta de ajustes nos instrumentos existentes da política setorial, mantendo-se a compatibilidade tanto com os objetivos da política setorial, quanto com a realidade do SEB.

A recomendação de mecanismos de precificação de emissões aplicáveis no âmbito do SEB exige o conhecimento da organização do setor, das relações entre os elos da cadeia de valor, do processo de formação de preços e, em especial, das políticas de planejamento e desenvolvimento energético que tenham influência nos objetivos da Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC). Esses elementos foram apresentados no relatório anterior, intitulado Diagnóstico do Setor de Energia Elétrica (Diagnóstico), e o conteúdo referente ao arcabouço regulatório do setor e aos objetivos e instrumentos de política foi sintetizado e *aprofundado* nos Capítulos 2, 3 e 4 deste relatório, onde se apresentam a caracterização geral do SEB, os principais objetivos da política setorial e uma análise dos instrumentos voltados ao alcance de cada objetivo.

Uma vez descrito o setor e seu arcabouço regulatório e de políticas públicas, o Capítulo 5 traz uma análise preliminar, feita de forma conceitual, dos possíveis reflexos da precificação de carbono sobre os objetivos das políticas para o setor elétrico e da sua interação com os instrumentos vigentes. O Capítulo 6, complementarmente, traz uma análise preliminar dos possíveis efeitos da precificação de carbono na competitividade de subsetores do SEB.

Para embasar a definição de abordagens de precificação de carbono que fazem sentido para o SEB e a proposição de ajustes nos instrumentos de política vigentes, o Capítulo 7 faz um levantamento da experiência internacional com a precificação de carbono aplicada ao setor elétrico.

O Capítulo 8, por sua vez, levanta desafios para o SEB e traz recomendações de adequação nos instrumentos de política pública. O Capítulo 9, por sua vez, propõe, ainda de forma conceitual (sem detalhamento ou indicação de normativas específicas) alternativas para reduzir as emissões do SEB com e sem precificação de carbono, enquanto que o Capítulo 10, por fim, realiza uma análise *swot* das alternativas levantadas.

2 CARACTERIZAÇÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

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 interligado – o SIN (Sistema Interligado Nacional), que abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Uma pequena parcela da capacidade de geração de energia do país está localizada fora do SIN, em pequenos sistemas isolados (CEMIG, 2017). O sistema brasileiro de geração e transmissão de energia elétrica é do tipo hidro-termo-eólico de grande porte, com predomínio das usinas hidroelétricas e caracterizado pela multiplicidade de proprietários (ONS, 2017).

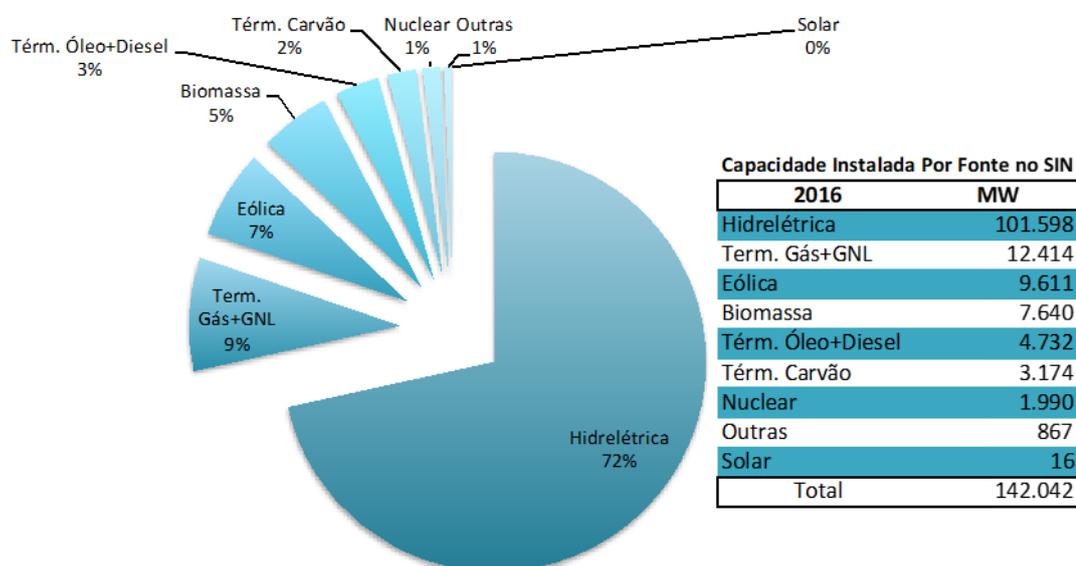


Figura 1 – Capacidade Instalada por fonte no Sistema Interligado Nacional – SIN em 2016

Fonte: Plano da Operação Energética – (PEN), ONS (2017).

Atualmente a expansão do parque gerador se dá principalmente por meio de leilões do **Ambiente de Contratação Regulada (ACR)**, onde os agentes interessados nos empreendimentos de geração disputam a outorga de concessão ou de autorização das usinas. Estas outorgas vêm acompanhadas de contratos de venda de energia – denominados CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado. 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.

Para comparar usinas concorrentes, que produzem energia por diferentes tecnologias e com variadas externalidades, adota-se nos Leilões o **Índice de Custo Benefício (ICB)**, que deve representar, sob a ótica do comprador, a expectativa de custo total por MWh; ou seja, inclui custos fixos vinculados ao investimento nos ativos, e custos variáveis associados à expectativa de geração. A parcela variável é formada por duas componentes: (i) Custo Variável da Operação – COP; e (ii) Custo

Econômico de Curto Prazo – CEC. Ambas componentes variam conforme o despacho previsto para as usinas e estão **associadas ao Custo Variável Unitário (CVU) das termelétricas** e aos preços no mercado de curto prazo, denominados **Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)**. Vale mencionar que **nenhum deles contempla custos de emissões**.

Todas as negociações – contratos – devem ser registradas na **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**, assim como o consumo e a geração dos agentes. 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** que é determinado semanalmente, tendo como base o **Custo Marginal de Operação (CMO)**. Este é **influenciado pelo CVU das termelétricas** previstas no programa de despacho estabelecido pelo **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)**.

O mercado de curto prazo é, portanto, um “mercado de diferenças”, ou “*Balance Market*”, e representa uma pequena parte do volume total de energia comercializado. O maior volume de energia comercializado é liquidado bilateralmente aos preços definidos em contrato, isto é: (i) aos preços decorrentes dos leilões, no caso de contratos com distribuidoras de energia elétrica; ou (ii) ao preço negociado diretamente entre consumidores livres e seus fornecedores, no caso do **Ambiente de Contratação Livre (ACL)**, em que também participam empresas comercializadoras.

No modelo de comercialização brasileiro, o **PLD não é definido por competição** entre os agentes (ofertas de preços e montantes). Diferente disso, o preço no mercado de diferenças é fixado por modelos computacionais utilizados para o planejamento do despacho centralizado, a partir da ordem de mérito dos custos variáveis das usinas. Além disso, a quantidade de energia gerada em cada usina não é uma decisão do empreendedor, mas sim do operador central, que não leva em conta os compromissos de venda de energia dos geradores.

Os ajustes mais recentes implementados no **modelo setorial ocorreram em 2013** se apoiaram na negociação de contratos de concessão de empresas geradoras e transmissoras próximos ao vencimento, quando o Governo Federal ofereceu a possibilidade de renovação, em troca de **modificar o modelo de remuneração do serviço**. Entre as novas regras pactuadas estava a **alocação dos riscos hidrológicos**, geralmente incluídos no preço de venda da energia hidroelétrica, mas que foram retirados dos preços atribuídos aos novos contratos dos geradores hidráulicos e passaram a ser alocados às distribuidoras compradoras, com direito a repasse integral às tarifas dos consumidores finais.

As medidas adotadas ajudaram a reduzir preços finais pelo lado da oferta do serviço, tendo sido possível alcançar, em 2013, redução média de 18% nas tarifas aplicadas aos consumidores. Contudo, esses resultados não se sustentaram e em 2014 a hidrologia desfavorável, refletida em um PLD muito elevado, impôs custos excepcionais aos consumidores de energia devido a maior necessidade de geração termelétrica (Gráfico 1).

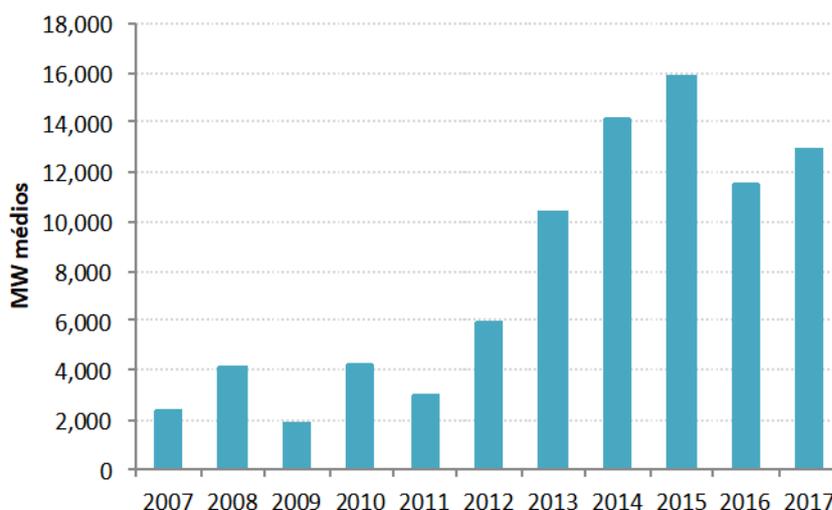


Gráfico 1 - Histórico da Geração Termelétrica no SIN (não inclui nuclear) – MW médios

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS.

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) 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 uma revisão mais abrangente no modelo**.

Dois aspectos se destacam na situação vigente: (i) restrição no ambiente onde as concessionárias de distribuição podem comercializar a energia para atender seus mercados; e (ii) conflito de interesses entre o Estado como formulador de políticas e principal agente de geração¹. O efeito desses aspectos no SEB tem comprometido a capacidade de alcançar objetivos formais de políticas como a modicidade tarifária e a garantia de suprimento. Todos estes fatores, além das frequentes intervenções no modelo para corrigir os desvios da concepção formalizada para o setor, evidenciam a **necessidade de reavaliar as políticas para o SEB e seus instrumentos**.

¹ Em 24 de maio de 2015 a Comissão de Valores Mobiliários multou a União por ter votado em 2012 na Assembleia Geral da Eletrobrás 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-eletobras-16267496>

2.1 PERSPECTIVAS DE UM NOVO MODELO PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Diante desse cenário, o Ministério de Minas e Energia (MME), estabeleceu um processo de consulta pública em julho de 2017, com o objetivo de apresentar e discutir as bases para uma revisão do modelo do SEB. A análise dos estudos apresentados pelo MME permite confirmar que a proposta de revisão do marco regulatório do SEB desconsidera diretrizes associadas ao cumprimento das Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC), tais como diretrizes quanto à formação da matriz elétrica. Portanto, a orientação da NDC de ampliar a participação de fontes renováveis, além da energia hídrica, para 28% até 2030 não estava presente nas novas soluções avaliadas para equacionar a expansão da matriz elétrica.

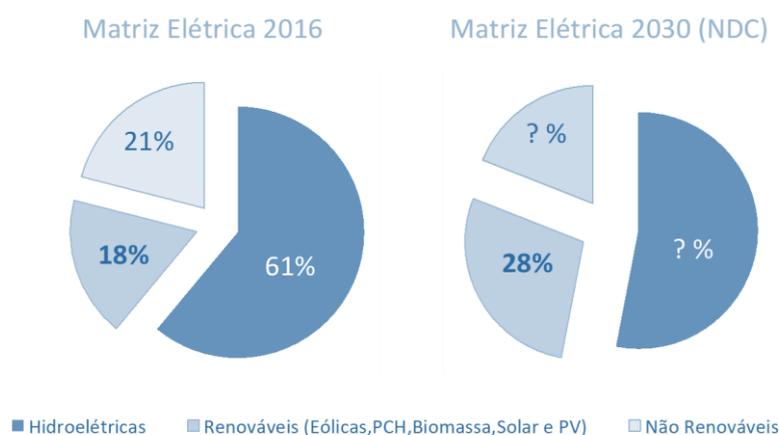


Figura 2 – Expectativa de mudança na composição da matriz elétrica em função da NDC

Fonte: Elaboração própria a partir de BIG/ANEEL.

Para além de diretrizes quanto à formação da matriz elétrica presente na NDC, observa-se que a **micro e mini geração**, especialmente a fotovoltaica, tem ganhado espaço mesmo sem que exista uma política pública particularmente elaborada para fomentar esse recurso. No âmbito da regulação, são observadas iniciativas no sentido de minimizar barreiras e reparar efeitos indesejados. Porém, a penetração de novas tecnologias e de recursos distribuídos é uma realidade a ser administrada e vem acompanhada de desafios associados à modernização das redes e dos serviços de distribuição.

O volume de investimentos para viabilizar a inovação em termos de comando, controle, tecnologias de medição e tratamento de dados, impõe ainda mais pressão nos níveis de preços repassados ao consumidor, o que também exigiria uma reorientação dos objetivos e das políticas para o setor elétrico. Os aspectos distributivos devem ser, portanto, tratados adequadamente, especialmente em um cenário de introdução de mecanismos de precificação de emissões.

Diante desta caracterização geral do setor, constata-se que a **revisão das políticas públicas vigentes para energia e clima devem se consolidar em um novo modelo para o setor energético**. Este novo modelo deverá ser capaz de prover o **redirecionamento da expansão da matriz** energética e permitir uma **nova forma de participação dos agentes**, na qual a sinalização de preços deverá atuar como principal força indutora do uso eficiente dos recursos energéticos.

2.2 ARRANJO SETORIAL VIGENTE

O arranjo institucional do setor começou a ser formado na década de 1990, quando passou a contar com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) encarrega-se das atividades de operação SIN, que inclui o despacho das centrais geradoras e o planejamento de médio prazo, em especial das linhas e reforços necessários nos sistemas de transmissão. O planejamento de longo prazo compete à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelos estudos do planejamento indicativo da expansão.

A Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) exerce funções relacionadas à apuração das diferenças, entre os compromissos estabelecidos em contratos de compra e venda de energia, e a geração e consumo efetivamente verificados. As diferenças apuradas são valoradas a um preço – o PLD – estabelecido pela CCEE com base em informações do planejamento do despacho mensal feito pelo ONS.

O arranjo institucional conta ainda com o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), cujas funções são acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) também compõem o arranjo institucional do SEB, sendo presidido pelo Ministro de Minas e Energia e integrado por outros ministérios que se relacionam diretamente com as questões de política para o setor de energia. O CNPE deve contar ainda com a participação de especialistas no tema representantes dos Estados, da sociedade civil e da Academia, como forma de viabilizar diretrizes para a política energética, equilibrando os diversos interesses envolvidos.

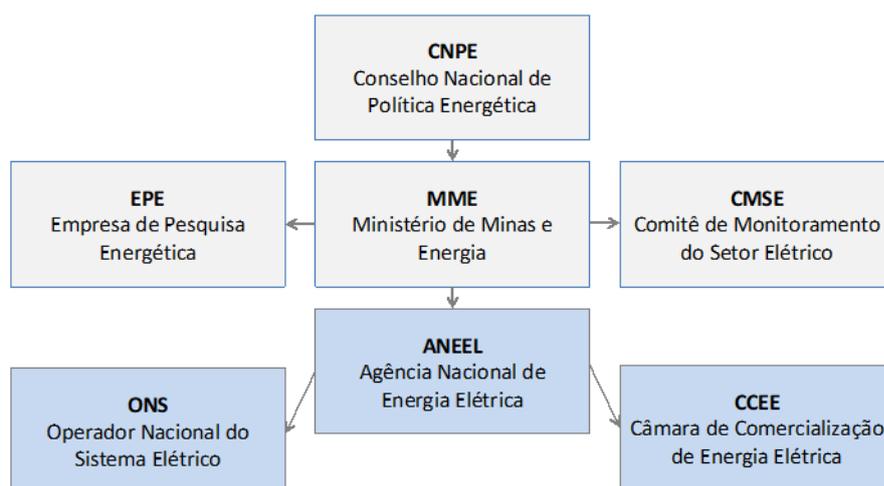


Figura 3 - Arranjo Institucional do Setor Elétrico

Fonte: Editado a partir de CCEE.

3 PRINCIPAIS OBJETIVOS DAS POLÍTICAS VOLTADAS AO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A Política Energética Nacional tem seus princípios e objetivos estabelecidos formalmente por meio da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, onde são destacadas diretrizes básicas tais como a necessidade de **preservar o interesse nacional** e **proteger o consumidor quanto a preços, qualidade e oferta dos produtos**. Apesar de a referida Lei orientar, desde a sua versão original, sobre o uso de **fontes alternativas de energia** e sobre a relevância do **gás natural**, apenas em 2011 fez-se uma revisão com a finalidade de destacar entre os objetivos da Política Energética Nacional a geração de energia elétrica a partir da biomassa, os **biocombustíveis** e a **mitigação de emissões** dos gases causadores do efeito estufa.

Embora exista uma lista formal de princípios e objetivos da Política Energética Nacional, para fins deste trabalho, foram selecionados os seis principais objetivos das políticas para o setor elétrico, identificados a partir de destaques nos instrumentos legais ou interpretados com base no arcabouço regulatório vigente – e não exatamente na nº Lei 9.478/1997. Alguns instrumentos permeiam objetivos de diferentes políticas setoriais, mas, para fins desta análise de interações, entendeu-se que há maior relevância em observar os objetivos da política de modo mais abrangente. Geralmente, os efeitos da introdução de preços no carbono são similares entre diferentes instrumentos utilizados para viabilizar as políticas setoriais com objetivos comuns. Por essa razão, a análise agregada por objetivos de políticas, em vez de instrumentos, mostrou-se suficiente. Para cada um dos seis objetivos selecionados, apresenta-se, a seguir, uma breve caracterização e exemplos dos instrumentos de implementação.

3.1 EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR

Um dos principais objetivos das políticas para o SEB é atender ao crescimento da demanda através da expansão do parque gerador. Ou seja, diversos instrumentos e políticas são empregados para garantir atendimento ao crescimento do mercado. Nesse caso, não se observa com qual fonte o mercado será atendido, mas apenas o objetivo geral de suprir a demanda por energia elétrica. Podem ser destacados quatro instrumentos/mecanismos para viabilizar o objetivo de ampliar a matriz elétrica: leilões centralizados, reconhecimento tarifário da sobrecontratação por distribuidoras de energia elétrica, Regime Especial de Incentivos para Investimentos em Infraestrutura (REIDI) e linhas de financiamento do BNDES.

3.2 DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ

A diversificação das fontes de geração da matriz é identificada como um dos objetivos de política, e está associada à redução de vulnerabilidade ao regime hidrológico. Trata-se de diversificar a matriz como estratégia para ampliar a segurança de fornecimento de energia elétrica em períodos hidrológicos críticos. Nesse sentido, podem ser apontadas três iniciativas relacionadas: ampliar a geração a gás natural, geração distribuída e incentivos para a geração a partir do carvão mineral nacional.

3.3 AMPLIAÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

Este objetivo é identificado em um grupo de políticas públicas, cuja finalidade é fomentar fontes renováveis de menor porte, tendo em vista a predominância da geração hidroelétrica de grande porte na matriz, também classificada com energia renovável. Portanto, faz-se aqui a diferenciação para incluir outras renováveis. Alinhados a este objetivo, foram identificados quatro instrumentos de políticas: Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, descontos nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão para consumidores e geradores que negociem energia das fontes incentivadas, Leilões de Energia de Reserva e Leilões de Fontes Alternativas.

3.4 MODICIDADE TARIFÁRIA

A modicidade tarifária é apresentada explicitamente como um dos objetivos do modelo setorial vigente². Trata-se de buscar alcançar os preços mais baixos possíveis, ou mais próximos do custo, de forma que as tarifas resultantes para os consumidores finais sejam estabelecidas em patamares módicos. Alguns mecanismos podem ser apresentados como veículos de implementação da modicidade tarifária, não sendo discutida aqui a eficácia destes mecanismos ou eventuais desvios de implementação observados. Nesse caso destacam-se: despacho por ordem de mérito, regulação por incentivos no segmento de distribuição e Bandeira Tarifária.

3.5 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

A Eficiência Energética pode ser interpretada como um dos objetivos da política setorial, que visa incentivar o uso racional dos recursos energéticos existentes. Nesse contexto se insere o aproveitamento de gases e resíduos de processos industriais, a modernização dos processos produtivos e climatização, além do incentivo ao uso e/ou substituição de equipamentos. Medidas de eficiência energética podem ter como resultado a racionalização de investimentos em novas usinas e em linhas de transporte da energia. Alguns dos mecanismos associados ao objetivo da eficiência energética são: Programas Procel³ (Ex. Selo Procel, Programa Reluz), Linhas de Crédito especiais e Programa de Eficiência Energética (PEE) gerido pela ANEEL para investimento em eficiência energética por parte das concessionárias e autorizadas do setor de energia elétrica⁴.

² A Consulta Pública 033/2017 aberta pelo Ministério de Minas e Energia trata de uma proposta de reforma no modelo setorial vigente. Na proposta de reforma, a modicidade tarifária deixaria de ser um dos objetivos de destaque das políticas públicas para o Setor Elétrico.

³ O Procel - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica é um programa de governo, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME e executado pela Eletrobras. Foi instituído em 30 de dezembro de 1985 para promover o uso eficiente da energia elétrica e combater o seu desperdício. O Selo Procel foi instituído por Decreto Presidencial em 8 de dezembro de 1993. A partir de sua criação, foram firmadas parcerias junto ao Inmetro, a agentes como associações de fabricantes, pesquisadores de universidades e laboratórios, com o objetivo de estimular a disponibilidade, no mercado brasileiro, de equipamentos cada vez mais eficientes.

⁴ O programa de P&D e Eficiência Energética (EE) da ANEEL atualmente é regido pela Lei nº 9.991 de 2000 e suas alterações.

3.6 EQUIDADE TARIFÁRIA

A equidade tarifária passou a constar entre os objetivos das políticas para o SEB a partir da reforma setorial implementada em 2013. A princípio, trata-se de reparar a concentração desigual dos efeitos negativos dos subsídios tarifários entre as regiões. Estes subsídios são concedidos para consumidores nas classes irrigação e aquicultura, serviço público de água, esgoto e saneamento, classe rural e Fontes Incentivadas. Com relação aos subsídios para consumidores baixa renda, a alocação dos efeitos já vinha sendo feita de forma equânime antes de 2013. O fundo setorial da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético dos Estados – é o mecanismo que viabiliza a implantação da equidade tarifária.

Cabe observar que o instrumento de equidade, identificado nas políticas para o Setor Elétrico, trata na prática de “Equidade de Impacto” dos efeitos dos subsídios concedidos. Isto é diferente de “Equidade Tarifária” interpretada no sentido mais restrito, cujo significado remeteria para igualdade nas tarifas de todos os consumidores atendidos em uma mesma classe. Ou seja, se houvesse Equidade Tarifária, todos os consumidores residenciais no Brasil estariam submetidos à mesma tarifa, independente da prestadora do serviço.

No entanto, este objetivo, no sentido mais restrito, é por essência conflitante com as diferentes realidades de custos das distribuidoras espalhadas pelo Brasil, assim como com o modelo de regulação por incentivos, aplicado no segmento de distribuição de energia elétrica. As redes de energia cobrem regiões de extensões diferentes, com densidades demográficas e econômicas diferentes, o que faz que o custo médio da rede seja maior para concessionárias de áreas extensas e menos povoadas. Quanto ao custo da energia em si, cada distribuidora forma seu próprio portfólio de contratos a partir de suas decisões de participação em cada leilão. Com isso, tanto o custo de rede como o custo da energia, repassados à tarifa, são diferentes para cada concessionária.

No contexto de regulação por incentivos, caso a empresa regulada 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. Em tese, a tarifa definida pelo regulador constitui um preço-teto (*price-cap*), sendo que a distribuidora tem a prerrogativa de cobrar tarifas menores, se assim desejar. Existe um conflito conceitual entre a “Equidade Tarifária” no sentido estreito, e a regulação por incentivos praticada. Portanto, entende-se que este objetivo da política setorial visa “Equidade de Impacto Tarifário”, mas isso não se converte em tarifas iguais nas diferentes regiões ou áreas de concessão. O efeito desta política, da forma implementada, é atenuar distorções.

4 ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS DE POLÍTICA VOLTADOS AO SETOR ELÉTRICO

Um passo anterior à construção da matriz de interações de políticas e precificação do carbono é observar em que medida os objetivos destacados estão alinhados com os seguintes aspectos: (i) competitividade dos agentes; (ii) impactos sociais sob a ótica de efeitos distributivos ou aumento de preços (poder de compra); e (iii) relação com o nível de emissões.

As interações com estes aspectos foram avaliadas como positivas, negativas, neutras ou incertas e não consideram a eficácia da política, mas sim a proposta e os objetivos relacionados.

4.1 ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS PARA EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR

Objetivo: Atender ao Crescimento da Demanda

Instrumentos: Leilões, Sobrecontratação, REIDI, Financiamento BNDES

Quadro 1 – Política de Expansão do Parque Gerador – efeitos sobre competitividade, poder de compra dos consumidores e níveis de emissões

	Competitividade do setor	Social	Emissões
Avaliação	Neutro	(-)	Incerto
Justificativa	Aumenta o número de geradores, porém não garante mais competitividade	Custo da maior participação na Matriz de usinas novas não depreciadas	Não há orientação precisa na expansão para priorizar fontes específicas

Fonte: Elaboração própria.

Considerando-se mercados perfeitos, a maior oferta permitiria aos consumidores negociarem preços menores. Porém, no arcabouço regulatório observado, está sendo avaliado um conjunto de consumidores cativos (75% do mercado está nesta situação). Nesse caso, não há mecanismo de mercado capaz de proporcionar redução de preços, porque os consumidores não podem escolher o fornecedor da energia ou negociar os preços, mesmo que exista um maior número de geradores. Portanto, não é possível afirmar que a política de expansão empregada contribua para a competitividade do setor, com destaque para a restrição no ambiente de mercado.

Os fornecedores da energia para o mercado cativo são monopólios naturais regulados. Ou seja, são as empresas de distribuição de energia elétrica, que devem adquirir energia nos leilões centralizados para depois repassá-la aos consumidores cativos. O aumento da competição nos leilões, assim como a quantidade de agentes interessados nas outorgas leiloadas dependerá essencialmente do tamanho

do mercado dos compradores, bem como do “preço teto” fixado pelo Governo⁵. Por isso, do lado das distribuidoras (compradores) não há mecanismos que permitam ações no sentido de impulsionar a competitividade ou a redução dos preços ofertados. Assim, o mecanismo dos Leilões, e os demais relacionados a expansão da oferta, são potencialmente indiferentes para o aumento da competitividade.

Fora do ambiente de contratação regulada (no ACL), os efeitos das políticas para expansão sobre a competitividade devem ser interpretados de outra forma. Os agentes no mercado livre, que representam aproximadamente 25% do consumo, não participam atualmente dos mecanismos de expansão do parque gerador⁶. Muito embora os consumidores no ACL possam buscar preços competitivos junto aos geradores e comercializadoras, os compromissos de compra firmados por estes agentes não são longos o bastante, ou não oferecem as garantias necessárias, para viabilizar o investimento em novas usinas. Porém, em muitos casos, consumidores livres adquirem uma pequena parcela da energia de usinas viabilizadas por meio dos leilões centralizados, com preços acima daqueles ofertados ao mercado cativo.

No que diz respeito aos aspectos sociais, as políticas de expansão tendem a ter efeito negativo, porque o custo unitário do MWh de novas usinas tende a ser mais caro que o preço *mix* atual, onde a proporção de investimentos já depreciados é maior. Além disso, caso novas tecnologias, ainda com preços relativamente elevados, predominem na expansão do parque gerador, o custo médio da energia fornecida também poderá se mostrar mais caro num primeiro momento, se comparado com um cenário de maior geração hidroelétrica.

Apesar dessa justificativa para o efeito negativo sobre os preços, é possível ainda fazer uma análise sob a ótica reversa, onde a insuficiência da expansão do parque gerador pressionaria o uso de fontes termelétricas mais caras, e/ou levaria a implementação de racionamentos, ambos com efeitos sociais mais perversos em relação ao cenário vigente.

4.2 ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS PARA PROMOÇÃO DA SEGURANÇA E DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA

Objetivo: Reduzir riscos da dependência hidrológica

Instrumentos: Expansão do Gás, Geração Distribuída, Incentivos para Carvão Nacional

⁵ Em geral, quanto menor o mercado a ser atendido nos Leilões, maiores serão os deságios em relação ao preço teto.

⁶ Grandes consumidores industriais consolidados no país argumentam que contribuíram durante muitos anos para a recuperação do investimento no parque hidroelétrico. Estes consumidores foram privados de acessar a energia mais barata das usinas depreciadas, quando a MP 579 alocou a geração destas geradoras exclusivamente ao mercado cativo. Por outro lado, pode-se argumentar que parte das grandes indústrias estabelecidas no Brasil se beneficiou no passado de tarifas mais baixas ou subsidiadas, estabelecidas em contratos firmados diretamente com empresa de geração, como Chesf e Eletronorte, por exemplo.

Quadro 2 – Política de segurança/diversificação da matriz – efeitos sobre competitividade, custos sociais e níveis de emissões

	Competitividade do setor	Social	Emissões
Avaliação	(-)	(-)	Incerto
Justificativa	Agrega novos geradores/diferentes fontes, porém com tecnologias mais caras e/ou subsidiadas	Maior participação de usinas novas não depreciadas, com tecnologias mais caras.	Depende da proporção de GD e da capacidade do Gás deslocar a entrada de Carvão

Fonte: Elaboração própria.

De modo geral, a melhora ou a piora dos aspectos sociais e da competitividade dependerão da referência utilizada para avaliá-los e esta referência pode ser difícil de se estabelecer. Porém, no que diz respeito às políticas para diversificação da matriz deve-se considerar que a referência é um cenário com forte presença de usinas hidroelétricas de grande porte, na grande maioria depreciadas e com custos de produção relativamente baixos. Portanto, a entrada de novos geradores, com diferentes fontes, fará com que a matriz aumente a proporção de usinas com grandes volumes de investimentos a serem recuperados, o que pode ser interpretado como prejudicial à competitividade do setor.

Nesse sentido, os novos agentes teriam dificuldade para competir e por essa razão, os instrumentos de implementação desta política de diversificação da matriz são geralmente baseados em subsídios diretos aos geradores. Mais recentemente, alguns dos instrumentos têm sido questionados, por não estabelecer uma trajetória na qual as fontes incentivadas possam alcançar a competitividade necessária para permanecerem no mercado sem depender dos subsídios. Diante desta análise o efeito da política é negativo, tanto sob o aspecto da competitividade como sob o aspecto social, porque os custos a serem recuperados tendem a ser maiores que no cenário de referência.

É importante mencionar ainda que no modelo setorial vigente não existem mecanismos de mercado eficazes, capazes de proporcionar competição entre os agentes geradores de forma abrangente. De certo modo, a competição está restrita a apenas 25% do mercado, que representa a energia consumida por grandes unidades comerciais e indústrias qualificadas como consumidores livres. Para os consumidores de menor porte (75% do mercado), independentemente da fonte introduzida pela política de diversificação da matriz haveria um aumento de preços, devido à maior participação de usinas novas não depreciadas e possivelmente com tecnologias mais caras.

No que diz respeito às emissões, o sinal é avaliado como incerto, tendo em vista que o cenário base é representado por forte presença de usinas hidroelétricas (veja Figura 1) e as políticas de diversificação da matriz aplicam-se tanto para fontes fósseis quanto para outras fontes renováveis. Portanto, o impacto destas políticas em termos de emissões dependerá da proporção de renováveis na expansão. É importante mencionar também, que a evolução de emissões decorrentes do setor elétrico depende muito das condições hidrológicas e do armazenamento nos grandes reservatórios. Isto quer dizer que

para uma dada matriz, as emissões poderão ser maiores ou menores em função do despacho de hidroelétricas realizado pelo ONS, conforme ilustra o Gráfico 2.

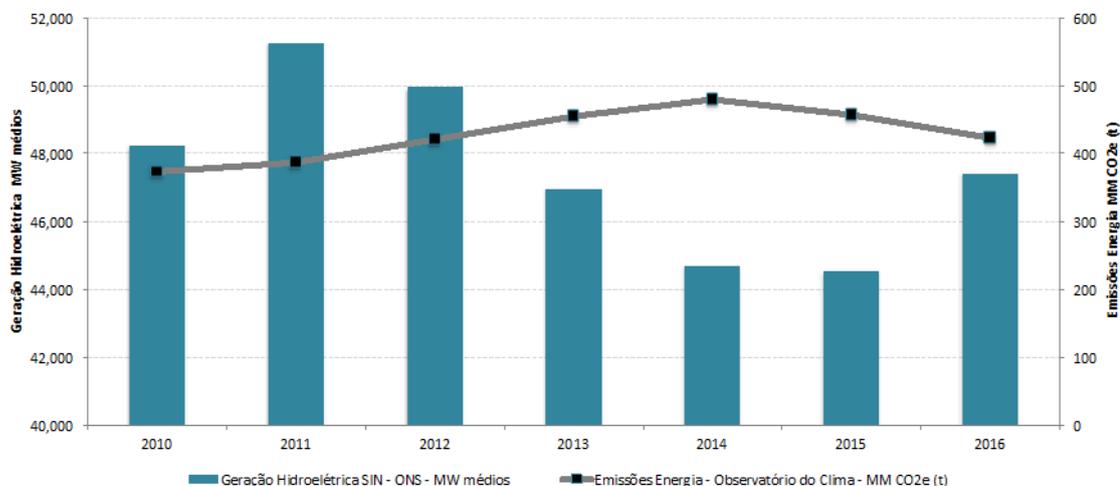


Gráfico 2 - Comparativos do Histórico de Emissões do Setor de Energia e da Geração Hidroelétrica no SIN

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS e SEEG/Observatório do Clima.

4.3 ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS DE PROMOÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

Objetivo: Ampliar a participação de fontes renováveis de menor porte

Instrumentos: PROINFA, Descontos TUSD/TUST, Leilões de Reserva, Leilões Fontes Alternativas

Quadro 3 – Política para fontes renováveis – efeitos sobre competitividade, custos sociais e níveis de emissões

	Competitividade do setor	Social	Emissões
Avaliação	(-)	(-)	(+)
Justificativa	Corrige falhas de mercado para oferecer mais competitividade às fontes incentivadas, mas pode gerar distorções.	Porque deve resultar em tarifas mais elevadas, decorrentes da introdução de novas tecnologias e/ou subsídios	Incentivos para fontes que emitem menos

Fonte: Elaboração própria.

De forma semelhante às análises nos itens 4.1 e 4.2, as políticas para fomento das fontes renováveis são formuladas para corrigir falhas de mercado e viabilizar a introdução de novas usinas menos competitivas que aquelas predominantes na matriz. O PROINFA, por exemplo, é um instrumento que prevê a compra compulsória da energia de usinas em contratos de longo prazo a preços que não eram

competitivos há época da contratação. De forma semelhante o Leilão de Reserva também pode ser interpretado como um mecanismo de compra compulsória por período determinado, que viabilizou a expansão de muitos empreendimentos de fontes renováveis.

Muito embora estes instrumentos tenham sido bem-sucedidos em ampliar a participação das fontes renováveis, não se pode garantir que ao final destes contratos os custos operativos destes empreendimentos serão competitivos. Há ainda outro instrumento de descontos nas tarifas que se sustenta em subsídios diretos a geradores e consumidores de fontes renováveis, sem que haja um prazo para o fim do benefício, o que acaba por desestimular a busca de custos eficientes. Portanto, as políticas de ampliação do parque renovável e seus instrumentos parecem ter um efeito negativo sob a ótica da competitividade, sob dois aspectos: (i) porque não garantem que os geradores beneficiados se tornarão mais eficientes e independentes dos subsídios; e (ii) porque os consumidores finais de modo geral tendem a pagar pelos subsídios repassados às tarifas.

Assim, efeitos negativos sob o poder de compra passam a ser um reflexo dos preços elevados nas compras compulsórias e dos subsídios repassados às tarifas dos consumidores finais.

4.4 ANÁLISE DOS MECANISMOS DE PROMOÇÃO DA MODICIDADE TARIFÁRIA

Objetivo: Alcançar preços baixos, ou próximos do custo para obter tarifas módicas aos consumidores finais

Instrumentos: Regulação por Incentivos na Distribuição, Despacho por mérito, Bandeira Tarifária

Quadro 4 – Política para Modicidade de Preços – efeitos sobre competitividade, custos sociais e níveis de emissões

	Competitividade do setor	Social	Emissões
Avaliação	(+)	(+)	Incerto
Justificativa	Incentivo a custos mais eficientes.	Porque orienta para medidas de redução das tarifas	Não há relação explícita entre a modicidade e nível de emissões

Fonte: Elaboração própria.

4.5 ANÁLISE DOS INSTRUMENTOS DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Objetivo: Racionalizar o uso dos potenciais recursos energéticos e a expansão do parque gerador.

Instrumentos: programas de P&D, linhas de financiamento específicas e programas de etiquetagem de equipamentos (PROCEL).

Quadro 5 – Política para Eficiência Energética – efeitos sobre competitividade, custos sociais e níveis de emissões

	Competitividade do setor	Social	Emissões
Avaliação	(+)	incerto	(+)
Justificativa	Porque reduz consumo e amplia a competição entre as fontes geradoras.	Negativo (-) no curto prazo e provavelmente Positivo (+) no longo prazo.	Incentiva a redução do consumo a ser atendido

Fonte: Elaboração Própria.

Em tese, o impacto social tende a ser negativo no curto prazo quando se considera a necessidade de investimentos para a implementação de medidas de eficiência, o que poderá afetar o poder de compra da sociedade. No longo prazo, os resultados das medidas tendem a se refletir em redução do consumo ou redução de custos energéticos nas indústrias, podendo ser repassados ao longo de suas cadeias de valor. Espera-se que em um cenário com maior presença de medidas de eficiência energética, já implementadas em sua potencialidade, haverá menor necessidade de novos investimentos em fontes de geração e em expansão de redes, comparativamente ao cenário sem políticas para eficiência energética.

Existem diferentes medidas de eficiência energética, algumas com foco no consumo final, como é o caso do programa de etiquetagem do PROCEL, e outras que atingem processos produtivos intensivos no consumo energético. Neste segundo caso, as medidas de efficientização, embora direcionadas para o processo produtivo e para a cogeração de energia, tendem a reduzir o consumo líquido de energia elétrica das unidades industriais. Assim, nos estudos oficiais, como por exemplo no Plano Decenal de Expansão da Empresa de Pesquisa Energética, o efeito das medidas de eficiência energética é considerado de forma agregada sobre as previsões de demanda de energia elétrica e outros modais.

No que diz respeito aos efeitos das medidas de eficiência sobre o nível de emissões, há que se fazer uma ressalva sobre substituição de energéticos, porque há situações onde é possível que o ganho de eficiência nos processos produtivos seja alcançado com a substituição de biomassa por gás natural. Isso pode representar ganho de eficiência, porém com aumento de emissões.

4.6 ANÁLISE DOS MECANISMOS DE PROMOÇÃO DA EQUIDADE TARIFÁRIA

Objetivo: Evitar que os efeitos negativos dos subsídios cruzados se concentrem em algumas áreas ou em um grupo específico de consumidores. Trata-se de “Equidade de Impacto Tarifário”, ou seja, não se trata de buscar tarifas iguais nas diferentes regiões ou áreas de concessão.

Instrumentos: Fundo Setorial CDE.

Quadro 6 – Política para Equidade Tarifária – efeitos sobre competitividade, custos sociais e níveis de emissões

	Competitividade do setor	Social	Emissões
Avaliação	Neutro	(+)	neutro
Justificativa	Porque não afeta a posição relativa dos Agentes	Reduz tarifas para consumidor final (cativo). Distribui melhor subsídios cruzados.	Não sinaliza emissões

Fonte: Elaboração própria.

5 ANÁLISE QUALITATIVA DA INFLUÊNCIA DA PRECIFICAÇÃO DE CARBONO SOBRE OS OBJETIVOS DAS POLÍTICAS PARA O SETOR ELÉTRICO E DA SUA INTERAÇÃO COM OS INSTRUMENTOS VIGENTES

Outra avaliação importante é identificar como a precificação poderá interferir nos objetivos das políticas setoriais existentes e, com isso, mapear riscos de performance ou necessidades de compensação. Em linhas gerais, neste capítulo, busca-se identificar quais os potenciais efeitos da precificação do carbono no alcance dos principais objetivos das políticas para o SEB. Além disso, é importante avaliar se a introdução de preços de emissões, dado o modelo setorial em vigor, seria capaz de reduzir ou desacelerar o crescimento das emissões no Brasil.

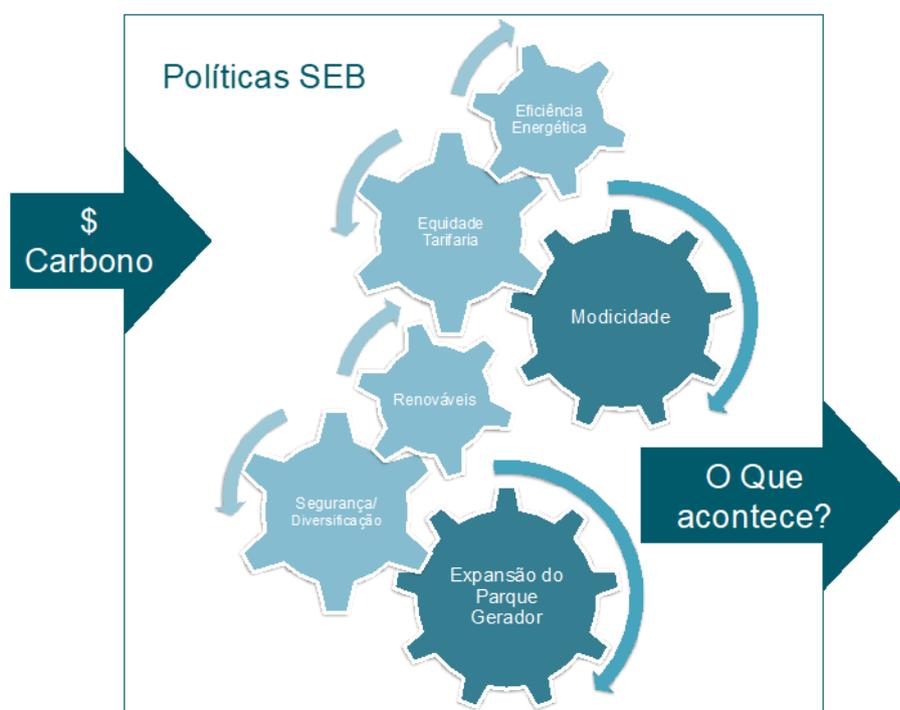


Figura 4 – Abordagem para avaliar efeitos da precificação de carbono no SEB

Fonte: Elaboração própria.

Assim como na avaliação dos objetivos de política em relação à competitividade, poder de compra da população e níveis de emissão (apresentados no item 4), o alinhamento das políticas selecionadas com a precificação de carbono foi definido como: positivo, negativo, neutro ou incerto.

5.1 INFLUÊNCIA SOBRE A EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR

Objetivo: Atender o crescimento do consumo de energia elétrica

Efeito da precificação de Carbono para o objetivo: Neutro.

Justificativa: A precificação do carbono não afeta o custo de implantação (expansão) de novas plantas geradoras, mas este custo pode estar embutido no custo unitário de oferta de energia. Dito de outra forma, o aumento do custo da expansão se dá pela necessidade de expansão de fontes fósseis para back-up e pela maior necessidade de capacidade instalada das fontes renováveis, devido ao seu menor fator de capacidade.

A precificação do carbono poderá eventualmente ser compreendida como uma força contrária ao objetivo da política de expansão do parque gerador, na medida em que ele neutraliza em parte alguns dos incentivos presentes, tais como redução do custo de capital e desonerações fiscais (Financiamento BNDES e REIDI). Esse efeito, porém, deve se dar de forma marginal, caso ocorra.

O custo mais elevado da expansão a torna mais difícil de ser alcançada, mas esta abordagem está relacionada a disponibilidade de recursos financeiros para viabilizar a expansão, por isso, caso os recursos financeiros disponíveis para a expansão sejam ampliados os efeitos da precificação de carbono nas políticas de expansão do parque gerador podem ser neutralizados sob este aspecto.

Por outro lado, é possível avaliar a questão sob a ótica da teoria econômica do consumidor, de modo que o um imposto de carbono sobre a quantidade de energia é o como um aumento de preço. Isto tem um efeito na reta orçamentária e poderia reduzir o consumo, com efeito direto na redução de emissões. De acordo com este raciocínio, a restrição no consumo tende a minimizar a necessidade de expansão e com isso haveria uma tendência de efeito neutro do tributo de carbono sobre a expansão.

Apesar das diferentes abordagens para intuir como os preços de carbono influenciariam a expansão da matriz elétrica, uma avaliação mais precisa dependeria de outros fatores, tais como a disponibilidade e o custo de capital para os investimentos em novas usinas, e também o efeito de aumento de preços no crescimento do mercado.

5.2 INFLUÊNCIA SOBRE A DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ

Objetivo: Reduzir riscos da dependência hidrológica, a partir de ampliação das fontes a gás natural, incentivos ao carvão nacional e geração distribuída.

Efeito da precificação de Carbono: **Negativo.**

Justificativa: Considerando que os incentivos para as fontes renováveis irão colocá-las em posição relativa melhor que as fontes a gás natural e carvão mineral, haverá um desincentivo para a geração térmica, que contribui para a segurança de abastecimento em períodos de hidrologia crítica. Sob este aspecto, a precificação do carbono teria efeito negativo no objetivo desta política.

Em um cenário mais extremo, a depender dos preços do carbono, o objetivo de diversificação para reduzir a dependência hidrológica poderia se apoiar essencialmente em geração distribuída, inclusive mini e micro geração. Nesse cenário, seria importante equacionar a questão da intermitência dessas fontes, que poderiam, eventualmente, comprometer a segurança de abastecimento caso não haja *back up* de fontes com resposta rápida aos comandos de despacho – geralmente fontes fósseis. Portanto, um ponto de atenção é o nível de incentivo que a precificação do carbono pode dar para as fontes

renováveis intermitentes, porque mesmo que o objetivo de redução da dependência hidrológica seja alcançado, outras questões relacionadas ao maior nível de intermitência da matriz poderão emergir ou se acentuar.

5.3 INFLUÊNCIA SOBRE A PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

Objetivo: Ampliar a participação de fontes renováveis de menor porte.

Efeito da precificação de Carbono: **Positivo**.

Justificativa: Deverá ser favorável ao objetivo da política, na medida em que melhora a posição relativa das renováveis em termos de competitividade com outras fontes de geração. Em certa medida, a precificação das externalidades relativas às emissões poderá reduzir o volume de subsídios destinados a corrigir falhas de mercado que prejudicam a inserção dessas fontes de forma competitiva.

5.4 INFLUÊNCIA SOBRE A MODICIDADE TARIFÁRIA

Objetivo: Alcançar preços baixos, ou próximos do custo para obter tarifas módicas aos consumidores finais

Efeito da precificação de Carbono: **Negativo**.

Justificativa: De modo geral, o efeito esperado da precificação do carbono será o incremento dos custos na cadeia de valor do setor elétrico, com reflexos no nível das tarifas aos consumidores finais. Nesse sentido, a precificação do carbono tende a ser desfavorável a esse objetivo de política pública.

Sobre este ponto é importante esclarecer que a dimensão dos efeitos negativos sobre a modicidade tarifária dependerá da proporção de fontes renováveis na matriz e da quantidade de geração fóssil necessária para garantir a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

Os efeitos da precificação de carbono para a modicidade tarifária podem ainda ser percebidos de formas distintas para consumidores livres e cativos. Enquanto os cativos não poderão evitar o repasse de custos adicionais de fontes termelétricas, os consumidores livres têm a alternativa de buscar energia mais barata e inclusive de se beneficiar de subsídios oferecidos para aqueles que compram energia de fontes renováveis incentivadas. Nesse caso, haveria uma clara sobreposição de incentivos às fontes renováveis, caso a precificação de carbono seja aplicada simultaneamente com o mecanismo de descontos na TUSD e TUST para fontes incentivadas.

5.5 INFLUÊNCIA SOBRE A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Objetivo: Racionalizar o uso dos potenciais recursos energéticos e a expansão do parque gerador.

Efeito da precificação de Carbono: **Positivo**.

Justificativa: A precificação do carbono poderá se converter em um fator de incentivo à implementação de medidas de eficiência energética, na medida em que torna a racionalização dos recursos e

processos mais atrativa frente aos níveis de custo e tarifas maiores. Este tema é transversal às questões tratadas na análise do setor industrial, onde poderá também ser estabelecido mecanismo para precificar carbono, eventualmente associados a medidas de *Cap and Trade* ou Comando e Controle. Neste caso, o setor industrial poderá ser impactado duplamente (em cascata) tanto no custo da energia elétrica adquirida para a produção, quanto nas medidas para mitigação de emissões eventualmente impostas a seus subsetores. Por outro lado, espera-se que benefícios vinculados à redução de custos com energia elétrica sejam internalizados no longo prazo, na medida em que os investimentos realizados na modernização dos processos sejam recuperados. Do ponto de vista sistêmico, o incentivo à Eficiência Energética deverá postergar ciclos de investimentos em redes de transporte de energia e em novas usinas.

5.6 INFLUÊNCIA SOBRE A EQUIDADE TARIFÁRIA

Objetivo: Evitar que os efeitos negativos dos subsídios cruzados se concentrem em algumas áreas ou em um grupo específico de consumidores.

Efeito da precificação de Carbono: Neutro.

Justificativa: A princípio, a precificação do carbono não interfere nos objetivos da Equidade Tarifária, porque o objetivo da Equidade Tarifária identificado no arcabouço legal do Setor Elétrico, visou nivelar o impacto de subsídios nas tarifas de consumidores atendidos por diferentes distribuidoras. Portanto, na prática, os instrumentos de política relacionados a equidade visaram “Equidade de Impacto” nas tarifas, e não “Equidade de Tarifas”. Diante disso, na hipótese de se precificar as emissões, caso mantidos os atuais instrumentos de Equidade Tarifária, não se espera que exista impacto na posição relativa de subsídios concedidos às diferentes distribuidoras do Brasil.

Com relação aos subsídios vinculados à TE (Tarifa de Energia Consumida), como aqueles para as classes irrigação e aquicultura, serviço público de água, esgoto e saneamento, classe rural, a precificação de emissões pode aumentar o preço do mix da energia fornecida. Mesmo assim, este incremento no preço da energia que seria subsidiada não altera a forma de aplicação do instrumento de equidade tarifária, nem a posição relativa entre as tarifas praticadas, resultando em efeito neutro sob esse aspecto.

No caso de Fontes Incentivadas, que têm subsídios associados ao custo do fio (TUSD/TUST), também não se espera que haja alteração relativa nos volumes de subsídios concedidos pelas diferentes distribuidoras. Isto porque a precificação de carbono não tem efeito sobre o custo da rede e, portanto, não tornaria a TUSD subsidiada mais cara ou mais barata. Por essa razão, essa análise também permite inferir que o efeito de precificação de emissões sob o instrumento de equidade tarifária seria neutro.

6 ANÁLISE QUALITATIVA DOS EFEITOS DA PRECIFICAÇÃO DE CARBONO NA COMPETITIVIDADE DE SUBSETORES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Os efeitos da precificação deverão ser avaliados em termos dos subsetores ou dos agentes do Setor Elétrico, em especial no que diz respeito à competitividade de cada um deles. Trata-se de tentar responder que potencial os mecanismos de precificação de carbono têm para fomentar a competição entre os *players* e, nesse aspecto, melhorar a eficiência dos agentes ou contribuir para a inovação tecnológica. O Quadro 7 a seguir apresenta uma avaliação para os agentes da cadeia de valor: empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras. Para as geradoras, há uma segmentação em fontes renováveis, gás e carvão.

Quadro 7 – Quadro Geral dos Efeitos da Precificação do Carbono nos Agentes do SEB

Agente	Efeito da Precificação na Competitividade
Renováveis	Positivo +
Gás	Positivo (em relação ao carvão)
Carvão	Negativo - -
Distribuidoras	Negativo (devido a tarifas monômias BT)
Transmissoras	Neutro

Fonte: Elaboração própria.

A seguir justificam-se as avaliações sobre os efeitos da precificação do carbono apresentadas no Quadro 7.

6.1 EFEITOS DA PRECIFICAÇÃO NA COMPETITIVIDADE DAS FONTES RENOVÁVEIS

As análises apresentadas nas seções anteriores destacam os aspetos favoráveis da precificação de emissões para as fontes renováveis, em especial porque estas se tornam relativamente mais competitivas à medida em que as externalidades das fontes fósseis passam a ser valoradas. Contudo, este efeito tende a ser minimizado pela restrição atual do ambiente de mercado.

6.2 EFEITOS DA PRECIFICAÇÃO NA COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL E CARVÃO MINERAL

Em tese, a expansão do parque a gás natural poderá ser impactada negativamente na presença de mecanismo de precificação do carbono, tendo em vista se tratar de fonte emissora. Entretanto, há falhas no modelo de negócios do setor de gás natural que poderão se sobrepor aos efeitos das medidas de mitigação de emissões. Em outras palavras, há a necessidade de equacionar questões sobre o acesso e ampliação da malha de transporte de gás natural, assim como oferecer uma política que garanta a oferta do combustível. Portanto, há uma percepção de que os problemas ligados à falta de

acesso à malha e às incertezas sobre a disponibilidade do combustível possuem um efeito maior na redução do uso do gás natural do que o próprio sinal de preço a ser introduzido por mecanismos de precificação do carbono.

A análise pode ainda ser feita sob outro ângulo, considerando a matriz elétrica instalada. Nesse caso, a precificação do carbono combinada com uma maior penetração de fontes intermitentes coloca a geração de energia elétrica a gás natural como estratégica e fundamental, dada sua capacidade de resposta rápida ao comando do despacho. Nesse cenário, a geração a partir do carvão mineral nacional deveria ser menos privilegiada que o gás natural, em razão da sua maior taxa de emissões e também porque, geralmente, as usinas a carvão não são capazes de ser acionadas rapidamente⁷ como requer um sistema com grande presença de fontes intermitentes.

Por essa razão, o impacto negativo da precificação do carbono na competitividade do carvão mineral tende a ser muito mais intenso do que na competitividade do gás natural. Desse modo, a precificação de carbono tem efeito positivo para o gás natural relativamente ao carvão mineral. Espera-se que o gás natural, por ser menos emitente, desloque a entrada de novas usinas a carvão, que sem precificação do carbono poderiam ser mais atrativas economicamente.

6.3 EFEITOS DA PRECIFICAÇÃO NA COMPETITIVIDADE DAS DISTRIBUIDORAS

A análise sobre o segmento de distribuição de energia elétrica deve ser feita com a ressalva que se trata de empresas de monopólio natural, onde não há concorrência entre os *players*. Nesse sentido, a regulação tem exercido a função de emular a competição por meio de mecanismos de *benchmark* e curvas de fronteiras de eficiência, a fim de estabelecer tarifas em patamares compatíveis com custos eficientes.

Na presença de precificação do carbono, pressupõe-se que haveria um incentivo adicional à micro e à mini geração localizadas junto aos consumidores de baixa tensão (residencial e pequenos comércios). Essa maior penetração de geração distribuída de pequeno porte requer a modernização das redes de distribuição de energia elétrica, em termos de comando, controle, tecnologias de medição e tratamento de dados. A inovação tecnológica tem o potencial de tornar o segmento de distribuição mais eficiente, na medida em que agrega informações capazes de racionalizar os custos diretos da prestação do serviço, além do uso dos recursos energéticos. Entretanto, para que este ciclo se complete, é essencial que empresas de distribuição tenham os serviços remunerados de forma independente do volume de energia elétrica fornecido. Caso contrário, a perda de mercado decorrente da maior penetração da micro e mini geração poderá reduzir o fluxo de receitas das distribuidoras, comprometendo a viabilidade de novos investimentos.

⁷ Usinas a carvão mineral trabalham com turbinas ciclo Rankine, que possuem menor flexibilidade operativa e velocidades de rampa baixas para lidar com variações súbitas de carga.

Atualmente, as tarifas aplicáveis à baixa tensão têm estrutura monômnia – isto é, remunera-se o serviço de distribuição proporcionalmente ao volume de energia elétrica vendida. Diante disto, as empresas de distribuição tendem a se posicionar de forma não colaborativa e não alinhada com o crescimento da micro e mini geração distribuída. Neste cenário de tarifa monômnia, as distribuidoras não são indiferentes ao nível de consumo, e a precificação do carbono não é capaz de contribuir para a modernização e maior eficiência do segmento de distribuição.

A Figura 5 abaixo ilustra a relação da estrutura tarifária com possíveis ganhos de eficiência no setor de distribuição.

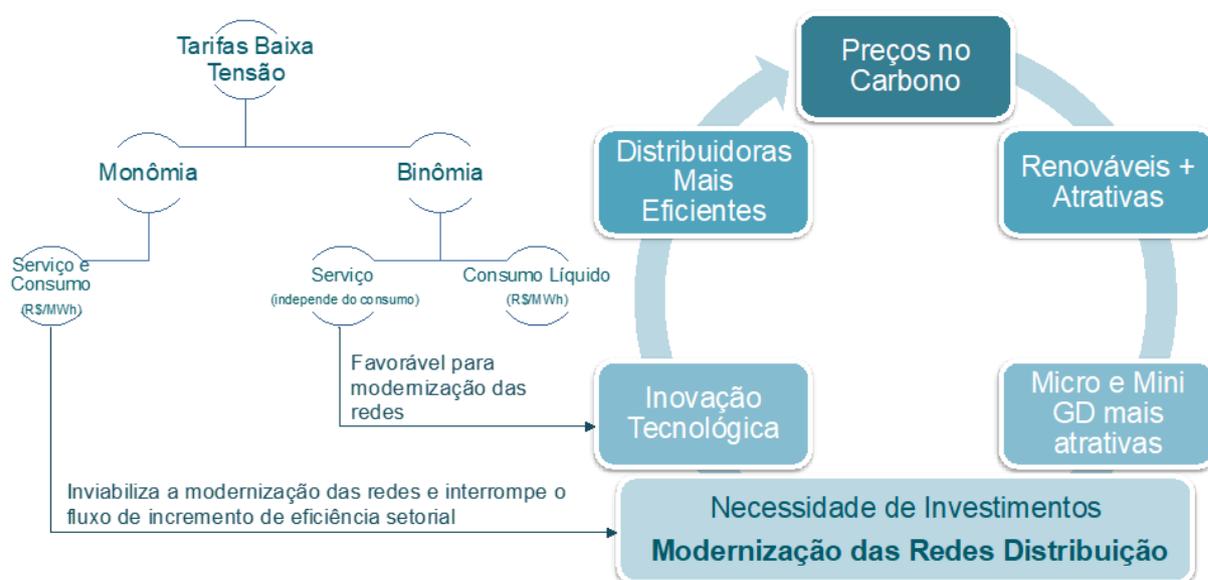


Figura 5 - Relação da Estrutura Tarifária na Baixa Tensão com ganho de eficiência no setor de Distribuição

Fonte: Elaboração própria.

6.4 EFEITOS DA PRECIFICAÇÃO NA COMPETITIVIDADE DAS TRANSMISSORAS

O modelo de negócios aplicável às empresas de transmissão, também monopólios naturais regulados, não deverá ser afetado por mecanismos de precificação de carbono em termos de competitividade do segmento. No entanto, a maior presença de geração distribuída poderá desacelerar a expansão das linhas de transporte de energia, conforme a demanda.

7 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL COM A PRECIFICAÇÃO DE CARBONO NO SETOR ELÉTRICO

A análise da experiência internacional na aplicação de mecanismos de precificação de carbono foi apresentada em maiores detalhes no relatório específico integrante do escopo deste projeto. Esta seção resgata pontos relevantes do relatório, que podem ser mencionados para avaliar o caso brasileiro.

7.1 CRITÉRIOS PARA A ESCOLHA DOS CASOS ESTUDADOS

Para buscar maior objetividade no processo de identificar experiências internacionais relevantes para o Brasil optou-se selecionar países com pelo menos uma das seguintes características: (i) grande presença de hidroelétricas na matriz; (ii) demanda por energia elétrica crescente, exigindo investimentos constantes na expansão do parque gerador; e (iii) presença de instrumentos de suporte à geração fóssil. No caso brasileiro, estes três aspectos coexistem e são relevantes, como se depreende do diagnóstico das políticas públicas para o setor elétrico feito no Produto 1.

Alguns países estudados combinam as três características, mas aqueles com maior proporção hidroelétrica na matriz, e que incluem instrumentos de precificação de carbono, não têm uma perspectiva de forte aumento na demanda como ocorre no Brasil (por exemplo, Quebec, Suécia, Noruega e Escócia). Ou seja, os desafios para expandir a matriz nesses países não são impulsionados por taxas de crescimento do mercado tão expressivas quanto as nacionais. Feitas essas ressalvas, os países que utilizam mecanismos de precificação de emissões considerados no estudo foram: Suécia, Alemanha, Finlândia, Polônia, Espanha, Reino Unido, Escócia, Noruega, Canadá (British Columbia e Quebec), Chile, China, México e Austrália.

Diante da seleção de exemplos práticos nos países selecionados, buscou-se compreender como os instrumentos de precificação utilizados contribuiriam para reduzir as emissões. Além dessa questão essencial, também procurou-se identificar como a introdução de preços de carbono impactou os diferentes agentes, em especial no que diz respeito: (i) à capacidade de manter o nível de investimentos necessário à expansão da matriz; (ii) ao efeito sobre a geração térmica; (iii) à variação do nível de preços aos consumidores finais e entre as regiões; e (iv) ao efeito sobre o mecanismo de despacho dos recursos energéticos.

7.2 LIÇÕES APRENDIDAS

Na Suécia, caracterizada por 46% de hidroeletricidade, identificou-se que a criação de mercados de carbono não produziu um efeito significativo sobre o nível de emissões do país, apesar de a expansão de fontes térmicas mais emissores não ter se concretizado. Para esse caso, passou-se a acreditar que a inclusão de padrões restritivos sobre o nível de emissões, de aspectos ambientais e de tecnologias, seria mais eficaz para reduzir emissões do que os instrumentos de precificação de carbono. Na

Noruega, este é um aspecto considerado no processo de expansão da matriz, assim como na Escócia há exigência de instalação de tecnologias CCS (*Carbon Capture and Storage*) para novas usinas com combustíveis fósseis.

Estas experiências permitem inferir que, no caso brasileiro, os mecanismos de precificação de carbono isoladamente também devem apresentar dificuldade em comprovar eficácia na redução de emissões, haja vista a predominância da fonte hídrica no parque gerador. Essa característica do parque nacional acaba por vincular o nível de emissões às condições de armazenamento de água e à hidrologia. Em anos de hidrologia favorável as emissões são menores, porque as hidroelétricas podem permanecer ligadas. Porém o oposto ocorre em períodos mais secos, quando as hidroelétricas geram menos energia, a fim de guardar água nos reservatórios, e o parque térmico é acionado para suprir a demanda. Isto sugere que a precificação deva ter efeito reduzido no nível de geração da energia hidroelétrica.

Os exemplos internacionais destacados acima são de mercados relativamente estáveis, diferente do Brasil, onde é necessário fazer frente às demandas crescentes por energia elétrica; ou seja, há um esforço maior e constante para expandir o parque gerador. Simultaneamente ao crescimento do mercado, há no país menos oportunidades para se explorar os grandes potenciais hidroelétricos com capacidade de armazenamento, de forma que a expansão do parque térmico passou a ser objeto das políticas públicas para o setor elétrico desde 2000. Existe, portanto, uma tendência expressiva de aumentar o nível de emissão por unidade de geração, na medida em que as termelétricas têm sido acionadas por longos períodos, em razão de recorrentes períodos de hidrologia desfavorável.

Esta tendência pode ser desacelerada com o uso de instrumentos de políticas que estimulem fontes renováveis não dependentes da hidrologia, como é o caso de geração distribuída do tipo fotovoltaica, além de centrais eólicas e a biomassa. Ainda assim, acredita-se que será inevitável continuar com um programa de expansão térmica na matriz brasileira como forma de equacionar a intermitência das novas fontes renováveis, dado que os recursos hidroelétricos com reservatórios já estão próximos do potencial de exploração e também estão sujeitos a riscos em períodos prolongados de baixas afluências. Nesse sentido, seria necessário orientar a expansão para que as usinas termelétricas sejam capazes de ser acionadas rapidamente em resposta à queda nos níveis de geração do parque renovável. Logo, enquanto a experiência internacional traz exemplos de mecanismos do tipo “mercados de capacidade”, utilizados para preservar em parte o parque térmico já instalado, o Brasil terá o desafio de adicionar novas usinas termelétricas com atributos técnicos específicos (em especial gás natural ou GNL).

Nesse sentido, a precificação das emissões poderá atuar se contrapondo às necessidades do sistema elétrico e aos objetivos de expansão da matriz. O sinal de preços adequado tem o papel de ajudar na escolha das tecnologias e combustíveis, portanto, a precificação de emissões poderá impor um desafio maior aos investimentos necessários em termelétricas a gás, por exemplo. Ou seja, a expansão poderia ser melhor direcionada para os atributos necessários ao sistema e também mais barata sem a precificação: com ela, investimentos em plantas a gás natural podem migrar para outras de fontes renováveis intermitentes, podendo deixar o sistema vulnerável a interrupções no fornecimento,

especialmente quando as hidroelétricas não puderem compensar a oscilação das novas fontes não emittentes.

Em países onde o consumo de energia encontra-se relativamente estabilizado, os desafios da expansão geralmente estão concentrados na descarbonização da matriz, e o parque térmico existente deve receber uma remuneração adequada para se manter disponível e capaz de gerar nos momentos de intermitência da geração renovável. Por essa razão, conclui-se da experiência internacional que mercados de capacidade são instrumentos eficazes quando a matriz já possui um parque térmico consolidado, inclusive porque a remuneração apenas por capacidade (e por alguma geração eventual) geralmente não é suficiente para viabilizar novos empreendimentos termelétricos.

Portanto, mercados de capacidade deverão ser avaliados com ressalvas, no que diz respeito a instrumentos da política de expansão, porque a sua aplicação simultânea com precificação de carbono poderá prejudicar a instalação de novas usinas termelétricas. Nesse sentido, a expansão poderia se valer de mecanismos do tipo “comando e controle” no que concerne à composição do parque gerador, como forma de alcançar os atributos necessários à confiabilidade do sistema elétrico, além de precificar as emissões.

O uso exclusivo de comando e controle no planejamento da expansão da matriz, também pode ser avaliado como forma de reduzir emissões. Isto porque, caso a expansão com atributos determinados seja bem-sucedida, esta poderá ser tão ou mais eficaz que a precificação de carbono para induzir a redução de emissões. No entanto, no médio prazo e na medida em que o ambiente de mercado seja ampliado, a aplicação de precificação de emissões será fundamental para sinalizar adequadamente o custo das externalidades tanto para os empreendedores quanto para os consumidores atuantes no mercado livre.

No Brasil o preço utilizado na contabilização e na liquidação das diferenças, o PLD, é fixado por modelos computacionais utilizados para o planejamento do despacho centralizado. As decisões do operador central sobre o despacho em cada usina podem colocar os geradores hidroelétricos expostos no “mercado de diferenças”, especialmente quando a hidrologia é desfavorável e a operação busca economizar água dos reservatórios. Nesse caso, se os custos variáveis das usinas estiverem sob influência de instrumentos de precificação de carbono, há uma perspectiva de aumento no PLD, e, portanto, os geradores hidroelétricos expostos ficariam sujeitos a pagamentos maiores.

Assim, a introdução de instrumentos de precificação de carbono no atual desenho de “*Balance Market*”, com despacho centralizado, teria o potencial para onerar boa parte da geração renovável no Brasil. Este efeito seria o oposto do que se observou no Reino Unido, Alemanha e Austrália, onde o despacho é definido por competição entre os agentes (ofertas de preços e montantes). Nesses países o preço tende a se aproximar do custo marginal de geração e, sob este arranjo de mercado competitivo, a precificação do carbono elevou o custo marginal e os geradores renováveis acabaram se beneficiando ao se tornarem relativamente mais competitivos que as fontes fósseis. Muito embora a precificação de emissões no Brasil possa requerer uma elaboração especial para tratar os efeitos indesejados sobre geradores hidroelétricos, os resultados da sua aplicação em países onde o despacho é definido por

oferta de preços (despacho competitivo) é bem-sucedido e inspira uma solução a ser adaptada para o setor elétrico nacional. O despacho competitivo também é feito por ordem de mérito de custos, que refletem os preços ofertados pelo conjunto de geradores disponíveis. Os geradores mais carbono intensivos devem considerar o custo das emissões nas suas ofertas de preço. No despacho centralizado utilizado no Brasil, também poderia ser avaliada a introdução dos preços de emissões na ordem de mérito de custos variáveis das usinas, o que se mostra adequado na medida em que as externalidades sobre o clima passam a influenciar a decisão do operador central sobre o despacho. Acredita-se que esta medida deva ser avaliada em conjunto com outro mecanismo complementar para atenuar efeitos indesejados sobre fontes renováveis, ou poderá ser adaptada em uma reforma do modelo de mercado do setor elétrico.

Os mecanismos complementares à precificação de carbono são amplamente utilizados na experiência internacional para compensar efeitos indesejados de desestímulo a fontes termelétricas necessárias ao sistema, ou para atenuar os efeitos distributivos sobre preços repassados a consumidores finais. Existe um conflito natural entre os objetivos de precificar emissões e manter um parque térmico capaz de atender às necessidades técnicas do sistema. Por essa razão, além de incentivar os mercados de capacidade, alguns países incluem suporte financeiro direto às térmicas existentes (com tecnologias menos competitivas). Este é o caso da Polônia, Espanha e Austrália. No México, onde há um tributo sobre emissões, a geração a gás natural foi isenta dos custos do carbono, assim como o Chile isentou a geração a partir de biomassa (floresta plantada). Ocorre que os resultados dessas isenções e incentivos complementares acabou por comprometer o ritmo de redução de emissões, de modo que a aplicação desses instrumentos complementares no Brasil deve ser considerada com ressalvas.

Alternativamente, as receitas decorrentes da precificação do carbono poderão ser utilizadas para constituir fundos específicos a serem empregados no desenvolvimento de tecnologias relacionadas à redução de emissões, como se observa no exemplo de Alberta, no Canadá. No Brasil, este pode ser um mecanismo a ser avaliado para incentivar soluções nos sistemas isolados na região amazônica, por exemplo. Contudo, trata-se de um mecanismo com resultados de longo prazo e com grande nível de incerteza. Nesse sentido, um exemplo mais comum é utilizar as receitas da precificação do carbono para atenuar efeitos distributivos da elevação dos preços ao consumidor final, especialmente nas populações de baixa renda. A intensa regulação de preços no Brasil constitui ambiente favorável para a aplicação deste tipo de instrumento complementar.

Cabe destacar que a experiência de implementação de mercados de capacidade no Reino Unido e na Espanha tem indicado a necessidade separar mecanismos para empreendimentos existentes daqueles para incentivar instalação de nova capacidade. Esta evolução dos mercados de capacidade poderá ser estudada com maior profundidade, em particular no que diz respeito ao uso desses para expansão da geração térmica, combinada com esforços de redução de emissões. Adicionalmente, a evolução dos mercados de capacidade sugere incentivar mecanismo de resposta da demanda (redução de consumo em períodos específicos) como forma de operar o sistema sujeito a maior intermitência devido às novas fontes renováveis. Esse tipo de solução tem sido estudado no Brasil, como forma de solucionar perdas de carga devido à forte presença de geração eólica no nordeste do país e poderia ser ampliado no

contexto de introdução de mecanismos de precificação do carbono. Em termos de redução de emissões, os instrumentos que vislumbram a racionalização do consumo tendem a ser os mais eficazes, e nesse sentido as medidas de eficiência energética devem ser agregadas aos mecanismos complementares e potencializadas no processo de introdução de precificação de carbono.

8 DESAFIOS PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E RECOMENDAÇÕES DE ADEQUAÇÃO NAS POLÍTICAS

8.1 DESAFIOS ATUAIS PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Atualmente, as principais políticas para o setor elétrico brasileiro podem ser agrupadas em função dos objetivos, que podem ser resumidos em seis:

- i. expansão do parque gerador;
- ii. diversificação da matriz;
- iii. maior participação de fontes renováveis;
- iv. modicidade tarifária;
- v. eficiência energética; e
- vi. equidade tarifária

Conforme diagnóstico apresentado em etapa anterior do projeto, o histórico recente do SEB evidencia a iminência de mudanças estruturais no arranjo desse setor, o que já vem acontecendo em outros países. O atual modelo do SEB foi configurado em 2004, após a primeira tentativa de liberalização do mercado conduzida a partir de 1999. Embora a primeira reforma do SEB tenha sido concebida para retirar o Estado da posição de investidor e operador nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, uma série de desvios da implementação foram observados e a participação da iniciativa privada não se viabilizou da forma esperada.

A privatização ocorreu de modo parcial e concentrada no segmento de distribuição, onde a regulação se desenvolveu sobre ferramentas de regulação por incentivos e fazendo o uso de modelos de *benchmarking*. Trata-se de impor uma trajetória de melhoria de performance na gestão das distribuidoras, como forma de controlar preços repassados ao consumidor final. Por outro lado, as empresas de distribuição acabaram por se tornar o principal veículo de arrecadação de recursos financeiros que formam fundos setoriais, utilizados para conceder subsídios de diversas naturezas.

Nos setores de geração e transmissão, a presença do Estado ainda é predominante. A privatização desses setores não chegou a ser concluída e, em 2004, o programa de transferência dessas empresas para a iniciativa privada foi formalmente interrompido, tendo sido retomado apenas em 2016. Desde então, o modelo setorial se apoia em leilões centralizados pelo governo federal para viabilizar a expansão do parque gerador e atender a demanda crescente que caracteriza o mercado brasileiro.

Pode-se afirmar que o modelo implementado buscou minimizar os riscos do segmento de geração, permitindo que boa parte dos custos correspondentes aos riscos não administrados fossem repassados diretamente ao consumidor final por meio de tarifas reguladas. Especialmente a partir de 2013, os custos estimados para os riscos hidrológicos, que geralmente seriam incluídos no preço de venda da energia hidroelétrica, foram retirados dos preços atribuídos aos novos contratos dos geradores

hidráulicos e passaram a ser alocados às distribuidoras compradoras, com direito a repasse às tarifas dos consumidores finais.

Box 1: Garantias Físicas e Alocação dos Riscos Hidrológicos.

A **Garantia Física** de um empreendimento corresponde “a quantidade máxima de energia elétrica associada à usina” e é um conceito importante para compreender a alocação dos riscos no setor elétrico. O Ministério de Minas e Energia tem a atribuição de estabelecer qual é o valor da garantia física que deverá constar dos contratos de concessão ou dos atos autorizativos de outorga de geração de energia elétrica. Dessa forma, a Garantia Física (GF) passa a constituir o lastro para a venda da energia, independentemente de haver a produção de energia elétrica.

Quando se trata de usinas hidroelétricas, o limite de energia que pode ser comercializado é denominado **Energia Assegurada**. Em face do caráter sistêmico da geração hidroelétrica, onde a geração de uma usina depende ou interfere nas demais geradoras de uma mesma cascata, a definição da Energia Assegurada requer estudos e simulações para identificar o potencial de geração do sistema como um todo; assim, energia assegurada de cada usina hidroelétrica, corresponde à fração, a ela alocada, da energia assegurada do sistema.

Para realizar a contabilização de energia de empreendimentos hidroelétricos, apuram-se as diferenças entre: (i) a energia vendida em contratos; e (ii) a energia assegurada. Porém, essa referência, para fins de contabilização, se altera mensalmente devido ao **Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)**. Por meio do MRE, a energia produzida é contabilmente distribuída, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua energia assegurada para aqueles que geraram abaixo, por imposição do despacho centralizado do sistema. A energia gerada pelo MRE pode ser maior, menor ou igual ao total de energia assegurada das usinas participantes desse mecanismo.

Para se estabelecer a Energia Assegurada de referência das usinas hidroelétricas, realizam-se simulações com base no **histórico de vazões e hidrologias**, sem considerar a possibilidade de alterações no futuro decorrentes de mudanças climáticas. Desde 2013 a situação hidrológica tem se agravado de forma sistêmica, de modo que a geração total do sistema sudeste, por exemplo, não tem alcançado o valor da energia assegurada global. Com isso, as referências resultantes do MRE têm ficado abaixo dos montantes vendidos nos contratos, impondo aos geradores hidroelétricos a compra de energia ao preço de curto prazo. Esta exposição no curto prazo é o que se convencionou chamar “**risco hidrológico**”.

Ocorre que as empresas geradoras que renovaram suas concessões nos termos da Lei 12.783/2013 estão isentas do chamado “risco hidrológico”, porque fez-se a divisão das Energias Asseguradas em cotas para as distribuidoras, alocando-se os prejuízos do risco hidrológico diretamente às compradoras. Estas empresas de distribuição (cotistas) ficaram encarregadas de saldar os valores mensais do risco hidrológico na CCEE e em contrapartida têm o repasse da despesa garantido nas tarifas dos consumidores finais.

Para corrigir os desvios de implementação do modelo, uma série de intervenções e ajustes têm sido feitos, mas a necessidade de uma remodelagem mais profunda tem se mostrado inevitável. Diante desse cenário, o Ministério de Minas e Energia (MME), estabeleceu um processo de consulta pública em julho de 2017, com o objetivo de apresentar e discutir as bases para uma revisão do modelo do SEB. A análise dos estudos apresentados pelo MME permite confirmar que os seis objetivos de políticas listados acima permanecem com grande relevância na proposta de mudança, muito embora a importância relativa entre eles não possa ser identificada claramente. Da mesma forma, os mecanismos e instrumentos para alcançar os objetivos não estão ainda bem definidos.

Adicionalmente, pode-se afirmar que a proposta de revisão do marco regulatório do SEB desconsidera diretrizes associadas ao cumprimento das Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC), tais como diretrizes quanto à formação da matriz elétrica. Portanto, a orientação da NDC de ampliar para 28% até 2030 a participação de fontes renováveis, além da energia hídrica, não está presente nas soluções avaliadas para equacionar a expansão da matriz elétrica. As fontes renováveis não hídricas corresponderam a aproximadamente 18% da capacidade instalada em 2016, e para ampliar essa participação de 18% para 28% até 2030 acredita-se que será necessário estabelecer instrumentos de política específicos (Figura 2).

Para além de diretrizes quanto à formação da matriz elétrica presente na NDC, observa-se que a **micro e mini geração**, especialmente a fotovoltaica, tem ganhado espaço mesmo sem que exista uma política pública elaborada para fomentar este recurso. No âmbito da regulação, são observadas iniciativas no sentido de minimizar barreiras e reparar efeitos indesejados.

A penetração de novas tecnologias e de recursos distribuídos é uma realidade a ser administrada, e vem acompanhada de desafios associados à modernização das redes e dos serviços de distribuição. O volume de investimentos para viabilizar a inovação tecnológica impõe ainda mais pressão nos níveis de preços repassados ao consumidor. Os aspectos distributivos devem ser, portanto, tratados adequadamente, especialmente em um cenário de introdução de mecanismos de precificação de emissões.

Diante dos problemas no modelo do setor elétrico, constata-se que a revisão das políticas públicas vigentes para energia e clima devem se consolidar em um novo modelo para o setor energético. Esse novo modelo deverá ser capaz de promover o redirecionamento da expansão da matriz energética e permitir uma nova forma de participação dos agentes, pela qual a sinalização de preços deverá atuar como principal indutora do uso eficiente dos recursos energéticos.

8.2 RECOMENDAÇÕES DE MEDIDAS DE ADEQUAÇÃO NAS POLÍTICA E INSTRUMENTOS

O modelo para o SEB demanda ajustes que devem representar: (i) a revisão das prioridades e objetivos gerais das políticas para o setor; e (ii) a necessidade de maior efetividade no alcance dos objetivos estabelecidos. Nesse contexto, o diagnóstico apresentado no Produto 1 introduz uma visão crítica sobre

os instrumentos de política em vigor que, complementada com as análises apresentadas nos capítulos 4, 5 e 6, permite propor algumas medidas de adequação dos instrumentos existentes, com vistas a melhor inseri-los num cenário futuro onde haveria precificação de emissões. Não se trata, portanto, de propor as formas de precificação de carbono, mas sim de minimizar sobreposições ou conflitos, potencializando as sinergias. Os quadros seguintes sintetizam as propostas de ajuste.

8.2.1 ADEQUAÇÕES DOS INSTRUMENTOS PARA A EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR

Quadro 8 – Proposta de adequação dos instrumentos de política para a expansão do parque gerador

Política SEB	Objetivo	Instrumentos	Proposta de Adequação
Expansão do parque gerador	Atender ao crescimento da demanda	Leilões, Sobrecontratação, REIDI, Financiamento BNDES	Planejamento com metas por fontes e atributos Precificação das emissões no Modelo de Decisão de Investimento (MDI).

Fonte: Elaboração própria.

Atualmente o instrumento mais relevante de expansão do parque gerador é a realização de Leilões Centralizados organizados pelo Governo. Muito embora os Leilões sejam programados contando com informações dos estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)⁸, os empreendimentos que de fato são negociados não costumam refletir o planejamento da expansão oficial. Trata-se de um modelo de Planejamento Indicativo, caracterizado pelo exercício de previsões, sem estabelecer objetivos e metas a serem perseguidos e monitorados. Ou seja, não se determina quem deverá investir em qual projeto, pois esse resultado só pode ser obtido por meio dos Leilões.

Portanto, a primeira medida de adequação proposta é o aprimoramento do planejamento da expansão, de modo que ele contemple critérios para a escolha das fontes de geração, envolvendo aspectos econômicos, sociais e ambientais, além critérios sobre emissões de GEE e aspectos técnicos desejáveis sob o ponto de vista da operação do sistema eletroenergético. O estabelecimento de metas por fontes ou uma seleção prévia dos empreendimentos que seriam disponibilizados para outorga pode ser criticado por se aproximar do conceito de Planejamento Determinativo, que vigorava antes do processo de abertura do mercado de energia elétrica e da redução da participação do Estado.

⁸ O Plano Nacional de Energia (PNE) om o objetivo de oferecer uma orientação estratégica da expansão da oferta de energia com uma visão de mais longo prazo, considerando os recursos eletroenergéticos 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.

Enquanto, o Planejamento Determinativo geralmente envolve forte participação Estatal na economia, os **mecanismos de precificação de carbono requerem um ambiente de mercado para funcionarem adequadamente**. Por essa razão, o Planejamento com metas deve ser adaptado para uma nova solução de estratégia centralizada de expansão, em que se estabeleçam os objetivos nacionais sobre a matriz energética, mas sem necessariamente demandar a participação ativa do Estado⁹ nos investimentos, como acontecia no passado. Essa adaptação no Planejamento impõe que sejam criadas condições suficientes para atrair investidores em geração não emitente, o que deve passar pela precificação das externalidades relativas às emissões e também por uma valoração adequada dos atributos necessários ao SIN e à matriz que se pretende formar. Nesse contexto de planejamento com metas, seria importante ampliar o debate sobre o atributos e necessidades da matriz a serem refletidos no Planejamento.

A última edição do Plano Nacional de Energia (PNE 2026) introduz uma nova metodologia, denominada Mecanismo de Decisão de Investimento (MDI), que funciona como uma ferramenta de apoio para indicar a evolução dos investimentos em expansão. O fator determinante para o MDI é a minimização dos custos totais de investimento e de operação, além de incluir critérios de risco estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Muito embora o PNE 2026 traga uma expectativa das emissões de GEE para a matriz proposta, o custo da externalidade relativa ao carbono não é tratado como variável de decisão em nenhum momento. Diante dessas observações, a proposta central de **adequação do Planejamento da Expansão envolve a valoração das emissões, independentemente da implementação de instrumentos de precificação de carbono**. Desse modo, os custos totais de investimento e de operação contemplariam também as externalidades associadas às emissões, permitindo que a solução ótima do MDI indique a expansão de um parque gerador menos emitente.

⁹ Apesar da abertura do mercado, ainda existe forte presença do setor público na matriz energética nacional, com predominância no parque hidroelétrico. No grupo dos dez maiores agentes de geração, quatro (Chesf, Furnas, Eletronorte e Itaipu), são agentes de geração hidráulica e pertencem ao Grupo Eletrobrás. Além do domínio do poder público federal no parque hidroelétrico, merece destaque a parcela da geração termelétrica relativa a Petrobrás, que também é controlada pelo Governo Federal e está entre os dez maiores agentes de geração de energia elétrica.

8.2.2 ADEQUAÇÕES DOS INSTRUMENTOS PARA A DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ

Quadro 9 – Proposta de adequação dos instrumentos para a diversificação da matriz

Política SEB	Objetivo	Instrumentos	Proposta de Adequação
Diversificação da Matriz	Reduzir o risco da dependência hidrológica	Expansão do Gás, Geração Distribuída, Incentivos para Carvão Nacional	Retirar ou reformar subsídios e incentivos ao carvão nacional

Fonte: Elaboração própria.

Os incentivos ao carvão mineral nacional alcançam um pequeno grupo de usinas, que se beneficiam da isenção de PIS e COFINS na aquisição do combustível. Alguns empreendimentos a gás natural também se qualificaram no passado para este benefício, que não possui prazo para se encerrar. Em 2014, o gasto tributário associado ao incentivo para aquisição de gás natural e carvão mineral totalizou de R\$ 557 milhões. Além do incentivo fiscal, o carvão mineral nacional utilizado por determinadas usinas também é integralmente¹⁰ subsidiado pelo encargo setorial da CDE, que em 2016 aportou R\$ 922 milhões para custear o combustível utilizado nas usinas termelétricas beneficiadas.

A manutenção dos incentivos ao carvão mineral nacional e ao gás natural é conflitante com os objetivos de redução das emissões, e por isso deveria ser suspensa¹¹. Ocorre que a retirada completa dos incentivos poderá inviabilizar as geradoras, podendo deixar o sistema elétrico vulnerável na região atendida por estas usinas. Por essa razão, é importante estabelecer um período de transição para a retirada completa dos benefícios fiscais e subsídios, observando a vida útil dos ativos, além de permitir a que os empreendedores se adequem investindo em tecnologias de captura de carbono e ganhos de eficiência. Uma alternativa seria destinar os recursos atualmente comprometidos com subsídios e benefícios para financiar projetos voltados à modernização e/ou substituição do parque térmico a carvão.

¹⁰ Entre os objetivos da CDE, listados no Art. 13 da Lei 10.438/2002 está o de promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no § 2o do art. 11 da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998”

¹¹ Cabe mencionar que a Lei da Política Energética Nacional inclui entre seus princípios e objetivos “XVIII - mitigar as emissões de gases causadores de efeito estufa e de poluentes nos setores de energia e de transportes, inclusive com o uso de biocombustíveis”.

8.2.3 ADEQUAÇÕES DOS INSTRUMENTOS PARA AS FONTES RENOVÁVEIS

Quadro 10 – Proposta de adequação dos instrumentos de política para ampliar participação de renováveis

Política SEB	Objetivo	Instrumentos	Proposta de Adequação
Ampliar participação de renováveis	Ampliar a participação de fontes renováveis de menor porte	PROINFA, Descontos TUSD/TUST, Leilões de Reserva, Leilões Fontes Alternativas	Incentivar eficiência e competitividade das fontes alternativas (reformular sistema de descontos TUSD/TUST) Tarifas binômias na Baixa Tensão - <i>Decoupling</i>

Fonte: Elaboração própria.

Com relação aos incentivos para as fontes solar, eólica, biomassa e PCHs, verifica-se que o instrumento de descontos nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) é claramente uma política de 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 incentivos às fontes especificadas contribuiu para pulverizar o mercado e impulsionar as negociações no mercado livre, porém o volume financeiro correspondente aos descontos começou a se tornar significativo, onerando as tarifas dos demais consumidores. Em tese, esse tipo de política deve contribuir para que as fontes especificadas se tornem mais competitivas, corrigindo falhas de mercado que as impedem de se desenvolver sem os incentivos no âmbito dos setores privados. Contudo, no que diz respeito aos descontos na TUSD, o mecanismo não estabelece um prazo para que essas fontes se tornem independentes dos subsídios. Adicionalmente, merece ser revista a magnitude do benefício, tendo em vista que ele não guarda relação com o valor das externalidades positivas causadas. Atualmente, o valor do incentivo recebido corresponde a 50% (em alguns casos até 100%) do valor da TUSD de onde os beneficiados se conectam ao sistema.

Portanto, no que diz respeito ao instrumento de incentivo às fontes solar, eólica, biomassa e PCHs, propõe-se reformular a política de descontos na TUSD, de forma a estabelecer uma trajetória para que os empreendimentos sejam estimulados a se tornar mais competitivos em um horizonte de tempo determinado. A precificação das emissões no futuro irá naturalmente reposicionar essas fontes em termos de competitividade.

Deve-se alertar sobre o uso simultâneo de precificação de emissões com a política de descontos na TUSD, o que poderá se configurar como uma sobreposição de incentivos, que recaem de forma desigual nos mercados cativo e livre, porque os cativos não poderão evitar o repasse de custos adicionais de fontes termelétricas e os consumidores livres têm a alternativa de buscar energia mais barata, inclusive se beneficiando de subsídios oferecidos para aqueles que compram energia de fontes renováveis incentivadas (Figura 6). Nesse cenário, a reciclagem da receita decorrente da precificação das emissões poderá neutralizar as distorções entre os mercados livre e cativo. Outra forma de atenuar

o problema é reformar o mercado, reduzindo as restrições impostas para que consumidores de menor porte possam escolher o fornecedor da energia.

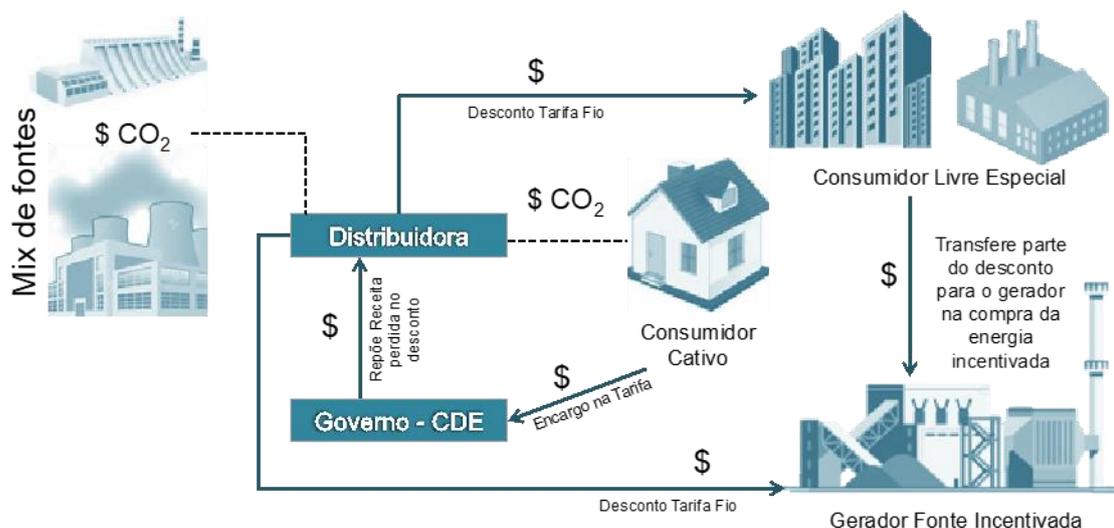


Figura 6 – Fluxo de recursos com precificação de emissões e descontos na TUSD para fontes incentivadas

Fonte: Elaboração própria.

Quanto ao dimensionamento do atual benefício de descontos, propõe-se que seja feita nova forma de quantificá-lo, de acordo com as externalidades positivas causadas. Nesse caso, pode-se considerar o custo da geração termelétrica evitada quando se tratar de evitar riscos hidrológicos, ou o custo das emissões evitadas a partir de um referencial internacional de preços de carbono.

Para além das propostas de adequação em instrumentos existentes, é importante ressaltar um aspecto fundamental para o desenvolvimento da micro e mini geração, que é transversal às políticas para renováveis e para diversificação da matriz. Trata-se do modelo tarifário aplicado aos clientes residenciais, ou de menor porte (ligados às redes de baixa tensão), onde a micro e mini geração teria potencial para se desenvolver. Conforme destaca o item 6.3, as tarifas monômias vinculam a cobrança da disponibilidade das redes e outros serviços ao total de energia elétrica consumida, de modo que as distribuidoras não são indiferentes ao nível de consumo. Por isso, é essencial que empresas de distribuição tenham serviços remunerados de forma independente do volume de energia elétrica fornecido, o que as posicionaria com interesses mais alinhados ao desenvolvimento da micro e mini geração. Nesse sentido, a revisão da estrutura tarifária com a introdução de tarifas binômias (*decoupling*) formaria um ambiente mais propício para os investimentos necessários nessas fontes.

8.2.4 ADEQUAÇÕES DOS INSTRUMENTOS PARA A MODICIDADE TARIFÁRIA

Quadro 11 – Proposta de adequação dos instrumentos de política para modicidade tarifária

Política SEB	Objetivo	Instrumentos	Proposta de Adequação
Modicidade de preços	Alcançar preços baixos, ou próximos do custo para obter tarifas módicas aos consumidores finais	Regulação por Incentivos na Distribuição, Despacho por mérito, Bandeira Tarifária	Regulação favorável a investimentos/ modernização das redes Despacho por mérito incluindo valor para emissões no CVU

Fonte: Elaboração própria.

Os instrumentos para modicidade de preços se destacam pelo incentivo à redução de custos de operação, tanto no que diz respeito à remuneração e aos serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica (onde se pratica a Regulação por incentivos), quanto na escolha das fontes de energia despachadas centralizadamente pelo ONS (Despacho por ordem de Mérito de custos variáveis unitários). Em ambos os casos, os instrumentos pressupõem que **o consumidor não pode reagir aos sinais de preço**. No entanto, em um cenário com maior presença de micro e mini geração distribuída, deve-se considerar que a atuação do consumidor, por meio de respostas instantâneas aos sinais de preço, pode vir a constituir um novo fator de modicidade de preços. Para que isso ocorra, são necessários investimentos na modernização das redes de distribuição de energia elétrica, como a substituição de medidores e a implantação de tecnologias de comando, controle e tratamento de dados.

Atualmente, as empresas de distribuição de energia estão submetidas ao regime de regulação por incentivos, cuja resposta natural é a supressão da inovação ou o atraso na introdução de novas tecnologias. Assim, uma proposta de adequação é substituir ou modificar a regulação por incentivos por novos esquemas de regulação que: (i) sejam indutores de investimentos na modernização das redes; e (ii) determinem a prestação de serviços capazes de viabilizar a gestão dos recursos energéticos pelo consumidor. Os efeitos dessa proposta podem elevar os preços em um primeiro momento, porque a melhoria do ambiente para investimentos na modernização nas redes ganharia importância em relação à busca pela modicidade. Entretanto, para que o setor elétrico possa ganhar eficiência, reduzir a dependência hidrológica e contribuir em sua potencialidade para as políticas de redução de emissões é fundamental estabelecer políticas e instrumentos para proporcionar investimentos em redes de distribuição e nos serviços prestados aos consumidores.

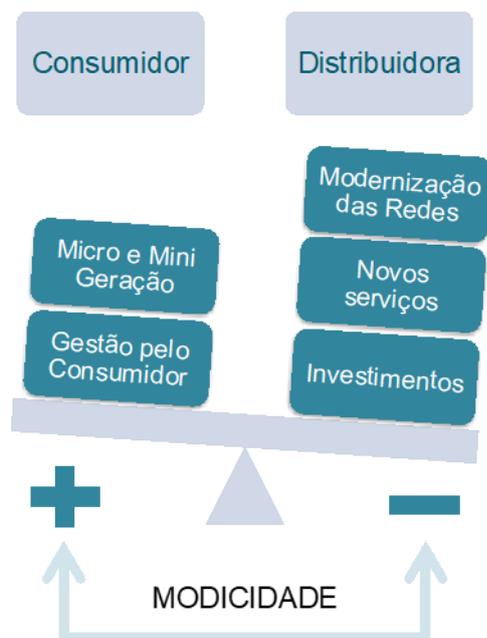


Figura 7 – Relação entre modicidade de preços e medidas associadas à redução de emissões e modernização das redes de distribuição

Fonte: Elaboração própria.

Com relação ao Despacho por Mérito, recomenda-se uma revisão ampla nos CVUs dos combustíveis, para que estes passem a incluir custos de emissões de GEE. Ainda que não exista um mercado de carbono estabelecido, a valoração das emissões no CVU poderá influenciar a decisão do uso dos recursos energéticos, com o potencial de privilegiar o gás natural frente ao carvão mineral e assim contribuindo para a redução das emissões.

A inclusão de preços de carbono no CVU possivelmente terá seus efeitos ampliados em um arranjo de despacho competitivo por oferta de preços, porém uma medida desta natureza deverá ser estudada para identificar se haveria perdas pela não otimização dos recursos hidroelétricos, ou se poderiam ser impostas regras no despacho competitivo capazes de resguardar a otimização dos recursos energéticos em um mesmo rio ou bacia hidrográfica. A introdução de competição no despacho hidrotérmico também deve ser avaliada sob a luz do poder de mercado de determinados grupos de agentes sob um mesmo grupo controlador, que poderão eventualmente manipular preços reduzindo efeitos benéficos da competição entre agentes.

8.2.5 ADEQUAÇÕES DOS INSTRUMENTOS PARA A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Quadro 12 – Proposta de adequação dos instrumentos de política para eficiência energética

Política SEB	Objetivo	Instrumentos	Proposta de Adequação
Eficiência Energética	Racionalizar o uso dos potenciais recursos energéticos e a expansão do parque gerador	Programas Procel (Ex. Selo Procel, Programa Reluz), Linhas de Crédito especiais e Programa de Eficiência Energética (PEE) gerido pela ANEEL.	Ampliar a abrangência dos instrumentos

Fonte: Elaboração própria.

As ações de eficiência energética são as que produzem melhores resultados do ponto de vista ambiental, na medida em que podem não só reduzir o consumo presente, mas também postergar novos investimentos em usinas e redes de transmissão. Um dos principais instrumentos dessa política é o financiamento por meio de linhas de crédito da FINEP e do BNDES atrativas para projetos voltados ao setor industrial. No entanto, as aplicações e resultados dos programas ainda são modestos diante do potencial brasileiro para a implementação de projetos de eficiência energética na indústria. Em diagnóstico publicado pela Confederação Nacional das Indústrias (CNI)¹² há registros de dificuldades significativas de acesso ao crédito, decorrentes das exigências e regras para a habilitação dos projetos.

Desse modo, a recomendação para adequação desse instrumento não é pontual, mas trata de destacar a necessidade de priorizar a indústria nos programas de eficiência energética, buscando apurar as barreiras que impedem que os projetos sejam implementados. A capacidade de a indústria revisar seus processos produtivos, tornando-os menos carbono-intensivos, é estratégica para uma futura implementação de instrumentos de precificação de carbono.

8.2.6 ADEQUAÇÕES DOS INSTRUMENTOS PARA EQUIDADE TARIFÁRIA

Quadro 13 – Proposta de adequação dos instrumentos de política para equidade tarifária

Política SEB	Objetivo	Instrumentos	Proposta de Adequação
Equidade Tarifária	Evitar que os efeitos negativos dos subsídios cruzados se concentrem em algumas áreas ou em um grupo específico de consumidores	Fundo Setorial CDE	Não há.

Fonte: Elaboração própria.

¹² Oportunidades ações de eficiência energética para a indústria: histórico de programas / Eduardo Guardia et al. – Brasília, 2010.

8.3 APRIMORAMENTO DO AMBIENTE DE MERCADO E A PRECIFICAÇÃO DE EMISSÕES

A introdução de mecanismos de precificação de carbono no setor elétrico deverá ser capaz de tratar dos desafios associados à necessidade de expansão da capacidade instalada, característica de países em desenvolvimento, mas também controlar preços e reduzir emissões (Figura 8). Enquanto as atuais políticas para modicidade de preços e expansão da matriz têm demandado ajustes pela própria dificuldade de alcançar seus objetivos, também é fundamental adicionar ao novo modelo do SEB mecanismos eficazes em desacelerar a tendência de aumento de emissões. Algumas propostas de adaptação em mecanismos existentes foram apresentadas na seção anterior, porém as análises pontuais merecem ser complementadas por uma visão mais abrangente, no sentido de identificar como conciliar instrumentos de precificação de carbono com um novo modelo do setor elétrico, onde os objetivos centrais das políticas poderiam ser alcançados juntamente com redução de emissões.

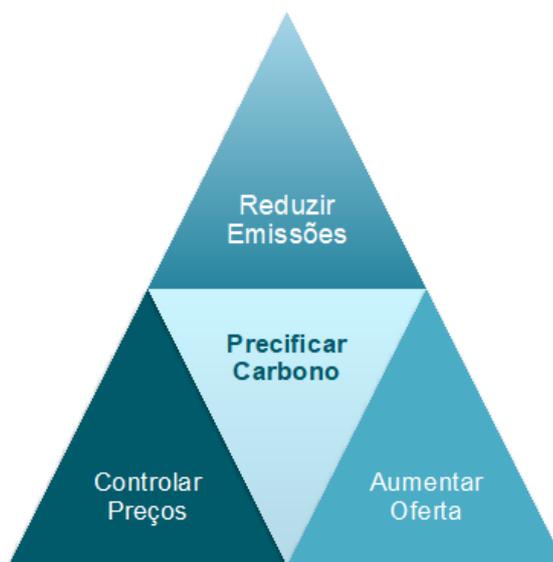


Figura 8 – Interfaces da precificação de carbono com desafios do SEB

Fonte: Elaboração própria.

Esta discussão sobre preços requer um entendimento de como o custo da energia é percebido pelos agentes da cadeia de valor do setor elétrico, para que seja possível apontar onde os preços de carbono entrariam com efeitos concretos na redução de emissões.

8.3.1 CATEGORIA CONSUMO

O atual processo de formação de preços no setor elétrico tem apresentado diversos problemas que impedem uma sinalização eficaz para os agentes. O sinal de preços no longo prazo sinaliza a expansão, ao passo que no curto prazo os preços deveriam indicar quanto a energia elétrica vale para os consumidores no momento do despacho. Ou de outra forma, os preços devem indicar quanto custam os recursos energéticos que estão sendo utilizados. Ocorre que a maior parte do mercado (75% do que

é consumido) é composta por consumidores cativos que percebem alterações nas tarifas apenas em base anual, exceto por algum acréscimo decorrente das Bandeiras Tarifárias¹³. Este é um dos problemas de sinalização imprópria do custo da energia para o mercado cativo, porque os consumidores apenas “recebem a conta” a posteriori, sem que possam interferir na decisão sobre quais recursos energéticos serão utilizados. Por isso, no arranjo atual de mercado e de regulação tarifária, a introdução de preços de carbono dificilmente modificaria o padrão de consumo da população. Os custos das emissões seriam repassados *a posteriori* nos reajustes tarifários subsequentes.

Para o mercado livre, que corresponde a aproximadamente 25% do consumo, o atual arranjo de mercado permite que os preços de carbono sejam percebidos e favorece reações ao preço. Os preços para os consumidores de maior porte que atuam no ACL são negociados diretamente com os fornecedores e comercializadoras, e são balizados pelo PLD. A lógica é a seguinte: um grande consumidor no mercado livre, que não apresente contrato de compra de energia na CCEE, terá que pagar pela energia consumida valorada ao PLD, e adicionalmente esse consumidor poderá incorrer em multas, dado que é obrigatório comprovar que a energia consumida está lastreada em contratos bilaterais. Por isso, as negociações no mercado de curto prazo tendem a ser feitas com base no PLD mais ou menos um *spread*. Já em contratos de prazo maior, a negociação de preços bilaterais também se dá em torno do PLD, mas diferentemente do que ocorre no curto prazo, onde o PLD é previamente conhecido, para contratos mais longos são utilizadas estimativas de PLD e conseqüentemente previsões futuras de despacho.

O despacho dos recursos disponíveis na matriz é planejado de forma centralizada pelo ONS, considerando atributos técnicos e custos variáveis das usinas, de modo que o preço de curto prazo resultante (o PLD) reflete a operação planejada para uma semana à frente e deve ser suficiente para remunerar os custos variáveis dos geradores despachados. Porém podem ocorrer imprevistos no momento da operação real, tornando-a diferente da planejada. Eventualmente a programação real poderá acionar alguma usina que não estava prevista na operação planejada ou deixar de utilizar outra usina que tenha apresentado impedimentos técnicos na hora do despacho. Diante disso, o PLD calculado com base na operação planejada poderá não ser suficiente para remunerar todas as usinas efetivamente despachadas. Para reparar esta situação, as Regras de Mercado preveem o cálculo e a cobrança de um Encargo de Serviço dos Sistemas (ESS) de todos os consumidores livre e cativos. Os consumidores livres (e também as Distribuidoras) pagam o ESS mensalmente no fechamento de contas da CCEE. Já os consumidores cativos pagam a conta por meio das tarifas aplicadas pelas

¹³ Inicialmente, o sistema de bandeiras previsto no escopo da regulação estabelecia que o adicional tarifário seria aplicado para desestimular o consumo, quando o despacho termelétrico estivesse na iminência de alcançar um nível elevado de preços. Assim, as receitas auferidas pelas distribuidoras, em razão do adicional tarifário, seriam devolvidas ao consumidor no próximo reajuste tarifário. Porém, em fevereiro de 2015, O Governo Federal interveio no tema por um Decreto, transferindo a questão do âmbito da regulação tarifária para o contexto da política pública setorial. Com a medida, o sistema de bandeiras foi modificado e se assemelha agora a um encargo setorial que visa cobrir despesas específicas.

concessionárias de distribuição, porém um valor pago por uma distribuidora hoje poderá ser repassado ao consumidor cativo apenas no próximo reajuste tarifário anual.

A operação planejada pode e costuma ser diferente da operação real, mas as diferenças deveriam ser pequenas, dado que representam ajustes de última hora, e por isso são precificadas *ex-post*. Portanto, o sinal de preços para o mercado livre é formado pelo PLD, que é divulgado *ex-ante* (antes da operação real acontecer) e pelo ESS, que é calculado *ex-post*. Para esta parcela do preço representada pelo ESS não há possibilidade de reação ao sinal dado.

Apesar de não se esperar que o ESS seja representativo frente ao PLD, nos últimos anos o descolamento entre a operação planejada e a operação real se tornou relevante, levando a níveis muito elevados de ESS (Gráfico 3). Algumas das razões para essa imperfeição no processo de cálculo do PLD foram: (i) afluições reais diferentes das previstas; (ii) variações na previsão de carga a ser atendida; e (iii) dificuldade de representação da geração renovável intermitente que ganhou mais importância na matriz. Devem ser mencionados também os despachos fora da ordem de mérito comandados pelo CMSE, contrariando o previsto nos modelos de despacho, como estratégia para aumentar a segurança energética do SIN (guardar mais água nos reservatórios).

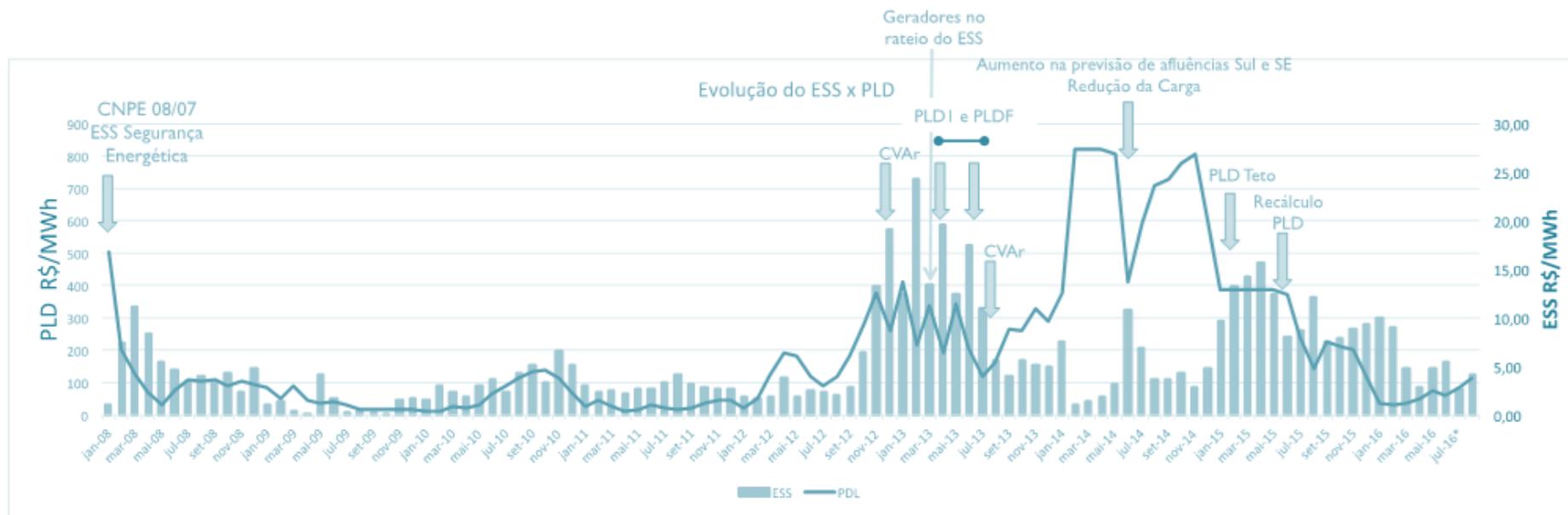


Gráfico 3 - Histórico de preços na CCEE – PLD e ESS

Fonte: FGV/CERI – Workshop “Pensando o Futuro do Setor Energético Brasileiro” realizado por MME e World Bank, 12 e 13 de setembro de 2016.

Somam-se a esses problemas intervenções no resultado do PLD, como o estabelecimento de um preço teto mais baixo que o resultado produzido pelos modelos de despacho, ou até mesmo recálculo de preços após a publicação. Todos esses fatores têm levado a uma perda da qualidade do sinal de preços para os consumidores no ACL. Diante de problemas dessa natureza, a inclusão de custos de emissões no CVU poderia não surtir os efeitos pretendidos nos consumidores livres.

8.3.2 CATEGORIA GERAÇÃO

Os investimentos em geração se viabilizam com contratos de longo prazo, estabelecendo um fluxo de receitas firme, necessário para a obtenção de financiamentos que permitem aportar recursos na construção das usinas. O mecanismo dos leilões tem cumprido esse papel fundamental de conceder as outorgas para novas usinas, juntamente com um contato de venda de energia para as distribuidoras no horizonte de longo prazo. Porém, o processo de cálculo do PLD por meio dos modelos de otimização do despacho centralizado ainda é estratégico para os agentes de geração, porque com base nele são estabelecidas as expectativas de receitas e despesas que determinam a atratividade do investimento, e também a própria quantidade de energia a ser negociada (Garantia Física).

As incertezas quanto ao sinal de preços estabelecido pelo PLD afetam geradores de todas as fontes presentes na matriz. No caso de geradores termelétricos, por exemplo, há problemas associados a uma frequência de despacho maior que aquela indicada pelos modelos de otimização quando dos estudos de viabilidade. Alguns dos geradores hidroelétricos enfrentam problemas relacionados ao risco hidrológico, ou seja, são impedidos de produzir pelo Operador Central para guardar água nos reservatórios¹⁴, mas devem honrar seus compromissos de entrega adquirindo energia no curto prazo a preços mais elevados que aqueles nos contratos de venda¹⁵.

A fragilidade no processo de cálculo do PLD desalinha expectativas de receitas e despesas dos geradores, assim como o modelo de despacho centralizado os impede de responder ao sinal de preços. Nesse cenário, a introdução de preços de carbono teria eficácia nula no curto prazo, em termos de resposta dos geradores despachados de forma centralizada.

8.3.3 APRIMORAMENTO DO AMBIENTE DE MERCADO

O aprimoramento do ambiente de mercado é essencial para potencializar os efeitos de precificação de carbono no setor elétrico. Para que os sinais de preço das emissões sejam percebidos e provoquem

¹⁴ Caso a economia de água nos reservatórios tenha caráter sistêmico e não seja compensada por geração de outras hidrelétricas, a energia assegurada que é utilizada para honrar os contratos, será reduzida pelo Mecanismo de Realocação Energética (MRE) e por isso haverá a exposição ao preço de curto prazo.

¹⁵ Para muitas hidroelétricas que renovam os contratos de concessão o custo do risco hidrológico não é uma questão a ser gerida ou incluída nos preços negociados, porque o repasse destas despesas é feito diretamente aos consumidores finais, por meio das tarifas aplicadas pelas concessionárias de distribuição.

reações dos agentes no sentido de reduzir emissões, deveriam ser considerados os seguintes aprimoramentos no modelo setorial:

- **Abertura do mercado cativo** – reduzir ou eliminar os limites relativos ao porte da unidade consumidora para que seja possível escolher livremente o fornecedor de energia elétrica.
- **Revisão da estrutura tarifaria na baixa tensão** – Segregação de tarifas de fio e tarifas de consumo de energia, com implantação de tarifas binômias.
- **Tarifas dinâmicas no mercado cativo** – alteração no sinal de preço na tarifa regulada de energia, em frequência compatível com mudanças no custo do despacho. Idealmente, esta frequência deveria ser a mesma considerada no estabelecimento de preços do mercado de curto prazo.
- **Modernização das redes de distribuição** – criar incentivos para que as empresas de distribuição invistam em substituição de medidores e ampliem as funcionalidades de comando, controle e tratamento de dados.
- **Despacho por oferta de preços** – Despacho dos recursos energéticos baseado em valores da água e do combustível determinados pelos próprios geradores, envolvendo grau considerável de auto-despacho, onde o papel do operador central é de coordenação e controle. Com isso, os preços no mercado de curto prazo seriam estabelecidos com base nas ofertas dos geradores.

9 PROPOSTAS COM E SEM PRECIFICAÇÃO DE CARBONO PARA REDUZIR AS EMISSÕES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A partir do panorama sobre o marco legal do setor elétrico e da experiência internacional com a precificação do carbono em países nos quais as características desse setor são similares às do Brasil, é possível fazer um exercício de proposição de mecanismos de precificação de carbono para o SEB, bem como de alguns ajustes nas políticas setoriais, a exemplo do exposto no Capítulo 8.2. Considera-se que o objetivo central seria reduzir o nível de emissões ou a tendência de crescimento das emissões de responsabilidade do setor elétrico, dado que esta é a função dos instrumentos de precificação do carbono. No setor elétrico, as emissões podem ser controladas tanto (i) nos recursos energéticos, tecnologia/eficiência utilizados para atender o consumo; como (ii) reduzindo/modificando o padrão de consumo.

A estratégia para alcançar esse objetivo central deve ser dividida em ações com impactos de curto prazo e de longo prazo. **No curto prazo**, as ações de mitigação devem considerar o parque gerador existente, podendo atuar, portanto, **sobre a operação e sobre o consumo/mercado** de energia elétrica, pois as fontes disponíveis na matriz já estão dadas e refletem decisões tomadas no passado. **No longo prazo**, as ações deverão ser capazes de interferir no planejamento da **expansão da matriz elétrica**, tendo em vista que a modificação da matriz envolve investimentos expressivos e no mínimo uma década para surtir efeitos (Figura 9).

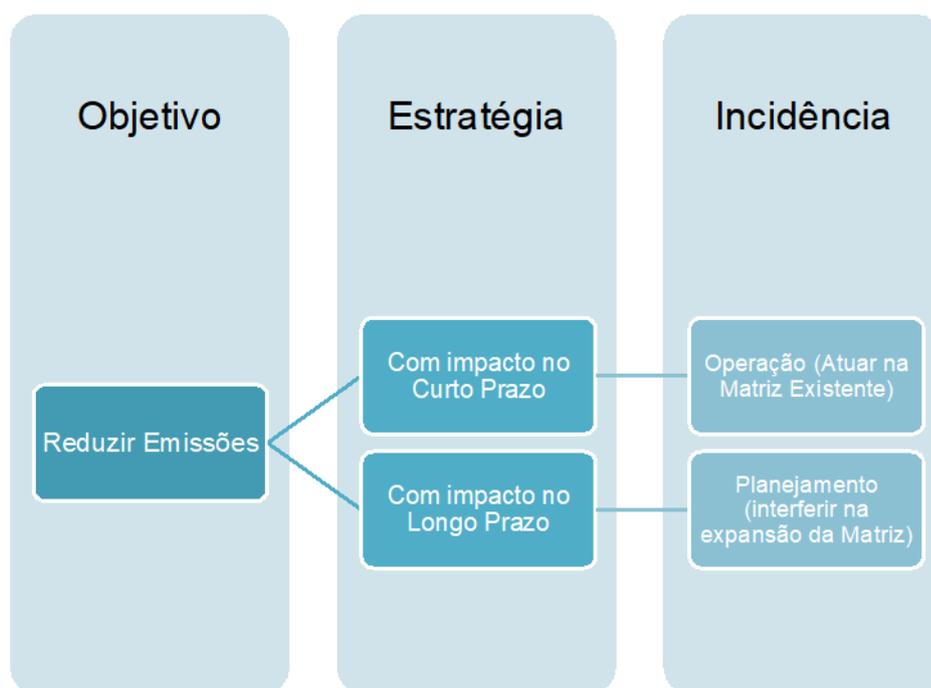


Figura 9 - Incidência das Estratégias para Redução de Emissões no SEB

Fonte: Elaboração própria.

É importante destacar que as alternativas levantadas neste estudo estão concentradas no setor elétrico, indicando-se eventualmente, e de forma ainda superficial, pontos de interseção com outros setores, em especial com os de combustíveis e indústria. As recomendações finais serão objeto de relatório posterior, o qual fará uma análise integrada de todos os setores abarcados no Projeto PMR Brasil, conciliando para eles medidas de precificação de carbono e ajustes de instrumento de política.

9.1 INCORPORAÇÃO DE SINAL DE PREÇO DO CARBONO NO CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO DAS USINAS.

Entre as alternativas de mitigação no curto prazo com incidência na forma de operar a matriz atual, podem ser considerados ajustes no Custo Variável Unitário (CVU) utilizado para a formação do despacho por ordem de mérito, conforme destaca o item 8.2.4. Atualmente, há diversas usinas a carvão mineral que têm prioridade sobre termelétricas a gás no despacho, possivelmente porque têm CVU menor e as externalidades relativas às emissões não são precificadas.

Existe um desafio em quantificar o preço da externalidade ou da diferença relativa entre carvão mineral e gás natural, para que a ordem de despacho econômico se altere de forma alinhada com os objetivos das políticas para o clima. Esse alinhamento implica tornar as fontes menos emissoras também as mais baratas. A depender do valor atribuído ao carbono, diferentes níveis de eficácia desta medida de precificação poderão ser observados. Duas formas de valorar as emissões no CVU podem ser consideradas:

- A. a primeira seria incluir o **preço do carbono diretamente nos combustíveis fósseis**, repassados automaticamente no CVU das usinas, o que teria impacto no PLD e em toda a cadeia de preços do setor elétrico; e
- B. a segunda seria considerar um **preço do carbono** no CVU das usinas fósseis (não incidindo no mercado de combustíveis), também com reflexos no PLD e na cadeia de preços, porém com necessidade de tratar eventuais receitas extraordinárias para os agentes emissores.

A seguir passa-se a análise da proposta apresentada no item B, que envolve uma solução mais complexa por demandar a elaboração de mecanismo para tratar receitas extraordinárias. No item A, o preço do carbono já alocaria custos diretamente aos geradores emissores, não produzindo receitas excepcionais (a medida também contribui para a definição da matriz futura). Os efeitos distributivos são comuns aos dois casos, tendo em vista que ambos elevam preços na cadeia de valor do setor elétrico.



Figura 10 – Síntese das possíveis abordagens para precificação de carbono no Custo Variável Unitário (CVU) de usinas termelétricas

Fonte: Elaboração própria.

9.1.1 INCORPORAÇÃO DE PREÇO DE CARBONO NO CVU

Um preço de carbono adicionado ao CVU das fontes fósseis é importante para valorar a externalidade associada às emissões, mas isso não garante que a diferença de preços entre elas posicionaria todas as usinas a carvão atrás das usinas a gás na prioridade de despacho. Este adicional em R\$/MWh, deve estar relacionado à quantidade de carbono emitida na produção de cada MWh, de forma que a quantidade de emissões estará vinculada ao nível de eficiência no consumo de combustíveis fósseis. Esse preço varia de uma usina para outra, dado que cada gerador tem um nível de eficiência vinculado à sua tecnologia de produção e aos padrões construtivos do empreendimento. Contudo, para se estabelecer um exercício inicial, o Quadro 14 apresenta um exemplo hipotético, onde se adiciona um custo de R\$ 13,5/MWh ao CVU das termelétricas a carvão, como forma de representar o custo das emissões adicionais do combustível em relação ao gás¹⁶. Ou seja, para fins de simplificação, assume-se que todas as térmicas a carvão representadas no exemplo teriam a mesma produtividade em termos de consumo de combustível. Os efeitos desse custo adicional na ordem de mérito estão apresentados no Quadro 14 a seguir.

¹⁶ Cabe mencionar também que existem muitas usinas a óleo combustível e a óleo diesel na matriz, mas geralmente estas usinas tem CVU muito elevados (vide Anexo I), e tendem a ser despachadas quando a situação hidrológica é muito crítica ou por restrições no sistema - motivos técnicos e não econômicos. A solução de precificar carbono no CVU também teria efeitos sobre estas usinas.

Quadro 14 – Efeitos na ordem de mérito com adição de R\$ 13,5/MWh no CVU das usinas a carvão

Usinas	Potência (MW)	Fonte	Disponibilidade (MW)	CVU (R\$/MWh)	Usinas	Potência (MW)	Fonte	Disponibilidade (MW)	CVU+13,5 (R\$/MWh)
NORTEFLU-1	400	Gas	400	38	NORTEFLU-1	400	Gas	400	38
NORTEFLU-2	100	Gas	82	59	NORTEFLU-2	100	Gas	82	59
MARANHAO III	519	Gas	501	69	MARANHAO III	519	Gas	501	69
TERMOPE	533	Gas	434	70	TERMOPE	533	Gas	434	70
CANDIOTA 3	350	Carvao	241	74	PARNAIBA IV	56	Gas	52	82
PARNAIBA IV	56	Gas	52	82	BAIXADA FLU	530	Gas	488	87
BAIXADA FLU	530	Gas	488	87	CANDIOTA 3	350	Carvao	241	88
MARANHAO IV	338	Gas	325	96	MARANHAO IV	338	Gas	325	96
MARANHAO V	338	Gas	328	96	MARANHAO V	338	Gas	328	96
ST.CRUZ NOVA	500	GNL	413	102	ST.CRUZ NOVA	500	GNL	413	102
NORTEFLU-3	200	Gas	165	103	NORTEFLU-3	200	Gas	165	103
P. PECEM I	720	Carvao	588	104	P. PECEM I	720	Carvao	588	118
PORTO ITAQUI	360	Carvao	313	109	PORTO ITAQUI	360	Carvao	313	123
P. PECEM II	365	Carvao	341	115	P. PECEM II	365	Carvao	341	129
P.MEDICI A	126	Carvao	24	116	P.MEDICI A	126	Carvao	24	129
P.MEDICI B	320	Carvao	62	116	P.MEDICI B	320	Carvao	62	129
FORTALEZA	327	Gas	306	140	FORTALEZA	327	Gas	306	140
LINHARES	204	GNL	197	151	LINHARES	204	GNL	197	151
J.LACERDA C	363	Carvao	293	156	J.LACERDA C	363	Carvao	293	169
J.LACERDA B	262	Carvao	205	186	N.VENECIA 2	178	Gas	165	188
N.VENECIA 2	178	Gas	165	188	T LAGOAS_L1	134	Gas	116	195
T LAGOAS_L1	134	Gas	116	195	J.LACERDA B	262	Carvao	205	200
J.LACERDA A2	132	Carvao	105	195	J.LACERDA A2	132	Carvao	105	209
CHARQUEADAS	36	Carvao	21	205	JUIZ DE FORA	87	Gas	81	214
JUIZ DE FORA	87	Gas	81	214	CHARQUEADAS	36	Carvao	21	219
NORTEFLU-4	127	Gas	104	233	NORTEFLU-4	127	Gas	104	233
TERMORIO_L1	740	Gas	663	235	TERMORIO_L1	740	Gas	663	235
SJERONIMO	20	Carvao	9	248	SJERONIMO	20	Carvao	9	262
J.LACERDA A1	100	Carvao	62	258	J.LACERDA A1	100	Carvao	62	272
CCBS_L1	157	Gas	144	286	CCBS_L1	157	Gas	144	286
W.ARJONA	206	Gas	163	297	W.ARJONA	206	Gas	163	297
TERMOCEARA	223	Gas	168	299	TERMOCEARA	223	Gas	168	299
CCBS_L13	59	Gas	54	300	CCBS_L13	59	Gas	54	300
FAFEN	138	Gas	101	301	FAFEN	138	Gas	101	301
T LAGOAS_L13	216	Gas	186	301	T LAGOAS_L13	216	Gas	186	301
IBIRITERMO	226	Gas	203	302	IBIRITERMO	226	Gas	203	302
APARECIDA	166	Gas	150	302	APARECIDA	166	Gas	150	302
TERMORIO_L13	266	Gas	238	303	TERMORIO_L13	266	Gas	238	303
EBOLT_L13	65	Gas	57	304	EBOLT_L13	65	Gas	57	304
EBOLT_L1	321	Gas	280	309	EBOLT_L1	321	Gas	280	309
VALE DO ACU	368	Gas	280	315	VALE DO ACU	368	Gas	280	315
TERMORIO_L15	30	Gas	27	350	TERMORIO_L15	30	Gas	27	350
TERMOBAHIA	186	Gas	149	350	TERMOBAHIA	186	Gas	149	350
F.GASPARIAN	572	Gas	492	399	F.GASPARIAN	572	Gas	492	399
MAUA B3	110	Gas	100	412	MAUA B3	110	Gas	100	412
FIGUEIRA	20	Carvao	10	460	PIRAT.12 G	200	Gas	164	470
PIRAT.12 G	200	Gas	164	470	FIGUEIRA	20	Carvao	10	473
URUGUAIANA	640	Gas	349	486	URUGUAIANA	640	Gas	349	486
CUIABA G CC	529	Gas	475	512	CUIABA G CC	529	Gas	475	512
TERMOMACAE	929	Gas	862	532	TERMOMACAE	929	Gas	862	532
ARAUCARIA	485	Gas	434	711	ARAUCARIA	485	Gas	434	711
MACAIBA	6	Gas	6	897	MACAIBA	6	Gas	6	897
C. ROCHA	85	Gas	67	Inflexível	C. ROCHA	85	Gas	67	Inflexível
JARAQUI	75	Gas	63	Inflexível	JARAQUI	75	Gas	63	Inflexível
MANAUARA	67	Gas	65	Inflexível	MANAUARA	67	Gas	65	Inflexível
PONTA NEGRA	66	Gas	64	Inflexível	PONTA NEGRA	66	Gas	64	Inflexível
TAMBAQUI	93	Gas	63	Inflexível	TAMBAQUI	93	Gas	63	Inflexível

Fonte: Elaboração própria.

9.1.2 EFEITO LIMITADOS NA REDUÇÃO DE EMISSÕES

Embora a consideração de custos de carbono seja um ajuste de fácil implementação no atual instrumento de despacho centralizado por mérito, ele poderá ter um efeito limitado na redução de emissões. Como pode se observar no exemplo do Quadro 14, o valor utilizado para representar o custo das emissões adicionais do carvão em relação ao gás não modifica significativamente a ordem de mérito considerada para despacho. Ainda assim, deve-se reconhecer que o aumento no CVU para incluir custo de emissões poderá deslocar a geração a carvão, a depender da necessidade de geração termelétrica.

Um exercício pode ser feito comparando as duas ordens de mérito apresentadas no Quadro 14, supondo que o operador precisará despachar 1.700 MW médios para atender a demanda. Como mostra o Quadro 15 abaixo, 241 MW médios de carvão seriam substituídos por geração de usinas a gás, quando se acrescenta o valor ao CVU, representando as emissões adicionais do carvão em relação ao gás natural. No entanto, caso a necessidade de geração termelétrica seja superior a 10 mil MW médios, como tem ocorrido nos últimos anos (veja Gráfico 1), o incremento de R\$ 13,5/MWh no CVU de usinas a carvão não alteraria o nível de emissões, já que praticamente todos os recursos termelétricos a carvão seriam necessários.

Quadro 15 – Exemplo do deslocamento da usina a carvão na ordem de mérito de despacho, para um adicional de custo de R\$ 13,5/MWh nas usinas a carvão e despacho teórico de 1700 MW médios

Despacho térmico: 1700 MW médios			Despacho térmico: 1700 MW médios		
CVU sem custo de CO2			CVU com custo de CO2		
Usina	Fonte	MW médios	Usina	Fonte	MW médios
NORTEFLU-1	Gas	400	NORTEFLU-1	Gas	400
NORTEFLU-2	Gas	82	NORTEFLU-2	Gas	82
MARANHAO II	Gas	501	MARANHAO II	Gas	501
TERMOPE	Gas	434	TERMOPE	Gas	434
CANDIOTA 3	Carvao	241	PARNAIBA IV	Gas	52
PARNAIBA IV	Gas	42	BAIXADA FLU	Gas	231
Total		1700	Total		1700

Fonte: Elaboração própria.

Existe, portanto, uma questão de eficácia da medida, porque, ao que parece, os recursos termelétricos a gás e a carvão presentes na matriz atual têm sido despachados em montantes próximos dos limites de disponibilidade, restando pouco espaço para priorizar usinas menos emittentes. Mas apesar de a geração termelétrica nos últimos anos ter ultrapassado a referência de 10 mil MW médios, onde o preço de carbono no CVU deixaria de surtir efeito no nível de emissões, deve-se considerar que as políticas para energias renováveis têm ganhado força e esse fator associado a um eventual período hidrológico favorável poderia reduzir a geração termelétrica para níveis onde o adicional de preço de carbono no CVU teria capacidade de alterar a decisão no despacho e o volume de emissões do setor elétrico.

9.1.3 RECEITAS EXTRAORDINÁRIAS PARA GERADORES EMITENTES

Conforme as regras de mercado vigentes, o CVU adicionado de preços de carbono seria adotado como referência para remunerar os agentes geradores. Desse modo, o custo das emissões internalizado no CVU se converteria na prática em receita extra para o próprio gerador emittente. Para evitar esse efeito indesejável, a medida de inclusão do preço de carbono no CVU deve estar vinculada a uma contrapartida para os agentes emittentes. Isto quer dizer que é necessário estabelecer simultaneamente uma obrigação de aplicar os valores extras recebidos para compensações pecuniárias relativas às

emissões, como por exemplo adquirir permissões para emitir GEE¹⁷, ou aplicar recursos em opções de mitigação.

Alternativamente poderia ser avaliada a possibilidade de os valores adicionados ao CVU serem aplicados somente no âmbito da tomada de decisão do Operador, influenciando apenas o uso dos recursos disponíveis, mas sem rebatimento no PLD e na remuneração variável dos contratos por disponibilidade das termelétricas contratadas nos Leilões. Aparentemente essa aplicação dos preços de carbono restrita à decisão do despacho eliminaria as receitas extraordinárias sem que seja necessário estabelecer uma contrapartida de custos de carbono para os geradores, seja na aquisição dos combustíveis fósseis ou aplicando recursos em opções de mitigação. O problema desta proposta é que ela acentuaria uma fragilidade latente do processo de formação de preços, que é estabelecer PLD incompatível com o custo do despacho efetivamente realizado pelo ONS (veja seção 8.3).

Problemas semelhantes estariam associados ao uso de um instrumento de comando e controle no despacho centralizado, determinando o despacho de todos os recursos a gás natural antes de acionar as usinas a carvão – operação com menos emissões teria prioridade independente do custo econômico. Contudo, esta medida também é de difícil conciliação com o atual processo de formação de preços, porque teria efeitos equivalentes ao despacho fora da ordem de mérito, o que significa “desotimizar” o despacho econômico. Nesse caso, como o PLD não é suficiente para cobrir o custo das termelétricas despachadas, os custos adicionais são cobertos com recursos de encargos setoriais cobrados nas tarifas dos consumidores finais. Apesar desta alternativa de comando e controle no despacho priorizar usinas menos poluentes, ela fere a lógica econômica e teria potencial para gerar os chamados “tarifaços” com efeitos distributivos indesejáveis.

¹⁷ Existe uma dificuldade de introduzir um sistema de Permissões para emitir GEE no Setor Elétrico Brasileiro, porque a maior parte dos geradores é despachada centralizadamente pelo ONS e, portanto, não haveria espaço para gestão das permissões.

Box 2: A remuneração de usinas termelétricas

O arranjo de *Balance Market* estabelecido no Brasil ao final da década de 1990 previa que os efeitos da contabilização de curto prazo deveriam compor a receita dos geradores, além dos recebimentos pelas vendas realizadas bilateralmente. Os compromissos bilaterais seriam lastreados com a Garantia Física (GF) do empreendimento, independentemente de a usina ter sido despachada, ou não. Por outro lado, os efeitos do Mercado de Curto Prazo (MCP) seriam sempre atribuídos ao gerador quando apuradas as diferenças entre a geração efetiva da usina e os compromissos de venda, sendo o resultado valorado ao PLD. Assim, um gerador termelétrico teria sua receita formada por: (i) recebimentos de compradores dos contratos bilaterais, onde se aplicam preços negociados entre as partes; e (ii) resultados do MCP, que podem ser positivos ou negativos, a depender da quantidade de energia produzida frente aos compromissos de venda. O gerador que tivesse CVU de R\$ 250/MWh, por exemplo, não seria despachado caso o PLD/CMO fosse R\$ 200/MWh, mas isso não seria um problema porque o resultado do MCP seria mais vantajoso para o gerador do que se ele tivesse que produzir a energia ao custo variável de R\$ 250/MWh. Os preços negociados bilateralmente pelo gerador termelétrico geralmente eram estáveis pelo período de vigência dos contratos, mas teriam que gerar receita suficiente no longo prazo para manter o negócio, considerando também que a usina seria despachada durante alguns períodos na ordem de mérito econômico, quando o custo do combustível utilizado seria atribuído ao produtor. O valor do PLD seria suficiente para cobrir o custo do combustível da usina marginal. Para as demais termelétricas despachadas o resultado do MCP produziria receitas superiores ao custo com combustíveis. Quanto maior o valor do PLD, maior o ganho das usinas inframarginais, em face da diferença entre o PLD e o CVU.

A partir dos leilões no ACR, os geradores termelétricos contratados passaram a receber uma receita fixa mensalmente e, quando chamados a gerar pelo ONS, recebem o valor do CVU para cobrir a despesa com o combustível. Portanto, a possibilidade de ter a geração valorada a preços superiores ao CVU deixou de ser uma realidade para as térmicas inframarginais. De fato, para estes geradores a gestão de riscos foi bastante simplificada porque os efeitos do MCP deixaram ser atribuídos a eles e foram alocados diretamente às distribuidoras compradoras no processo de contabilização da CCEE.

A contabilização das diferenças entre a geração efetiva e os compromissos de venda, continuam a ser valoradas ao PLD e os resultados liquidados mensalmente na CCEE são repassados integralmente para as tarifas dos consumidores finais.

Portanto, a medida de ajuste simples no CVU, embora tenha algum potencial para priorizar geração menos emitente, demandaria uma solução para impedir receita extraordinária para as usinas emitentes, que ocorrerá caso não seja estabelecida simultaneamente a obrigatoriedade de aplicação de recursos financeiros equivalentes em medidas de compensação. Atualmente, o arranjo comercial de contratos de disponibilidade resultantes dos leilões do ACR aloca a possibilidade de ganhos extraordinários aos compradores dos contratos, que por sua vez repassam os efeitos do Mercado de Curto Prazo (MCP)

às tarifas¹⁸. Diante do arranjo comercial vigente, onde as termelétricas não absorvem os efeitos do MCP, o efeito indesejado de aumentar ganhos de geradores emitentes (caso não exista a contrapartida de aplicação de recursos financeiros) passa a funcionar automaticamente como um ganho para o consumidor (veja exemplo no Anexo II).

Cabe observar que a inclusão de preços de carbono no valor dos combustíveis fósseis utilizados na geração termelétrica eliminaria esta receita extraordinária, dado que os geradores teriam uma contrapartida de custos associada às emissões de GEE. Da mesma forma, a criação de um tributo sobre carbono ou de encargo de carbono na CCEE também teria a função de capturar receitas extraordinárias.

9.1.4 COMPORTAMENTO DOS GERADORES FRENTE AO PREÇO DE CARBONO

ADICIONADO AO CVU

Caso mantido o esquema atual de despacho centralizado e com restrição ao mercado livre, o adicional no CVU não incentivaria mudança de comportamento dos agentes geradores no curto prazo, dado que a decisão sobre a quantidade de energia a ser produzida não compete a eles, mas sim ao operador central. No arranjo comercial vigente, onde as termelétricas emitentes firmam contratos por disponibilidade, os ganhos excepcionais no MCP que venham a ocorrer em função do PLD mais elevado (adicionado de preços de carbono e sem contrapartida) são automaticamente alocados às distribuidoras compradoras e posteriormente repassados às tarifas.

Apesar de os efeitos do preço de carbono no CVU serem neutros para os geradores contratados por disponibilidade, sob o ponto de vista do repasse de custos, pode-se alegar que o custo extra pelas emissões acrescido durante a vigência dos contratos representa uma quebra das condições pactuadas originalmente. Isto porque o empreendedor costuma fazer estudos sobre a probabilidade de a usina ser despachada, negocia com fornecedores de combustíveis e também tem sua Garantia Física (GF) estabelecida com base no valor do CVU declarado nos leilões. Portanto, esse é um risco a ser administrado no processo de introdução de preços de carbono. Por outro lado, o repasse de custos nas tarifas dos consumidores finais é um dos fatores que pode levar à redução do consumo e consequentemente à redução de emissões.

De um modo geral, esta análise sobre os efeitos da precificação do carbono no CVU deveria ser mais detalhada para os cenários futuros de formação da matriz, contemplando as usinas em construção ou vendidas nos leilões mais recentes. No momento, a medida tem a desvantagem de não surtir efeitos abrangentes em termos de emissões, dados os preços relativos da ordem de mérito e também o bloco térmico despachado pelo Operador. Contudo, existe a expectativa de que precificação do carbono no CVU se torne mais eficaz em cenários de hidrologia favorável, e a medida em que a participação de

¹⁸ Para algumas modalidades de contratação por disponibilidade onde há obrigação de entrega de montantes pré-definidos, o efeito do MCP permanece com o gerador, porém esses casos envolvem apenas fontes renováveis como solar e biomassa.

novas renováveis se tornar mais relevante na matriz. Nesse sentido, a medida se coloca alinhada com as demais políticas para o setor elétrico, além de constituir um instrumento de fácil implementação no arcabouço regulatório vigente.

Adicionalmente, a precificação do carbono no CVU também tem o potencial de surtir efeitos no longo prazo, influenciando a formação da futura matriz por meio do resultado dos leilões, tendo em vista que torna as usinas menos competitivas proporcionalmente ao nível de emissões. Porém, o efeito neste caso não seria sobre a decisão de despacho dos recursos disponíveis na matriz atual, mas sim na expansão do parque gerador. Embora esse efeito não diga respeito ao curto prazo, ele pode ser considerado mais um argumento em favor da precificação de emissões no CVU para fins de despacho.

9.1.5 CVU COM PREÇOS DE CARBONO: IMPACTO SOBRE AS CONDIÇÕES PACTUADAS NOS LEILÕES DO ACR

O processo de habilitação de empreendimentos termelétricos para os Leilões do ACR envolve a definição da Garantia Física (GF) da usina, que constitui o lastro para a venda da energia, independentemente de haver a produção de energia elétrica. O MME tem a atribuição de estabelecer a GF e para tanto utiliza o valor de CVU declarado pelo empreendedor interessado. A partir do valor do CVU, são realizados estudos prospectivos e simulações que permitem ao MME definir a GF da usina. Diante disso, caso o CVU de empreendimentos termelétricos fósseis venham ser acrescidos de preços de carbono, o montante correspondente à GF dessas usinas poderia ser questionado, tendo em vista que a perspectiva de despacho poderia ser alterada (quanto maior o CVU menor a probabilidade de a usina ser despachada e possivelmente o lastro seria menor).

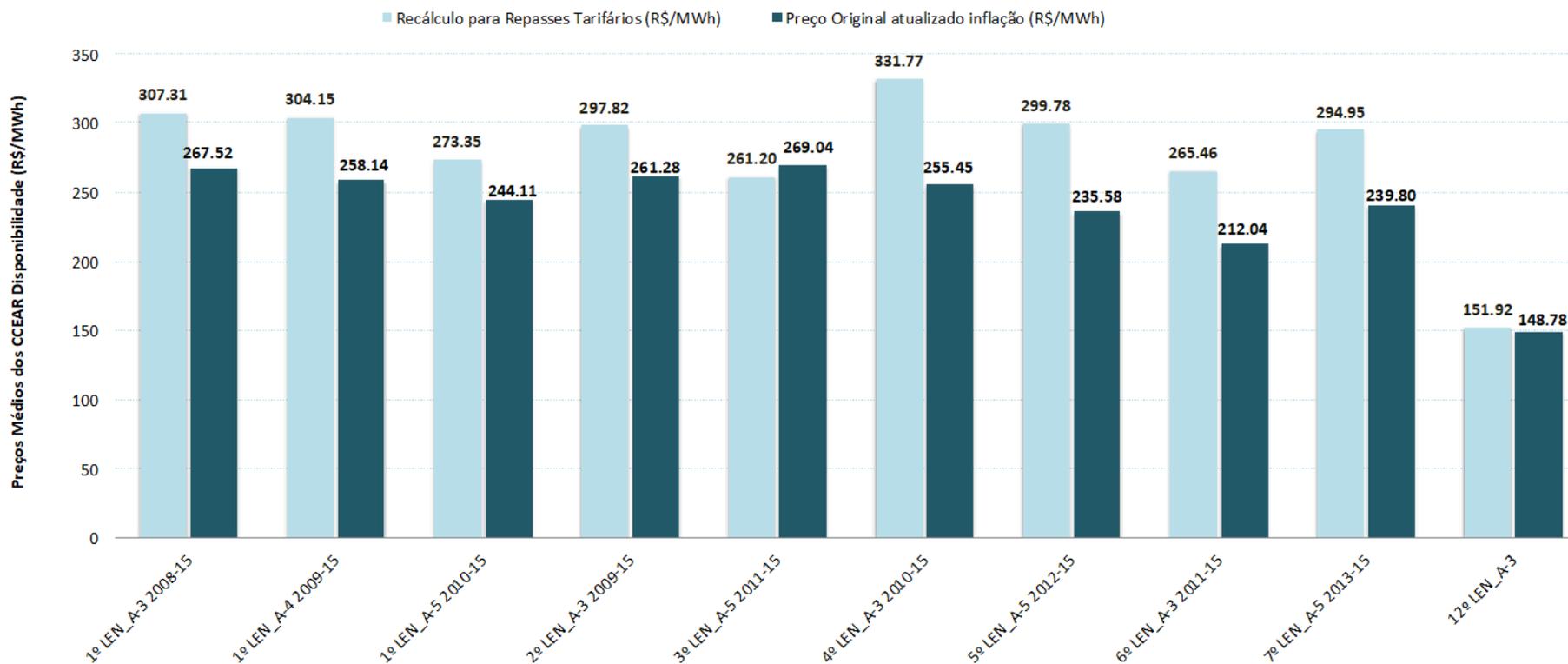
De fato, este aspecto evidencia uma fragilidade na proposta de inclusão de preços de carbono no CVU. As consequências poderiam ser: (i) revisão abrangente das Garantias Físicas; e/ou (ii) repasse de custos/prejuízos dos empreendedores ao longo da cadeia. Portanto, seria preciso construir uma solução para estas consequências.

Cabe argumentar que esta questão do desalinhamento entre a expectativa do empreendedor quando toma a decisão de entrar em um determinado leilão e o despacho efetivamente realizado já vem se mostrando um problema há algum tempo, porém motivado por outros fatores, especialmente pela hidrologia, que tem se realizado de forma muito diferente das séries consideradas nos cenários adotados no cálculo da GF. Assim como as hidroelétricas têm sido menos despachadas de forma sistêmica, muitas termelétricas tiveram despacho mais frequentes do que os estudos indicaram à época dos leilões e da definição da GF. Para os geradores hidroelétricos foi necessário renegociar os riscos hidrológicos e visitar contratos decorrentes dos leilões, mas para geradores termelétricos isso não ocorreu.

Uma outra análise pode ser feita ao se comparar o preço dos CCEAR na oportunidade em que a venda foi realizada no leilão e a expectativa construída pela ANEEL, para fins de repasse às tarifas dos consumidores. Em ambos os casos há um estudo sobre a probabilidade de despacho vinculado aos CVU, sendo que o preço adotado nos processos tarifários da ANEEL reflete as estimativas mais

recentes de despacho das usinas no ano seguinte. Trata-se, portanto, de uma forma de comparar as expectativas na época da realização dos leilões com expectativas mais recentes, calculadas considerando previsões de mercado, situação de armazenamento e configuração do parque gerador mais atualizados.

Gráfico 4 – Comparativo entre o preço médio original dos Leilões e o recálculo dos preços para fins de repasse tarifário em abril de 2018.



Fonte: Elaboração própria.

Os preços recalculados para fins de repasse tarifário estão maiores, na grande maioria contratos de termelétricas, ao compará-los com o ICB original atualizado pela inflação. Esta situação pode ser explicada por aumento no custo dos combustíveis acima da inflação ou, mais provavelmente, por previsão de despacho mais frequente dos empreendimentos termelétricos nos estudos mais recentes. Portanto, o desalinhamento entre o despacho real e a expectativa de geração considerada no cálculo da garantia física definida já ocorre independente de se precificar emissões no CVU. Nesse sentido, a inclusão do custo de carbono no CVU deve considerar a possibilidade de revisão das Garantias Físicas, se necessário, ou identificar se é cabível algum tipo de compensação aos empreendedores.

9.1.6 RESUMO DA PROPOSTA DE PRECIFICAÇÃO DE CARBONO NO CVU

Considerando exclusivamente ações no âmbito do setor elétrico, as análises sugerem que a melhor alternativa seria composta da seguinte maneira:

- (i) incluir um custo do carbono em R\$/MWh no CVU das térmicas proporcional às externalidades/emissões de cada fonte fóssil, diferenciado por fonte e por usina;
- (ii) manter estas novas referências de preços tanto no despacho econômico do ONS quanto no cálculo do PLD realizado pela CCEE, e também nos Índices Custo Benefício (ICB) dos leilões futuros;
- (iii) compensar aumentos tarifários impostos pelo maior custo da energia elétrica utilizando as receitas extras dos geradores emissores (dadas por Preço do CO₂ x Geração). O fundo setorial da CDE poderia receber e direcionar estes recursos para aplicar em opções de mitigação ou para compensar em parte o aumento do custo do risco hidrológico.
- (iv) Eliminar os benefícios fiscais e subsídios para termelétricas a carvão nacional, evitando que os efeitos de introdução de preços de carbono para estas usinas não sejam neutralizados.

Considerando que haveria precificação de carbono nos preços de combustíveis fósseis adquiridos por usinas termelétricas, as análises sugerem a seguinte solução:

- (i) representar um adicional de preços no CVU das térmicas em R\$/MWh, proporcional ao custo do carbono incluído no valor do combustível adquirido;
- (ii) manter estas novas referências de preços tanto no despacho econômico do ONS quanto no cálculo do PLD realizado pela CCEE, e também nos Índices Custo Benefício (ICB) dos futuros leilões;
- (iii) Eliminar os benefícios fiscais e subsídios para termelétricas a carvão nacional, evitando que os efeitos de introdução de preços de carbono para estas usinas não sejam neutralizados.

9.2 CONTRATOS INTERRUPTÍVEIS COM PRÊMIO PARA EMISSÕES EVITADAS

Outras medidas a serem consideradas para impacto no curto prazo dizem respeito aos mecanismos para redução dos níveis de consumo. Alguns países como Austrália e membros da União Europeia adotaram mecanismos de mercado para estimular redução do consumo, por meio de quotas representadas por certificados que ficaram conhecidos como *White Certificates*. Os certificados podem ser transacionados entre os diferentes agentes e com isso têm potencial para alocar de forma mais eficiente o consumo global, além de estimular o desenvolvimento de ESCOs – Energy Services Company, especializadas em implementar serviços eficiência energética e de consumo de água nas instalações de indústrias e prédios comerciais. No Brasil, a comercialização de metas de consumo (Certificado de Direito de Uso de Redução de Meta) implementada durante o racionamento de 2001/2002 se assemelhou ao esquema de *White Certificates* e provou ser capaz de contribuir com a redução de consumo necessária à época. A experiência internacional sobre a transação de certificados de conservação de energia pode ser avaliada no sentido de inspirar um modelo para o Brasil, tendo em vista o grande potencial de ganhos de eficiência energética nos processos industriais e no segmento comercial.

Mais recentemente, foram implementados no país contratos de fornecimento interruptível. Esses contratos, geralmente aplicáveis a grandes consumidores industriais em outros países, passaram a ser considerados como alternativa para a gestão dos recursos energéticos no Brasil desde o final de 2016, especialmente para compor a variabilidade da geração eólica no nordeste do país. Segundo o ONS, desde de 2012 o período de seca na bacia do São Francisco tem inviabilizado o uso da geração hidroelétrica nos momentos em que a geração eólica oscila, e por isso, o ONS tem utilizado recursos termelétricos e intercâmbio de energia de outras regiões, aproximando o fluxo de energia para o nordeste do limite máximo das redes. Com isso, o uso de contratos interruptíveis passou a figurar entre as ferramentas possíveis para que se faça a gestão dos recursos em base horária, incluindo os grandes consumidores na tomada de decisão.

Em tese, estes contratos permitem que o fornecimento da energia elétrica seja interrompido por algumas horas, quando os custos da geração alcançam um valor pré-definido. Em contrapartida, os consumidores têm previsão contratual para receber uma compensação pecuniária pela energia não consumida. Em sistemas hidrotérmicos, a retirada da carga de grandes consumidores no horário da ponta, por exemplo, pode evitar a necessidade de despacho de termelétricas mais caras e mais emittentes. No exemplo da região Nordeste, a redução no fornecimento para indústrias com contratos interruptíveis é uma alternativa para equacionar a intermitência do parque eólico, evitando também um provável acionamento de usinas termelétricas ou a necessidade de interrupções, dados os limites de intercâmbio das redes de transmissão.

A partir de 1º de janeiro de 2018, foi regulamentado um projeto piloto contemplando as regras necessárias para que os consumidores livres se habilitem para participar do esquema de “Resposta da Demanda”, como também pode ser denominado o arranjo dos contratos interruptíveis. Em linhas gerais, o ONS definiu três produtos que são considerados serviços prestados pelo consumidor, quando ele

responde aos seus comandos de redução da carga, a saber: (i) reserva de potência; (ii) capacidade de atendimento à ponta; e (iii) controle de frequência. Para cada um desses, o ONS divulga no mês anterior ao de referência a grade de horários em que o Sistema teria interesse em considerar a resposta da demanda. A formalização do instrumento se dá por meio dos chamados Contratos de Prestação de Serviços Ancilares (CSPA).

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) tem a função de contabilizar os resultados, considerando as regras estabelecidas e os preços ofertados pelos consumidores para cada um dos produtos. A CCEE define ainda a linha de base (consumo de referência) sobre a qual será verificado se houve a redução do consumo e em qual magnitude, para que seja contabilizada a resposta ao comando do ONS e estabelecido o valor a ser recebido pelo consumidor na liquidação da CCEE.

A proposta que se faz seria a de incluir um **prêmio adicional ao preço pactuado**, com base nas **emissões evitadas** por consumidores que deixam de ser atendidos voluntariamente nos termos destes contratos interruptíveis. O prêmio tem o papel de **incentivar a adesão aos contratos interruptíveis**, que deveriam ser estendidos para outras regiões onde o despacho termelétrico é fundamental ao atendimento da carga no horário de ponta.

O mesmo sistema de adesão e contabilização adotado para o Projeto Piloto pode ser mantido, mas a **remuneração da resposta da demanda** seria adicionada de um **prêmio correspondente ao valor das emissões evitadas**, quando o plano de despacho diário divulgado no dia anterior indicasse o uso de termelétricas no horário da ponta, ou em outros horários estabelecidos pelo ONS nos quais a resposta da demanda interesse ao Operador. A remuneração do carbono evitado – o prêmio – em R\$/MWh, será muito menor que o valor do PLD da térmica evitada, porque deve guardar relação com o custo do carbono. Os recursos financeiros para realizar o pagamento aos consumidores que aderem aos contratos interruptíveis devem ser obtidos de forma equivalente aos Encargos de Serviços do Sistema (ESS) por segurança energética ou por restrição de transmissão (*Constrained-off*)¹⁹.

Os contratos interruptíveis com prêmio por CO₂ evitado podem ser implementados imediatamente e têm potencial para reduzir emissões no curto prazo, ou seja, é uma medida que não dependerá de intervenções na formação da matriz futura para surtir efeitos. Embora seja notadamente uma ação de curto prazo, os contratos interruptíveis podem ser instrumento importante no futuro, quando as fontes intermitentes alcançarem proporções significativas.

¹⁹ Constrained-off: a usina térmica está despachada. Entretanto, devido a restrições operativas, o ONS solicita a redução de sua geração. Neste caso, o ESS é usado para ressarcir o montante de energia não gerado pela usina

9.3 TRIBUTOS OU ENCARGOS SOBRE CARBONO PREVISTOS NOS NOVOS CONTRATOS DE USINAS EXISTENTES

Entre as medidas avaliadas com efeito sobre a matriz existente está a possibilidade de tratar diretamente da **precificação do carbono nos volumes descontratados ou na renovação dos contratos regulados existentes**. Esta possibilidade de aplicar um tributo ou um encargo sobre a geração fóssil apenas na renovação dos contratos, e não de forma imediata nos contratos correntes, visa preservar as condições pactuadas nos Leilões do ACR que viabilizaram os empreendimentos de termelétricas a combustível fóssil.

O **tributo de carbono deveria incidir sobre a energia efetivamente gerada pelas fontes fósseis**, com base nas informações da CCEE. Os geradores teriam a obrigação de recolher os valores correspondentes à União. O valor da alíquota deve ser dimensionado de modo compatível com as referências internacionais do custo do carbono. Nesse caso, os efeitos sobre os geradores emitentes seria a perda de competitividade em relação aos demais quando da negociação de novos contratos.

Os efeitos de uma proposta de tributação sobre o carbono de forma isolada – sem outros instrumentos como o custo de emissões no despacho – são limitados porque penalizam usinas já construídas e que são despachadas apenas por decisão do ONS. Por isso, a criação de um tributo sobre o carbono seria mais pertinente quando combinada com outro mecanismo que interfira na decisão de uso dos recursos fósseis, como é o caso da proposta de incorporação no preço de carbono no CVU. Assim, o tributo de carbono teria a função de capturar receitas excepcionais de geradores emitentes. Nesse sentido, a adição de preços de carbono aos CVUs deveria vir acompanhada de tributo sobre o carbono.

Neste ponto identifica-se uma complexidade adicional relativa ao efeito de um tributo de carbono incidente sobre novos contratos, porém apurado sobre a energia efetivamente produzida. Os contratos negociados são lastrados pela Garantia Física dos empreendimentos que independem da geração real da usina, com isso os custos do tributo sobre o carbono seriam repassados nos novos contratos considerando a expectativa de despacho das usinas correspondentes, o que adiciona mais incertezas nas novas negociações.

Uma outra forma de incluir emissões nas novas negociações de energia de usinas existentes seria a criação de um **encargo de carbono** sobre a geração fóssil na CCEE, o que se mostra **mais compatível com o arranjo setorial e facilitaria a gestão e reciclagem dos valores correspondentes**. O valor do encargo de carbono seria aplicado na própria contabilização da CCEE, com efeitos de um ajuste de preços, sem que sejam necessários novos custos de transação para recolhimento à União.

Esta proposta – tributo ou encargo – é considerada uma medida de curto prazo, pois não depende de modificar o parque gerador para surtir efeitos, porém sua aplicabilidade dependeria do encerramento dos contratos firmados nos primeiros leilões de expansão, caso não se pretenda alterar as condições originalmente estabelecidas. Os leilões centralizados começaram a ocorrer ao final do ano 2005 e no início de 2006. As usinas termelétricas resultantes destes leilões iniciaram a operação a partir de 2008/2009, com contratos regulados de venda de energia com duração de 15 anos. Assim, apenas a

partir de 2023/2024 seria possível dar início à cobrança dos encargos sobre as emissões dessas usinas. A cada ano, a partir de então, com o fim dos primeiros contratos no ACR, seriam adicionados novos contratos sujeitos ao encargo de carbono.

Dois aspectos desta proposta podem comprometer a eficácia dos resultados em termos de redução de emissões: (i) pequena base de incidência no início; e (ii) geradores termelétricos semelhantes sujeitos a tributação distintas. Caso o gerador no ambiente regulado tenha possibilidade de vender excedentes para o mercado livre no curto prazo, haverá um desequilíbrio na concorrência com um gerador já submetido à tributação de carbono. Nesse caso, seria importante desenhar um mecanismo que permitisse onerar a venda dos excedentes dos geradores ainda comprometidos no ACR.

Outra questão fundamental para potencializar os efeitos do tributo ou encargo de carbono em termos de redução de emissões é aprimorar o ambiente de mercado e estabelecer um mecanismo de despacho por oferta de preços. Com isso, os geradores termelétricos, ao submeterem suas ofertas de preços e volumes, levariam em consideração os custos das emissões, perdendo competitividade frente às demais fontes renováveis ou menos emissores.

9.3.1 RESUMO DA PROPOSTA DE TRIBUTOS OU ENCARGOS SOBRE CARBONO

PREVISTOS NOS NOVOS CONTRATOS DE USINAS EXISTENTES

- (i) Preferir o formato de encargo de carbono ao tributo de carbono, tendo em vista os maiores custos de transação do tributo no que diz respeito ao recolhimento à União e para reciclagem das receitas;
- (ii) Não aplicar encargo/tributo de carbono de forma isolada, porque este instrumento isoladamente não seria capaz de interferir na decisão de despacho dos recursos energéticos, mas apenas levaria a perda de competitividade na negociação de novos contratos de fontes fósseis no mercado livre.
- (iii) Utilizar o encargo de carbono para capturar receitas extras na CCEE e reciclá-la para atenuar distributivos ou para financiamentos em opções de mitigação. Porém o encargo de carbono não pode ser introduzido caso exista precificação de carbono no custo de combustíveis adquiridos por geradores termelétricos, pois haveria captura de receitas em duplicidade;

9.4 TRIBUTOS OU ENCARGO SOBRE CARBONO PREVISTOS NOS CONTRATOS DE NOVAS USINAS

No longo prazo também se avaliou considerar nos contratos de comercialização de energia de novas unidades geradoras a precificação do carbono sob a forma de um tributo ou encargo. Ou seja, os leilões de energia seriam impactados, na medida em que as termelétricas de fontes fósseis teriam a perspectiva de recolhimento do tributo sobre o carbono, enquanto as demais fontes ficariam isentas. O

ganho relativo de competitividade das fontes renováveis na expansão da matriz também observaria a internalização do custo de emissões no CVU, aumentando o Índice Custo Benefício (ICB) das usinas emittentes. Portanto, no momento do leilão de expansão, os dois mecanismos devem ser sinalizados ao mercado: (i) perspectiva de tributo ou encargo de carbono sobre a energia efetivamente gerada; e (ii) inclusão do custo das emissões no CVU que compõe o ICB.

Assim como mencionado no item anterior, o formato de **encargo de carbono é preferível ao tributo de carbono**, tendo em vista os maiores custos de transação associados ao tributo no que diz respeito ao recolhimento à União e à reciclagem das receitas. No entanto, o encargo de carbono não pode ser aplicado caso exista precificação de carbono no custo de combustíveis adquiridos por geradores termelétricos, porque nesse caso haveria captura de receitas em duplicidade.

A exemplo de outros países, a arrecadação do tributo de carbono poderá ser direcionada para minimizar os impactos e efeitos distributivos que recaem sobre a população de baixa renda ou para financiar investimentos em opções de mitigação.

9.5 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO COM COMANDO E CONTROLE E PREÇOS DE CARBONO

No que diz respeito ao **planejamento da matriz futura**, a experiência internacional destaca desafios associados à manutenção de usinas termelétricas que sejam capazes de formar reserva de capacidade para o sistema elétrico e assegurar o fornecimento mesmo com a maior participação de fontes intermitentes. Nesse sentido, o planejamento do portfólio de fontes no longo prazo deverá tratar destas questões, valorando atributos como a capacidade de resposta aos comandos de despacho, localização e potencial de atendimento à demanda nos horários de pico. Dito de outra forma, a introdução de instrumentos como o encargo sobre carbono e inclusão dos custos de emissões no ICB dos leilões (via CVU), poderá comprometer muito a competitividade das fontes fósseis de resposta rápida que complementam a oscilação das renováveis. Por essa razão, o modelo de planejamento deveria ser reforçado no sentido de estabelecer metas (vide item 8.2.1) e promover o alcance das fontes necessárias ao sistema por meio de leilões direcionados para fontes ou atributos específicos.

Trata-se de empregar comando e controle no Planejamento de forma estratégica, orientando os Leilões para uma solução centralizada de expansão, onde se estabelecem metas compatíveis com os objetivos nacionais sobre a matriz energética. Na elaboração do Planejamento, é importante incluir o preço de emissões no Mecanismo de Decisão sobre os Investimentos (MDI), atualmente utilizado pela EPE nos estudos de otimização dos custos de expansão.

Outros instrumentos aplicáveis à matriz existente também deverão surtir efeitos na expansão do parque gerador, como a inclusão do preço de carbono no CVU (refletindo no ICB dos leilões) e a aplicação de tributos ou encargos sobre as emissões.

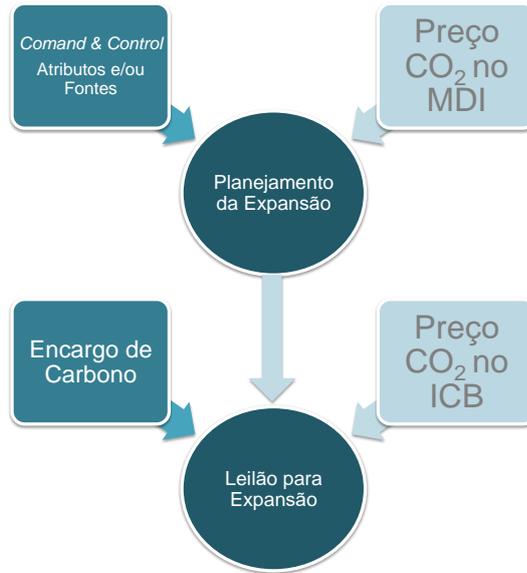


Figura 11 – Arranjo de instrumento proposto para redução de emissões e precificação de carbono, a incidir da matriz elétrica futura

Fonte: Elaboração própria.

9.6 VISÃO GERAL DAS PROPOSTAS

A figura seguinte ilustra as alternativas avaliadas para redução de emissões e precificação de carbono, considerando a incidência no curto e no longo prazo. Cabe observar, contudo, que muitos mecanismos devem surtir efeitos no curto prazo, influenciando o uso da capacidade instalada, e também no longo prazo interferindo na qualidade da expansão do parque gerador.

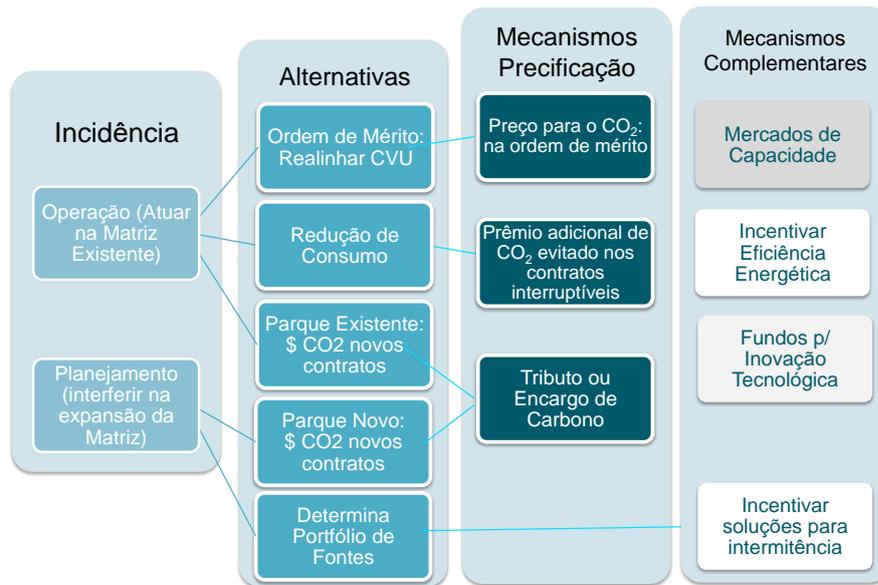


Figura 12 – Alternativas para redução de emissões e precificação de carbono no SEB

Fonte: Elaboração própria.

10 ANÁLISE SWOT DAS PROPOSTAS

As propostas descritas no Capítulo 9 podem ser apresentadas considerando um modelo de Matriz SWOT, onde são destacadas forças, fraquezas, oportunidades e ameaças de cada um dos mecanismos. Esta abordagem tem o intuito de estabelecer uma ferramenta útil a um plano de ação para reduzir os riscos e aumentar as chances de sucesso na implementação.

10.1 INCORPORAÇÃO DE PREÇOS DE CARBONO NO CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO DAS USINAS COM RECICLAGEM DA RECEITA EXTRAORDINÁRIA

Forças	Oportunidades
1 Prioriza despacho com menos emissões	1 Sinaliza preços para mercado livre
2 Simples implementação	2 Renováveis mais competitivas no ACL
3 Influencia planejamento da expansão	3 Alinhada com objetivos da Reforma do SEB
4 Impacta o resultado dos Leilões de expansão	4 Receita extraordinária destinada para atenuar efeitos distributivos ou opções de mitigação
	5 Efeitos potencializados com maior penetração de renováveis
Fraquezas	Ameaças
1 Pode ser questionado por adicionar custo após Leilões, demandando Pass-through	1 Pode ser ineficaz em reduzir emissões no despacho
2 Prejudica novas usinas a Gás para compor intermitência	2 Inexistência de despacho por oferta de preços (gestão do gerador)
	3 Elevar níveis de preços de modo geral

Figura 13 – Matriz SWOT para proposta de adicional de Preço de Carbono no CVU com reciclagem de receitas extraordinárias

Fonte: Elaboração própria.

10.2 INCORPORAÇÃO DE PREÇOS DE CARBONO NO CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO DAS USINAS COM CONTRAPARTIDA DE CUSTOS NA AQUISIÇÃO DO COMBUSTÍVEL PARA GERAÇÃO TERMELÉTRICA

Forças	Oportunidades
1 Prioriza despacho com menos emissões	1 Sinaliza preços para mercado livre
2 Simples implementação	2 Renováveis mais competitivas no ACL
3 Influencia planejamento da expansão	3 Alinhada com objetivos da Reforma do SEB
4 Impacta o resultado dos Leilões de expansão	4 Efeitos potencializados com maior penetração de renováveis
5 Não gera receita extra para geradores emissores	
Fraquezas	Ameaças
1 Pode ser questionado por adicionar custo após Leilões, demandando Pass-through	1 Pode ser ineficaz em reduzir emissões no despacho
2 Prejudica novas usinas a Gás para compor intermitência	2 Inexistência de despacho por oferta de preços (gestão do gerador)
	3 Elevar níveis de preços de modo geral

Figura 14 – Matriz SWOT para proposta de adicional de Preço de Carbono no CVU com contrapartida de custos na aquisição do combustível para geração termelétrica.

Fonte: Elaboração própria.

10.3 CONTRATOS INTERRUPTÍVEIS COM PRÊMIO PARA EMISSÕES EVITADAS

Forças	Oportunidades
1 Eficaz para solucionar intermitência de novas renováveis	1 Incentiva uso racional dos recursos
2 Minimiza ou posterga investimentos em novas termelétricas a gás	2 Amplia instrumentos de gestão pelo consumidor
3 Sinaliza custo de emissões para consumidores livres	3 Oportuno para matriz com maior participação renováveis intermitentes
4 Pode evitar geração termelétrica/emissões	
5 Custo do Prêmio de CO2 é inferior ao custo da geração termelétrica evitada (Reduz custo da operação)	
Fraquezas	Ameaças
1 Restrito ao mercado livre num primeiro momento	1 Complexidade para adequar processos industriais a interrupção programada
2 Pode ser pouco atrativo para indústrias em uma análise custo/benefício	2 Complexidade na gestão dos diferentes produtos demandados pelo ONS

Figura 15 – Matriz SWOT para proposta de contratos interruptíveis com prêmio para emissões evitadas

Fonte: Elaboração própria.

10.4 TRIBUTO OU ENCARGO SOBRE CARBONO PREVISTO PARA NOVOS CONTRATOS DE USINAS EXISTENTES

Forças		Oportunidades	
1	Incide diretamente sobre geração/emissões do parque existente	1	Aprimorar ambiente de mercado com gestão do gerador sobre a energia produzida (Despacho por oferta de preços)
2	Perda de competitividade das termelétricas fósseis existentes	2	Rever a carga tributária e volume de encargos setoriais no SEB
3	Base de incidência crescente a partir de 2023/2024 com a descontração - usinas de Leilões no ACR	3	Receita do tributo destinada para atenuar efeitos distributivos ou opções de mitigação
Fraquezas		Ameaças	
1	Amplia a tributação que já é elevada no SEB	1	Inexistência de despacho por oferta de preços (gestão do gerador)
2	Elevar níveis de preços de modo geral	2	Sobreposição de efeitos com Preços de CO2 no CVU (requer sistema de abatimentos)
3	Efeitos reduzidos na redução de emissões (a usina já existe e a comercialização é desvinculada do despacho central)	3	Geradores Termelétricos contratados e descontraçados com tributação distinta (mesmo produto)

Figura 16 – Matriz SWOT para proposta de tributo/encargo de carbono sobre energia de usinas existentes

Fonte: Elaboração própria.

10.5 TRIBUTO OU ENCARGO SOBRE CARBONO PREVISTO PARA CONTRATOS DE NOVAS USINAS

Forças		Oportunidades	
1	Adiciona competitividade às renováveis nos leilões de expansão	1	Estimular inovação tecnológica na expansão
2	Diferencia fósseis em relação a intensidade de emissões - mais emitentes perdem competitividade	2	Aprimorar ambiente de mercado com gestão do gerador sobre a energia produzida (Despacho por oferta de preços)
		3	Rever a carga tributária e volume de encargos setoriais no SEB
		4	Receita do tributo destinada para atenuar efeitos distributivos ou opções de mitigação
Fraquezas		Ameaças	
1	Amplia a tributação que já é elevada no SEB	1	Inexistência de despacho por oferta de preços (gestão do gerador)
2	Eleva níveis de preços de modo geral	2	Sobreposição de efeitos com Preços de CO2 no CVU (requer sistema de abatimentos)
3	Não incide sobre usinas existentes	3	Tributação distinta sobre contratos semelhantes do ACR - Termelétricas existentes e novas

Figura 17 – Matriz SWOT para proposta de tributo/encargo de carbono sobre energia de novas usinas

Fonte: Elaboração própria.

10.6 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO COM COMANDO & CONTROLE E PREÇOS DE CARBONO

Forças		Oportunidades	
1	Valora o custo das emissões nos estudos sobre o planejamento da expansão - renováveis mais competitivas	1	Aprimorar a matriz energética - mais alinhada às Políticas para Energia e Clima
2	Desacelera a tendência de aumento de emissões	2	Favorecer a inovação tecnológica e a modernização do parque gerador
3	Estabelece metas e atributos para os Leilões de novas usinas		
4	Orienta a busca de atributos técnicos necessários para solucionar a intermitência das fontes renováveis		
5	Sinergia com instrumentos de precificação de emissões no curto prazo (Preço CO2 no despacho)		
Fraquezas		Ameaças	
1	Pode elevar níveis de preços de modo geral	1	Não atrair os investimentos necessários para as usinas/fontes indicadas no Planejamento da Expansão
2	Requer maior proximidade entre planejamento da expansão e realização dos Leilões	2	Resultados do Leilões de expansão podem não alcançar metas e atributos necessários ao Sistema Elétrico

Figura 18 – Matriz SWOT para proposta de Planejamento da Expansão com Comando & Controle e Preços de Carbono

Fonte: Elaboração própria.

11 CONCLUSÕES

A proposição de instrumentos de precificação de carbono tem como objetivo final reduzir emissões por meio de respostas ao sinal de preço. Assim, a abordagem utilizada neste trabalho buscou identificar os mecanismos presentes no atual arcabouço legal do setor elétrico que se alinham ou que são conflitantes com o objetivo de promover a redução ou a desaceleração das taxas de emissões.

O mapeamento das políticas para o SEB permite constatar que há um conjunto de incentivos para fontes fósseis (carvão e gás natural), motivados pela necessidade de dar robustez ao sistema interligado nacional e reduzir os riscos associados a períodos de hidrologia desfavorável. Esses incentivos foram estabelecidos em um contexto passado diferente da atual formação da matriz elétrica. Portanto, **a introdução de preços de carbono exigiria uma revisão dos atuais incentivos para fontes fósseis, eliminando sinais conflitantes na política setorial.**

Diferente de outros países com mercados mais consolidados, no Brasil não há de se fazer um movimento de descarbonização da matriz, mas é necessário **aprimorar o processo de planejamento** das fontes que são adicionadas anualmente por meio dos leilões de expansão do parque gerador. Nesse sentido, as **externalidades relativas às emissões devem ser precificadas** nas ferramentas e estudos que orientam a decisão sobre os investimentos necessários.

Embora o maior potencial para redução de emissões se concentre em ações relacionadas à formação da futura matriz energética, **existe algum espaço para alcançar redução de emissões com a configuração atual do parque gerador.** Mecanismos que proporcionam redução de consumo tendem a ter impacto direto na redução de emissões, especialmente quando usinas termelétricas a partir de fontes fósseis são acionadas de modo complementar à geração hidráulica.

Instrumentos comerciais do tipo “contratos interruptíveis” são uma alternativa valiosa para evitar o acionamento de termelétricas em horários de pico, ou também para compensar a oscilação de fontes renováveis intermitentes, com participação cada vez maior na matriz elétrica nacional. Trata-se de uma oportunidade para introduzir um **prêmio adicional pelas emissões evitadas**, o que se configura em um incentivo para a adesão deste **instrumento de resposta da demanda**. Este tipo de medida estimula o uso racional dos recursos energéticos e amplia o compromisso do consumidor na gestão do consumo de energia elétrica.

Ainda no que se refere a uso dos recursos disponíveis na configuração atual do parque gerador, é possível introduzir precificação de carbono no processo de despacho das usinas, tendo em vista que a decisão sobre os recursos a serem despachados considera ordem de mérito econômico sem incluir o custo das externalidades decorrentes de emissões. A lógica atualmente empregada no despacho tende a priorizar usinas a carvão à frente de termelétricas a gás natural, que geralmente emitem menos. A introdução de preços de carbono na ordem de mérito econômico não assegura que as usinas a carvão sempre serão despachadas após o gás natural, pois há também um fator associado à eficiência operativa dos empreendimentos. Mas ainda assim, a **precificação das emissões** é uma externalidade que merece ser **considerada na decisão de despacho** e pode interferir na escolha dos recursos energéticos posicionando fontes menos emissoras à frente daquelas que poluem mais.

Um dos efeitos dos preços de carbono na ordem de mérito de despacho é a elevação do PLD, o que potencialmente geraria receitas excepcionais para os geradores emitentes, caso não exista uma contrapartida de custo associada. Contudo, o arranjo comercial estabelecido no ACR a partir de 2004 para a contratação de usinas termelétricas por disponibilidade passou a alocar os efeitos da contabilização no **mercado de curto prazo (MCP)** para as distribuidoras compradoras. Tais efeitos são repassados aos consumidores finais por meio das tarifas reguladas, de modo que ônus e bônus decorrentes da precificação de carbono no despacho e na formação do PLD recairiam diretamente nos consumidores finais. No entanto, para contratos anteriores à Lei 10.848/2004, e também para transações bilaterais no ACL, os efeitos do MCP permanecem com os geradores, podendo levar agentes termelétricos emissores a maiores ganhos com a precificação do carbono. Possivelmente a forma mais natural solucionar esta questão é incluir **preços de carbono no custo do combustível fóssil adquirido para geração termelétrica**. Outras formas de **contrapartida**, também podem ser desenhadas, tais como a criação de um **tributo de carbono** ou um **encargo de carbono na CCEE**. Este último teria menores custos de transação e seria mais facilmente apurado a partir dos dados de geração verificada.

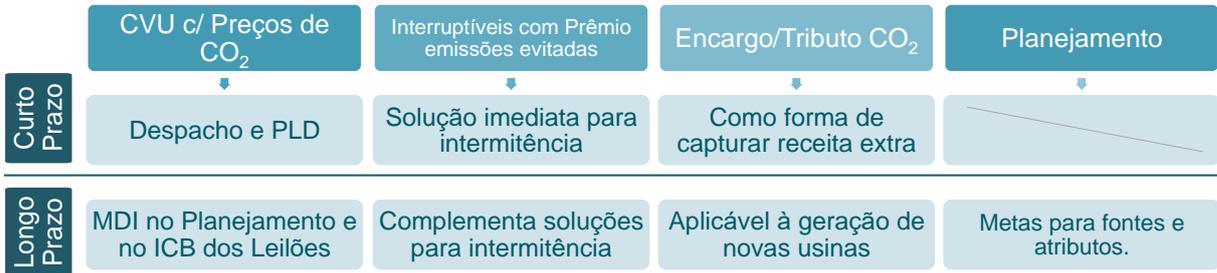
Assim, o **encargo sobre emissões** poderá ser empregado para precificar as externalidades associadas às emissões, mas ele não poderia ser empregado de forma simultânea com preços de carbono no custo do combustível adquirido para geração termelétrica, porque ambos teriam o efeito de evitar receitas extras dos geradores emitentes.

Na hipótese de se adotar o **encargo sobre o carbono juntamente com o sinal de preços de emissões no CVU**, poderia ser estabelecida incidência sobre a geração de empreendimentos existentes, como forma de eliminar receitas excepcionais. Ao mesmo tempo a medida sinalizaria uma expectativa de recolhimento nas análises de investimento na matriz futura, impactando assim na expansão do parque gerador.

De um modo geral, todas as medidas propostas seriam potencializadas se uma nova reforma do setor fosse capaz de **aprimorar o ambiente de negócios**, com o **fortalecimento dos sinais de preço** ao longo da cadeia do setor elétrico e com a **ampliação dos instrumentos de mercado**. Entre estes aspectos destacam-se medidas como: (i) abertura do mercado cativo; (ii) revisão da estrutura tarifária na baixa tensão, com segregação de tarifas de fio e tarifas de consumo de energia; (iii) tarifas dinâmicas no mercado cativo, com flexibilidade para sinalizar mudanças no custo do despacho; (iv) modernização das redes de distribuição – com substituição de medidores e em termos de comando, controle e tratamento de dados; e (v) despacho por oferta de preços, envolvendo grau considerável de auto-despacho e preços no mercado de curto prazo estabelecidos com base nas ofertas dos geradores.

O Quadro 16 e o Quadro 17 a seguir apresentam uma síntese dos instrumentos de precificação de carbono propostos, com destaque para os feitos no curto e longo prazo.

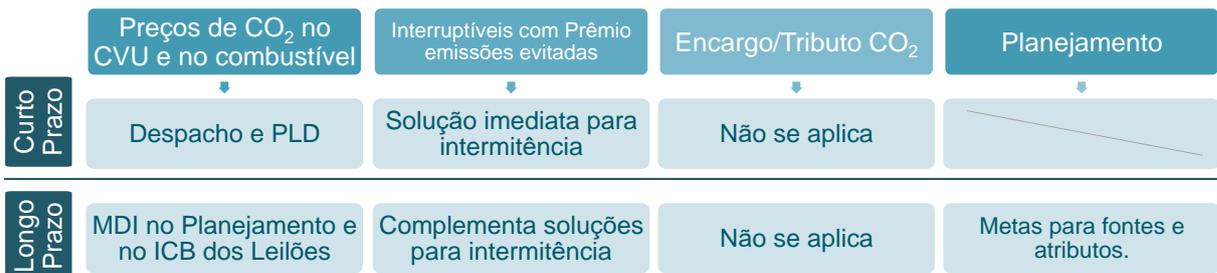
Quadro 16 - Síntese dos instrumentos de precificação de carbono propostos para o Setor Elétrico sem preços de carbono no setor de combustíveis



Fonte: Elaboração própria.

Na hipótese de se precificar o carbono nos combustíveis adquiridos para geração termelétrica, então não seria recomendada a aplicação do encargo ou tributo de carbono, de forma que o conjunto de soluções seria o representado a seguir:

Quadro 17 - Síntese dos instrumentos de precificação de carbono propostos para o Setor Elétrico com preços de carbono no setor de combustíveis.



Fonte: Elaboração própria.

Os instrumentos de precificação de carbono e redução de emissões avaliados neste trabalho envolveriam alguns pontos de regulação/ revisão nas políticas setoriais, ilustrados de forma resumida na figura a seguir:

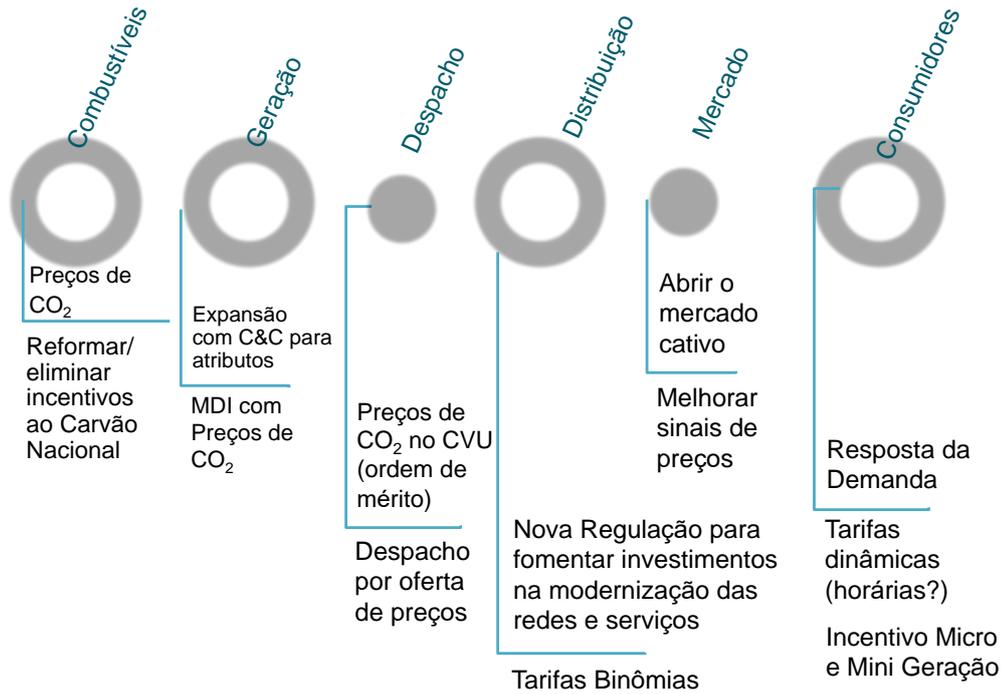


Figura 19 - Pontos de regulação/ revisão nas políticas setoriais

Fonte: Elaboração própria.

12 REFERÊNCIAS

Produto 1 – Diagnóstico e Mapeamento das Políticas do Setor Elétrico

Produto 1 – Experiência Internacional

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Energia Assegurada / Agência Nacional de Energia Elétrica. - Brasília: ANEEL, 2005 18 p.: il. - (Cadernos Temáticos ANEEL; 3).

Bertoldi, P; Rezessy, S. *Tradable certificates for energy savings (White Certificates) – Theory and Practice*. Institute for Environment and Sustainability, Directorate-General Joint Research Centre, European Commission, 2006.

Comitê de Revitalização do Setor Elétrico – Relatório de Progresso nº 3, Brasília, 5 de junho de 2002.

ELETROBRAS, 2017. CDE – Movimentação Financeira 2016. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/FundosSetoriaisCDE/Forms/AllItems.aspx>>. Acesso em 18 de abril de 2018.

PINTO, L; LEITE, P. *Smart-grid, green energy and responsive consumers: a "smart-green" framework*. Powertech, Norway Trondheim, 2011

RECEITA FEDERAL, *Demonstrativo dos Gastos Governamentais Indiretos de Natureza Tributária Bases Efetivas* – Ano calendário 2014, Série 2012 a 2017. Brasília, março de 2017.

ANEXO I – EXEMPLO ORDEM DE MÉRITO DE CUSTOS VARIÁVEIS UNITÁRIOS DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA

O Quadro 18 a seguir apresenta a ordem de mérito comparativa, incluindo todas as usinas nucleares e todas as fontes termelétricas disponíveis. Nele pode-se constatar que, para um despacho termelétrico de aproximadamente 10 mil MW médios, praticamente todas as usinas a carvão seriam despachadas pela ordem de mérito econômico, independentemente do adicional de preços de carbono no CVU.

Quadro 18 – Comparativo da ordem de mérito das usinas termelétricas disponíveis na matriz com adicional de CO₂ no CVU de termelétricas a carvão

Usina	Fonte	Disponibilidade (MW)	CVU (R\$/MWh)	Usina	Fonte	Disponibilidade (MW)	CVU+CO ₂ (R\$/MWh)
ANGRA 2	Nuclear	1232	20	ANGRA 2	Nuclear	1232	20
ANGRA 1	Nuclear	538	25	ANGRA 1	Nuclear	538	25
NORTEFLU-1	Gás	400	38	NORTEFLU-1	Gas	400	38
NORTEFLU-2	Gás	82	59	NORTEFLU-2	Gas	82	59
ERB CANDEIAS	Biomassa	8	60	ERB CANDEIAS	Biomassa	8	60
MARANHAO III	Gas	501	69	MARANHAO III	Gas	501	69
TERMOPE	Gas	434	70	TERMOPE	Gas	434	70
CANDIOTA 3	Carvão	241	74	PARNAIBA IV	Gas	52	82
PARNAIBA IV	Gas	52	82	BAIXADA FLU	Gas	488	87
BAIXADA FLU	Gas	488	87	CANDIOTA 3	Carvão	241	88
STA VITORIA	Biomassa	17	90	STA VITORIA	Biomassa	17	90
MARANHAO IV	Gas	325	96	MARANHAO IV	Gas	325	96
MARANHAO V	Gas	328	96	MARANHAO V	Gas	328	96
ST.CRUZ NOVA	GNL	413	102	ST.CRUZ NOVA	GNL	413	102
NORTEFLU-3	Gas	165	103	NORTEFLU-3	Gas	165	103
P. PECEM I	Carvão	588	104	P. PECEM I	Carvão	588	118
PORTO ITAQUI	Carvão	313	109	PORTO ITAQUI	Carvão	313	123
P. PECEM II	Carvão	341	115	P. PECEM II	Carvão	341	129
P.MEDICI A	Carvão	24	116	P.MEDICI A	Carvão	24	130
P.MEDICI B	Carvão	62	116	P.MEDICI B	Carvão	62	130
FORTALEZA	Gas	306	140	FORTALEZA	Gas	306	140
LINHARES	GNL	197	151	LINHARES	GNL	197	151
J.LACERDA C	Carvão	293	156	DO ATLANTICO	Resíduos I	110	165
DO ATLANTICO	Resíduos I	110	165	J.LACERDA C	Carvão	293	170
J.LACERDA B	Carvão	205	186	N.VENECIA 2	Gas	165	188
N.VENECIA 2	Gas	165	188	T LAGOAS_L1	Gas	116	195
T LAGOAS_L1	Gas	116	195	J.LACERDA B	Carvão	205	200
J.LACERDA A2	Carvão	105	195	J.LACERDA A2	Carvão	105	209
CHARQUEADAS	Carvão	21	205	JUIZ DE FORA	Gas	81	214
JUIZ DE FORA	Gas	81	214	CHARQUEADAS	Carvão	21	219
NORTEFLU-4	Gas	104	233	NORTEFLU-4	Gas	104	233

Usina	Fonte	Disponibilidade (MW)	CVU (R\$/MWh)
TERMORIO_L1	Gas	663	235
S.JERONIMO	Carvao	9	248
PERNAMBUCO III	Oleo	173	254
J.LACERDA A1	Carvao	62	258
CISFRAMA	Biomassa	2	264
CCBS_L1	Gas	144	286
MARACANAU I	Oleo	145	293
W.ARJONA	Gas	163	297
SUAPE II	Oleo	338	298
TERMOCEARA	Gas	168	299
CCBS_L13	Gas	54	300
FAFEN	Gas	101	301
T LAGOAS_L13	Gas	186	301
IBIRITERMO	Gas	203	302
APARECIDA	Gas	150	302
TERMORIO_L13	Gas	238	303
EBOLT_L13	Gas	57	304
TERMOCABO	Oleo	48	305
GERAMAR I	Oleo	157	308
GERAMAR II	Oleo	154	308
VIANA	Oleo	161	308
CAMPINA GDE	Oleo	158	308
EBOLT_L1	Gas	280	309
ST.CRUIZ 34	Oleo	249	310
TERMONE	Oleo	142	311
TERMOPB	Oleo	138	311
VALE DO ACU	Gas	280	315
TERMORIO_L15	Gas	27	350
TERMOBAHIA	Gas	149	350
GLOBAL I	Oleo	130	351
GLOBAL II	Oleo	132	351
F.GASPARIAN	Gas	492	399
MAUA B3	Gas	100	412
FIGUEIRA	Carvao	10	460
PIRAT.12 G	Gas	164	470
URUGUAIANA	Gas	349	486
R.SILVEIRA	Diesel	11	499
SYKUE I	Biomassa	14	510
CUIABA G CC	Gas	475	512
TERMOMACAE	Gas	862	532
BAHIA I	Oleo	27	560
MAUA B4	Oleo	109	575
CAMACARI PI	Oleo	132	607

Usina	Fonte	Disponibilidade (MW)	CVU+CO ₂ (R\$/MWh)
TERMORIO_L1	Gas	663	235
PERNAMBUCO III	Oleo	173	254
S.JERONIMO	Carvao	9	262
CISFRAMA	Biomassa	2	264
J.LACERDA A1	Carvao	62	272
CCBS_L1	Gas	144	286
MARACANAU I	Oleo	145	293
W.ARJONA	Gas	163	297
SUAPE II	Oleo	338	298
TERMOCEARA	Gas	168	299
CCBS_L13	Gas	54	300
FAFEN	Gas	101	301
T LAGOAS_L13	Gas	186	301
IBIRITERMO	Gas	203	302
APARECIDA	Gas	150	302
TERMORIO_L13	Gas	238	303
EBOLT_L13	Gas	57	304
TERMOCABO	Oleo	48	305
GERAMAR I	Oleo	157	308
GERAMAR II	Oleo	154	308
VIANA	Oleo	161	308
CAMPINA GDE	Oleo	158	308
EBOLT_L1	Gas	280	309
ST.CRUIZ 34	Oleo	249	310
TERMONE	Oleo	142	311
TERMOPB	Oleo	138	311
VALE DO ACU	Gas	280	315
TERMORIO_L15	Gas	27	350
TERMOBAHIA	Gas	149	350
GLOBAL I	Oleo	130	351
GLOBAL II	Oleo	132	351
F.GASPARIAN	Gas	492	399
MAUA B3	Gas	100	412
PIRAT.12 G	Gas	164	470
FIGUEIRA	Carvao	10	474
URUGUAIANA	Gas	349	486
R.SILVEIRA	Diesel	11	499
SYKUE I	Biomassa	14	510
CUIABA G CC	Gas	475	512
TERMOMACAE	Gas	862	532
BAHIA I	Oleo	27	560
MAUA B4	Oleo	109	575
CAMACARI PI	Oleo	132	607

Usina	Fonte	Disponibilidade (MW)	CVU (R\$/MWh)	Usina	Fonte	Disponibilidade (MW)	CVU+CO ₂ (R\$/MWh)
MURICY	Oleo	134	607	MURICY	Oleo	134	607
SANTANA W	Diesel	52	641	SANTANA W	Diesel	52	641
IGARAPE	Oleo	75	653	IGARAPE	Oleo	75	653
PETROLINA	Oleo	132	666	PETROLINA	Oleo	132	666
T.NORTE 2	Oleo	305	678	T.NORTE 2	Oleo	305	678
ALTOS	Diesel	8	679	ALTOS	Diesel	8	679
ARACATI	Diesel	6	679	ARACATI	Diesel	6	679
BATURITE	Diesel	7	679	BATURITE	Diesel	7	679
CAMPO MAIOR	Diesel	7	679	CAMPO MAIOR	Diesel	7	679
CAUCAIA	Diesel	9	679	CAUCAIA	Diesel	9	679
CRATO	Diesel	7	679	CRATO	Diesel	7	679
ENGUIA PECEM	Diesel	9	679	ENGUIA PECEM	Diesel	9	679
IGUATU	Diesel	9	679	IGUATU	Diesel	9	679
JUAZEIRO N	Diesel	9	679	JUAZEIRO N	Diesel	9	679
MARAMBAIA	Diesel	7	679	MARAMBAIA	Diesel	7	679
NAZARIA	Diesel	7	679	NAZARIA	Diesel	7	679
CANOAS	Diesel	236	698	CANOAS	Diesel	236	698
PALMEIRAS GO	Diesel	118	704	PALMEIRAS GO	Diesel	118	704
ARAUCARIA	Gas	434	711	ARAUCARIA	Gas	434	711
NUTEPA	Oleo	23	780	NUTEPA	Oleo	23	780
FLORES LT1	Diesel	20	788	FLORES LT1	Diesel	20	788
FLORES LT2	Diesel	40	788	FLORES LT2	Diesel	40	788
DAIA	Diesel	38	794	DAIA	Diesel	38	794
SAO JOSE	Diesel	42	815	SAO JOSE	Diesel	42	815
GOIANIA II	Diesel	95	819	GOIANIA II	Diesel	95	819
IRANDUBA	Oleo	25	836	IRANDUBA	Oleo	25	836
MACAIBA	Gas	6	897	MACAIBA	Gas	6	897
SANTANA LM	Diesel	43	899	SANTANA LM	Diesel	43	899
POTIGUAR III	Diesel	64	900	POTIGUAR III	Diesel	64	900
POTIGUAR	Diesel	50	900	POTIGUAR	Diesel	50	900
FLORES LT3	Diesel	20	913	FLORES LT3	Diesel	20	913
CARIOBA	Oleo	36	937	CARIOBA	Oleo	36	937
CAMACARI D/G	Diesel	216	944	CAMACARI D/G	Diesel	216	944
PAU FERRO I	Diesel	92	998	PAU FERRO I	Diesel	92	998
TERMOMANAU S	Diesel	138	998	TERMOMANAU S	Diesel	138	998
UTE BRASILIA	Diesel	7	1047	UTE BRASILIA	Diesel	7	1047
XAVANTES	Diesel	53	1072	XAVANTES	Diesel	53	1072

Fonte: Elaboração própria.

ANEXO II – EXEMPLO NUMÉRICO DOS EFEITOS DE PREÇOS DE CARBONO NO CVU – COMPARATIVO ENTRE CONTRATOS BILATERAIS E CCEAR DISPONIBILIDADE

Os exemplos simplificados a seguir apresentam um comparativo da contabilização de receitas e custos para contratos firmados por usinas termelétricas, tanto no ACR, onde se aplicam regras específicas de **contratos por disponibilidade**, quanto no modelo de **contratação bilateral** que vigorava antes de 2005. O modelo de contratação bilateral ainda é permitido, mas é restrito a contratações anteriores à Lei 10.848/2004 e a transações entre agentes no ACL. As concessionárias de distribuição de energia elétrica, podem firmar contratos bilaterais com termelétricas, desde que a usina seja enquadrada como geração distribuída e dentro de limites e condições estabelecidas nos artigos 14 e 15 do Decreto 5.163/2004. Na prática, este tipo de contratação bilateral de termelétricas deixou de acontecer, porque os contratos de disponibilidade dos leilões têm se mostrado muito mais convenientes para os geradores termelétricos em diversos sentidos.

EXEMPLO DO EFEITO DOS PREÇOS DE CARBONO NO CVU - CASO DE GERADOR DESPACHADO POR MÉRITO						
CONTRATO LEILÃO DISPONIBILIDADE			CONTRATO BILATERAL			
	PLD (R\$/MWh)	300,00		PLD (R\$/MWh)	300,00	
	CVU	R\$/MWh 250,00		CVU	R\$/MWh 250,00	
	CCEAR Disponibilidade	MWh/mês 1.080.000		Contrato Bilateral	MWh/mês 1.080.000	
	Receita Fixa	R\$/mês 129.600.000		Geração verificada	MWh/mês 1.200.000	
	Geração verificada	MWh/mês 1.200.000				
Vendedor	Receita Fixa (preço 120 R\$/MWh)	R\$/mês 129.600.000	Vendedor	Receita Bilateral (preço 235 R\$/MWh)	R\$/mês 253.800.000	
	Receita Variável	R\$/mês 300.000.000				-
	Custo Combustível	R\$/mês -300.000.000			Custo Combustível	R\$/mês -300.000.000
	Efeito MCP	R\$/mês -			Efeito MCP	R\$/mês 36.000.000
	Total	R\$/mês 129.600.000			Total	R\$/mês -10.200.000
Comprador	Pagamento Fixo	R\$/mês -129.600.000	Comprador	Pagamento Bilateral	R\$/mês -253.800.000	
	Pagamento Variável	R\$/mês -300.000.000				
	Efeito MCP	R\$/mês 36.000.000			Total	R\$/mês -253.800.000
	Total	R\$/mês -393.600.000			Balanco da Transação	-264.000.000
Balanco da Transação		-264.000.000	Balanco da Transação		-264.000.000	
CONTRATO LEILÃO DISPONIBILIDADE + PREÇO CARBONO NO CVU			CONTRATO BILATERAL + PREÇO CARBONO NO CVU			
	PLD (R\$/MWh)	320,00		PLD (R\$/MWh)	320,00	
	CVU	R\$/MWh 270,00		CVU	R\$/MWh 270,00	
	CCEAR Disponibilidade	MWh/mês 1.080.000		Contrato Bilateral	MWh/mês 1.080.000	
R\$/MWh	Receita Fixa	R\$/mês 129.600.000		Geração verificada	MWh/mês 1.200.000	
	Geração verificada	MWh/mês 1.200.000				
Vendedor	Receita Fixa	R\$/mês 129.600.000	Vendedor	Receita Bilateral	R\$/mês 253.800.000	
	Receita Variável	R\$/mês 324.000.000				0
	Custo Combustível	R\$/mês -324.000.000			Custo Combustível	R\$/mês -324.000.000
	Efeito MCP	R\$/mês 0			Efeito MCP	R\$/mês 38.400.000
	Total	R\$/mês 129.600.000			Total	R\$/mês -31.800.000
Comprador	Pagamento Fixo	R\$/mês -129.600.000	Comprador	Pagamento Bilateral	R\$/mês -253.800.000	
	Pagamento Variável	R\$/mês -324.000.000				
	Efeito MCP	R\$/mês 38.400.000			Total	R\$/mês -253.800.000
	Total	R\$/mês -415.200.000			Balanco da Transação	-285.600.000
Balanco da Transação		-285.600.000	Balanco da Transação		-285.600.000	

EXEMPLO DO EFEITO DOS PREÇOS DE CARBONO NO CVU - CASO DE GERADOR NÃO DESPACHADO			
CONTRATO LEILÃO DISPONIBILIDADE		PLD (R\$/MWh)	200,00
	CVU	R\$/MWh	250,00
	CCEAR Disponibilidade	MWh/mês	1.080.000
	Receita Fixa	R\$/mês	129.600.000
	Geração verificada	MWh/mês	0
Vendedor	Receita Fixa (preço 120 R\$/MWh)	R\$/mês	129.600.000
	Receita Variável	R\$/mês	0
	Custo Combustível	R\$/mês	0
	Efeito MCP	R\$/mês	-
	Total	R\$/mês	129.600.000
Comprador	Pagamento Fixo	R\$/mês	-129.600.000
	Pagamento Variável	R\$/mês	0
	Efeito MCP	R\$/mês	-216.000.000
Total	R\$/mês	-345.600.000	
Balanco da Transação			-216.000.000
CONTRATO LEILÃO DISPONIBILIDADE + PREÇO CARBONO NO CVU		PLD (R\$/MWh)	220,00
	CVU	R\$/MWh	270,00
	CCEAR Disponibilidade	MWh/mês	1.080.000
R\$/MWh	Receita Fixa	R\$/mês	129.600.000
	Geração verificada	MWh/mês	0
Vendedor	Receita Fixa	R\$/mês	129.600.000
	Receita Variável	R\$/mês	0
	Custo Combustível	R\$/mês	0
	Efeito MCP	R\$/mês	0
	Total	R\$/mês	129.600.000
Comprador	Pagamento Fixo	R\$/mês	-129.600.000
	Pagamento Variável	R\$/mês	0
	Efeito MCP	R\$/mês	-237.600.000
Total	R\$/mês	-367.200.000	
Balanco da Transação			-237.600.000
CONTRATO BILATERAL		PLD (R\$/MWh)	200,00
	CVU	R\$/MWh	250,00
	Contrato Bilateral	MWh/mês	1.080.000
	Geração verificada	MWh/mês	0
Vendedor	Receita Bilateral (preço 235 R\$/MWh)	R\$/mês	253.800.000
	Custo Combustível	R\$/mês	-
	Efeito MCP	R\$/mês	-216.000.000
	Total	R\$/mês	37.800.000
Comprador	Pagamento Bilateral	R\$/mês	-253.800.000
	Total	R\$/mês	-253.800.000
Balanco da Transação			-216.000.000
CONTRATO BILATERAL + PREÇO CARBONO NO CVU		PLD (R\$/MWh)	220,00
	CVU	R\$/MWh	270,00
	Contrato Bilateral	MWh/mês	1.080.000
	Geração verificada	MWh/mês	0
Vendedor	Receita Bilateral	R\$/mês	253.800.000
	Custo Combustível	R\$/mês	0
	Efeito MCP	R\$/mês	-237.600.000
	Total	R\$/mês	16.200.000
Comprador	Pagamento Bilateral	R\$/mês	-253.800.000
	Total	R\$/mês	-253.800.000
Balanco da Transação			-237.600.000

Os resultados do **Balanco da Transação** mostram como a inclusão de preços de carbono afeta o nível de preços de modo geral. No caso em que a termelétrica é despachada na ordem de mérito de custo, o custo do combustível utilizado pela usina inclui o adicional dos preços de carbono. Assim, o comparativo mostra essencialmente como o PLD influencia a contabilização das termelétricas em diferentes arranjos contratuais. Caso os efeitos do MCP sejam apurados com o PLD adicionado de custos de carbono, mas o gerador emitente adquira o combustível por preço menor que o CVU (sem preços de carbono), haverá um ganho adicional para as termelétricas.