CONSUMO EFICIENTE DE energia elétrica:

uma agenda para o Brasil

cebds
Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável

CONSUMO EFICIENTE DE energia elétrica:

uma agenda para o Brasil

cebds
Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável

Créditos

Copyright
Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS)©2016

Conteúdo
PSR Soluções e Consultoria em Energia

Revisão
Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS)

Idealização
Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS)

Projeto Gráfico e Diagramação
igmais comunicação integrada

Endereço para redes sociais
Cebds.org
Facebook.com/CEBDSBR
Twitter.com/CEBDS
Youtube.com/CEBDSBR

Endereço CEBDS
Av. das Américas, 1155 • sala 208 • CEP: 22631-000
Barra da Tijuca • Rio de Janeiro • RJ • Brasil
+55 21 2483-2250 • cebds@cebds.org

Sumário

1 Antecedentes • 8

2 Sumário executivo • 12

3 Eficiência energética • 24
3.1 Mercado de energia • 25
3.2 Definição • 27
3.3 Motivação • 28
3.4 Potencial de conservação • 28

4 Análise dos benefícios • 34
4.1 Introdução • 35
4.2 Metodologia • 35
4.3 Projeção de demanda • 36
4.4 Expansão da oferta de geração • 38
4.5 Balanço oferta x demanda • 40
4.6 Cenários de Expansão Alternativos • 42
4.7 Impacto nos custos de operação e expansão do SIN • 44
4.8 Contribuição para redução de emissões • 48

5 Panorama atual • 50
5.1 Atuação governamental • 51
5.2 Barreiras • 54
5.3 Cenário Internacional • 54

6 Agenda para o Brasil • 58
6.1 Medidas • 60
6.2 Tecnologias prioritárias • 79
6.3 Ações de EE • 83
6.4 Abrangência das ações nos cenários • 84
6.5 Priorização de ações • 86
6.6 Ganhos adicionais no setor • 90

7 Conclusões • 92

8 Referências bibliográficas • 96

9 Anexo I – Cenário de expansão • 98

10 Anexo II – Modelo computacional de despacho SDDP • 128

11 Anexo III – Custos de implementação e emissões • 130

12 Anexo IV – Glossário • 136

Mensagem da Presidente do CEBDS

O nome *Consumo Eficiente de Energia Elétrica: Uma Agenda para o Brasil* já diz muito sobre a natureza abrangente desse estudo que o Conselho de Líderes do Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) tem a satisfação de compartilhar.

Criado em março de 2015, o Conselho de Líderes é constituído por altos executivos de alguns dos mais expressivos grupos econômicos do pais. Seu objetivo é compartilhar uma visão de futuro comum a diferentes segmentos empresariais e impulsionar a formatação e a proposição de soluções para os gargalos que hoje entravam a competitividade e o desenvolvimento sustentável. Estudos como este (e outros que virão) são uma das ferramentas com que esses executivos querem colaborar com dados concretos e repartir suas reflexões com o poder público e a sociedade civil.

Destacada pelo setor produtivo como um dos atuais desafios para o aumento da competitividade e o crescimento sustentável do país, a eficiência energética é hoje estratégica também para o cumprimento de parte da INDC brasileira, isto é, dos compromissos voluntários de redução de emissões de gases do efeito estufa (GEE) firmados no Acordo de Paris.

Perante a comunidade internacional, o Brasil se propôs a aumentar em 10% sua eficiência energética até 2030, mas sabe-se que o potencial de economia de energia no país não se restringe a esse índice. Diante disso, o desafio do presente trabalho foi simular três cenários de redução – de 10%, 15% e 20%, com base na operação do Sistema Interligado Nacional – e investigar os impactos de cada um desses níveis de conservação sobre fatores como emissões de GEE, investimentos necessários e ganhos líquidos em termos de expansão da oferta de energia elétrica. Também se avançou na apresentação de ações escalonadas por tempo de retorno do investimento para a iniciativa privada engajar-se nesse esforço.

Ao quantificar e mapear ganhos, barreiras, oportunidades e investimentos, o Conselho de Líderes oferece à sociedade civil, ao setor produtivo e ao poder público uma base de reflexão para a adoção de medidas que aproximam o Brasil de princípios econômicos que proporciona um crescimento sustentável e em sintonia com a nova ordem global.

É um prazer compartilhar essa visão de futuro.

Boa leitura!

Marina Grossi
Presidente do CEBDS

O que é o CEBDS?

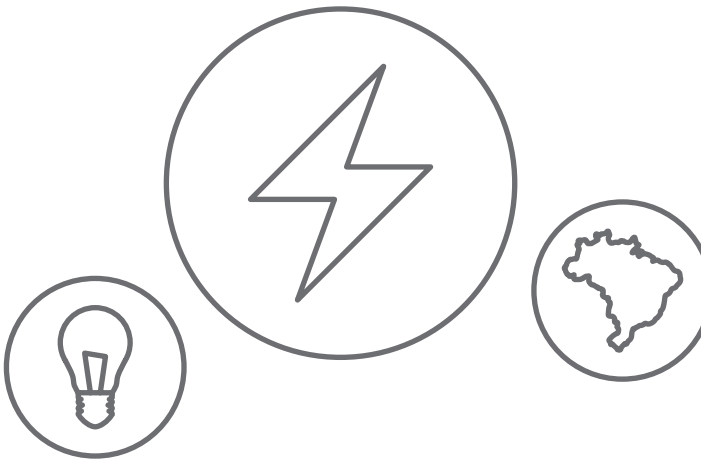
Fundado em 1997, o Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) é uma associação civil que lidera os esforços do setor empresarial para a implementação do desenvolvimento sustentável no Brasil, com efetiva articulação junto aos governos, empresas e sociedade civil.

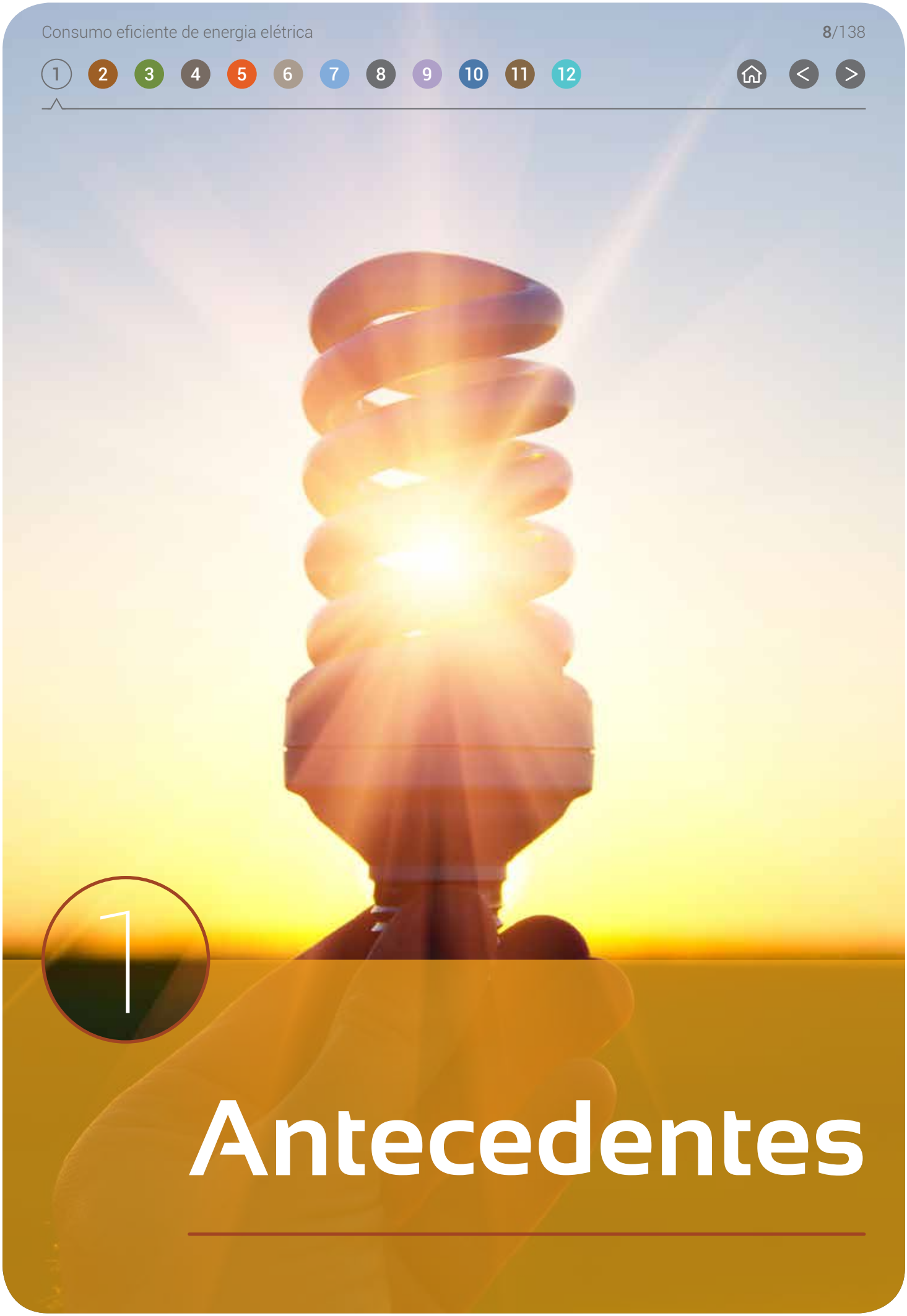
O CEBDS reúne hoje cerca de 70 expressivos grupos empresariais do país, com faturamento de 40% do PIB e responsáveis por mais de 1 milhão de empregos diretos. Primeira instituição no Brasil a falar em sustentabilidade a partir do conceito Triple Botton Line – que propõe a atuação das empresas sustentada em três pilares: o econômico, o social e o ambiental –, o CEBDS é o representante no país da rede do World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), a mais importante entidade do setor empresarial no mundo que conta com quase 60 conselhos nacionais e regionais em 36 países, atuando em 22 setores industriais, além de 200 empresas multinacionais que atuam em todos os continentes.

Vanguardista, o CEBDS foi responsável pelo primeiro Relatório de Sustentabilidade do Brasil, em 1997, e ajudou a implementar no Brasil, em parceria com a FGV (Fundação Getúlio Vargas) e o WRI (World Resources Institute), a partir de 2008, a principal ferramenta de medição de emissões de gases de efeito estufa, o GHG Protocol.

A instituição representa suas associadas em todas as Conferências das Partes das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, desde 1998, e de Diversidade Biológica, desde 2000. Além disso, é integrante da Comissão de Políticas de Desenvolvimento Sustentável e Agenda 21; do Conselho de Gestão do Patrimônio Genético; do Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas; do Fórum Carioca de Mudanças Climáticas, Conselho Mundial da Água e do Comitê Gestor do Plano Nacional de Consumo Sustentável.

Na Rio+20, o CEBDS lançou o Visão Brasil 2050, documento prospectivo que tem o propósito de apresentar uma visão de futuro sustentável e qual o caminho possível para alcançá-lo. Essa plataforma de diálogo com as empresas e diversos setores da sociedade, construída ao longo de 2011 e que contou com participação de mais de 400 pessoas e aproximadamente 60 empresas, é fonte de inspiração para o planejamento estratégico de inúmeras empresas brasileiras.





1 Antecedentes

O Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) congrega cerca de 70 dos maiores grupos empresariais do país e lidera esforços para implementação do desenvolvimento sustentável no Brasil por meio da articulação junto aos governos e ações do empresariado. Vinculado ao *World Business Council for Sustainable Development* (WBSD), sua missão é fomentar a liderança empresarial como catalizadora de mudanças em direção a um modelo que possibilite sucesso na atividade empresarial, fomente a inclusão social e conserve ativos ambientais.

No contexto da 21a Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) em Paris, o CEBDS vem buscando contribuir para acelerar o desenvolvimento de tecnologias de baixo carbono e aumentar a implantação de soluções de negócios. Uma das iniciativas com esse objetivo é o Conselho de Líderes, formado pelos principais executivos das empresas associadas ao CEBDS, além de membros do setor público e da sociedade civil (observadores). A iniciativa visa a estabelecer uma agenda de ao menos duas reuniões anuais estratégicas entre lideranças empresariais, governo e observadores, e a formação de grupos técnicos de trabalho. A primeira reunião do conselho se deu em 22 de outubro de 2015, contando com a participação do então ministro da Fazenda, Joaquim Levy, e da ministra do Meio Ambiente, Izabella Teixeira.

Para aprofundar o diálogo com o governo e desenvolver um plano de trabalho em conjunto, o Conselho de Líderes trabalha a partir das 22 propostas do documento "Agenda CEBDS: por um País Sustentável", apresentada aos candidatos à Presidência da República em 2014. Dentre as propostas prioritárias para desenvolvimento está o **consumo eficiente de energia**. A percepção é de que é possível buscar alternativa mais ambiciosa que a assumida pelo Governo do Brasil sob contribuição nacionalmente determinada, explicitada abaixo[1].

> *Expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar;* **alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030**.

Nesse contexto, a consultoria PSR foi convidada pelo CEBDS para realizar um estudo que visa a aprimorar a gestão eficiente de energia elétrica no Brasil. O trabalho parte do potencial de economia da energia elétrica para avaliar benefícios diretos aos usuários finais e indiretos ao país (sob a forma de custos evitados), caso parte desse potencial seja aproveitado. O trabalho avalia ainda quais barreiras precisam ser removidas por medidas governamentais ou corporativas, considerando a viabilidade econômica (relação entre custos e benefícios) das medidas propostas.

• • •

Alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030.

[1] INDC, na sigla em inglês.

O desafio é reduzir a distância entre as metas estipuladas nos planos governamentais e a execução das ações acompanhadas de um monitoramento contínuo e transparente de metas.

A Eficiência Energética (EE) tem sido abordada em diversos documentos de planejamento energético do governo brasileiro, que estipulam metas para horizontes de 10 a 15 anos. Entretanto, continua a ser um desafio reduzir a distância entre as metas estipuladas nos planos governamentais e a execução das ações acompanhadas de um monitoramento contínuo e transparente de metas. São escassas, por exemplo, avaliações que partem de enfoque econômico para relacionar a contribuição dos diversos setores da economia para o alcance de metas de conservação.

De forma geral, os objetivos do trabalho são:

(1) Identificar o potencial de conservação de energia elétrica do Brasil; (2) Definir cenários de conservação para o horizonte 2030 cujos benefícios serão avaliados a partir da simulação da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN); (3) Identificar as principais barreiras ao aproveitamento desse potencial; (4) Propor um plano de medidas e ações para superar as barreiras identificadas, de forma a atingir os níveis de conservação de energia estabelecidos nos cenários simulados; (5) Avaliar os custos necessários para a implementação de tais medidas.

Este estudo está organizado da seguinte forma:

O Capítulo 2 apresenta um sumário executivo do estudo, com a quantificação dos principais benefícios da EE para o setor elétrico e a apresentação das medidas a serem priorizadas na agenda brasileira pró-EE.

O Capítulo 3 apresenta o mercado de energia elétrica no Brasil, define o conceito de eficiência energética utilizado neste trabalho, identifica o potencial de conservação por classe de consumo e define cenários de conservação de energia elétrica para o horizonte de 2030.

O Capítulo 4 quantifica os benefícios da EE para o setor elétrico. O modelo SDDP[2] é utilizado para simular a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) para uma previsão de crescimento da demanda elétri-

[2] O modelo SDDP advém da metodologia *Stochastic Dual Dynamic Programing* (Programação Dinâmica Dual Estocástica) Trata-se de um modelo computacional que visa obter a solução ótima para operação das usinas do setor elétrico (problema de despacho hidrotérmico) . O modelo foi desenvolvido por PSR Inc ®

ca, que variará de acordo com o cenário de EE. Neste estudo, serão avaliados três cenários com aproveitamentos crescentes do potencial de EE capazes de reduzir em 10%, 15% e 20% a demanda por energia do caso de referência projetada para 2030. O cenário de 10% equivale ao compromisso assumido pelo governo brasileiro na sua Intenção de Contribuições Nacionalmente Determinada (INDC, na sigla em inglês). Os demais têm por objetivo quantificar benefícios adicionais, caso medidas mais efetivas de EE sejam adotadas. Para cada cenário, define-se um plano de expansão da oferta de geração e transmissão de energia. Os resultados de maior interesse produzidos pelo SDDP são os custos operativos, custos marginais de produção e emissão de gases de efeito estufa. Os resultados serão comparados com o caso de referência.

O Capítulo 5 apresenta um panorama atual da atuação governamental relacionada à EE no Brasil. Identifica as principais barreiras encontradas para a implementação do potencial de conservação de energia e relaciona a experiência brasileira com a internacional.

O Capítulo 6 relaciona medidas a serem implementadas pelos governos e corporações de modo a atingir as metas de redução nos três cenários de eficiência energética. Essas medidas foram organizadas segundo a dimensão econômica, horizonte de implementação e agentes envolvidos.

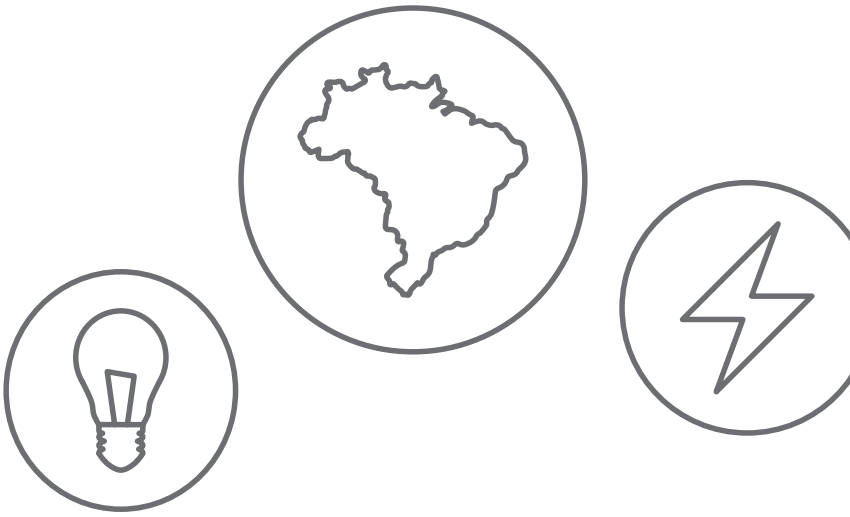
O Capítulo 7 apresenta as conclusões e recomendações do estudo.

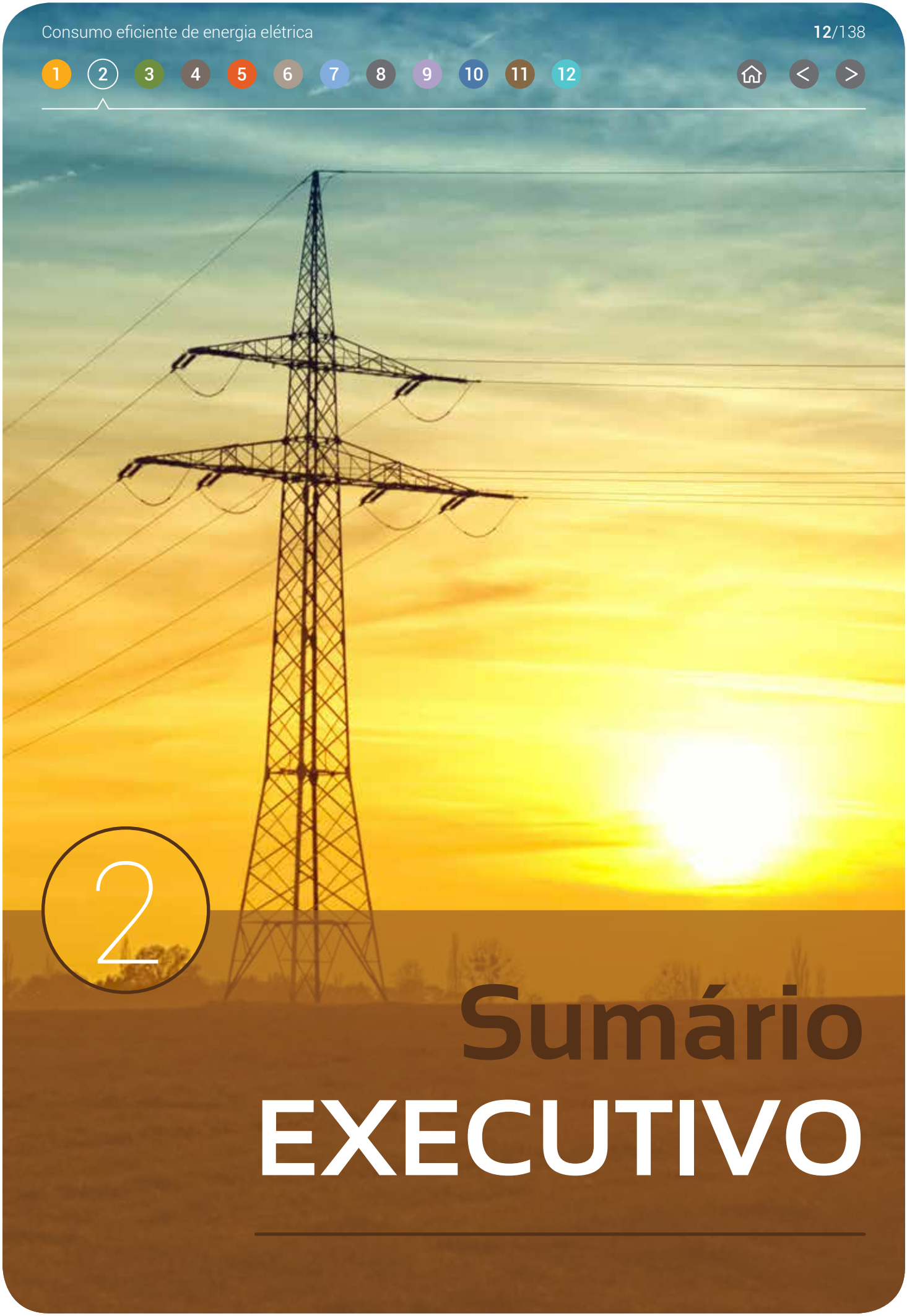
O Anexo I apresenta a base de dados do SIN utilizada na modelagem do Capítulo 4.

O Anexo II descreve de forma sucinta o modelo computacional SDDP utilizado no estudo.

O Anexo III descreve as premissas para o cálculo dos custos de implementação e das emissões evitadas decido às medidas de EE.

O Anexo IV apresenta o glossário dos principais termos utilizados no estudo.





2

Sumário EXECUTIVO

Eficiência Energética (EE) é o conjunto de ações que reduzem a quantidade de energia utilizada para prover produtos e serviços. Ações de EE possuem benefícios diretos e indiretos para toda a sociedade, a saber:

1. Permitir investimentos mais custo-efetivos e ambientalmente responsáveis, reduzindo a necessidade de novas usinas e redes de energia elétrica, contribuindo para maior sustentabilidade no setor elétrico;
2. Reduzir custos relativos ao consumo de combustível e O&M[3] nas usinas, com impacto potencial sobre tarifas de energia elétrica dos consumidores em geral;
3. Reduzir a emissão de gases de efeito estufa;
4. Aumentar competitividade das empresas que investem em EE;
5. Promover maior segurança energética para o país, garantindo utilização racional das fontes energéticas e menor exposição à dependência de outros países.

No contexto da 21ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima em Paris (COP-21), o Governo do Brasil, por meio de sua INDC, assumiu o compromisso de ***alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030***. A percepção do CEBDS, no entanto, é de que é possível buscar alternativas mais ambiciosas que essa. Sendo assim, este trabalho tem os seguintes objetivos:

(1) Identificar o potencial de conservação de energia elétrica do Brasil; **(2)** Definir cenários de conservação para o horizonte 2030, cujos benefícios serão avaliados a partir da simulação da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN); **(3)** Identificar as principais barreiras ao aproveitamento desse potencial; **(4)** Propor um plano de medidas e ações para superar as barreiras identificadas, de forma a atingir os níveis de conservação de energia estabelecidos nos cenários simulados; **(5)** Avaliar os custos necessários para a implementação de tais medidas.

Para este estudo, foram construídos três cenários de redução no consumo de eletricidade projetado para o Brasil até 2030:

(1) Redução de 10% no consumo de eletricidade previsto para 2030, de acordo com a meta anunciada pelo governo brasileiro (INDC) – Cenário **INDC**;

(2) Redução de 15% no consumo de eletricidade previsto para 2030 – Cenário **INDC+**;

(3) Redução de 20% no consumo de eletricidade previsto para 2030 – Cenário **INDC++**.

Com base nesses cenários, foram realizadas simulações energéticas do SIN por meio do modelo de despacho hidrotérmico estocástico SDDP. Os principais resultados das simulações são: custos operativos do setor elétrico, custos de investimento em nova oferta, emissões evitadas de CO_2, além dos custos de implementação das medidas e ações de EE propostas.

A análise dos cenários simulados mostra que a redução dos custos operativos varia entre 24% no Cenário INDC até 38% no Cenário INDC++, conforme mostra a Tabela 2.1.

Uma aproximação pode ser utilizada de forma a relacionar a variação de custos operativos com o impacto nas tarifas. Em 2015, o setor de distribuição arrecadava cerca de R$ 100 bilhões dos consumidores de energia. Para cada R$ 1 bilhão de variação nos custos operativos do SIN, portanto, é possível estimar um impacto tarifário (médio) da ordem de 1%. Com o crescimento esperado do mercado até 2030 (quase 60% de incremento), as ações de fomento à EE podem trazer um benefício direto para a sociedade pela redução média das tarifas entre 17% e 27%.

[3] Organizações, sistemas e métodos.

TABELA 2.1– REDUÇÃO NOS CUSTOS DE OPERAÇÃO DO SIN

Cenário	Custo operativo total (bilhões R$)	Redução sobre referência (bilhões R$)	Redução sobre referência (%)	Redução Tarifária (%)
Referência	112	-	-	-
INDC	85	27	24%	17%
INDC+	78	34	30%	21%
INDC++	69	43	38%	27%

A redução dos investimentos em nova oferta, por sua vez, é mais significativa, de 42% a 72% (Tabela 2.2).

TABELA 2.2 – REDUÇÃO NOS CUSTOS DE INVESTIMENTO DO SIN

Cenário	Custo de investimento acumulado (bilhões R$)	Redução sobre referência (bilhões R$)	Redução sobre referência (%)
Referência	92	-	-
INDC	53	39	42%
INDC+	42	50	54%
INDC++	26	66	72%

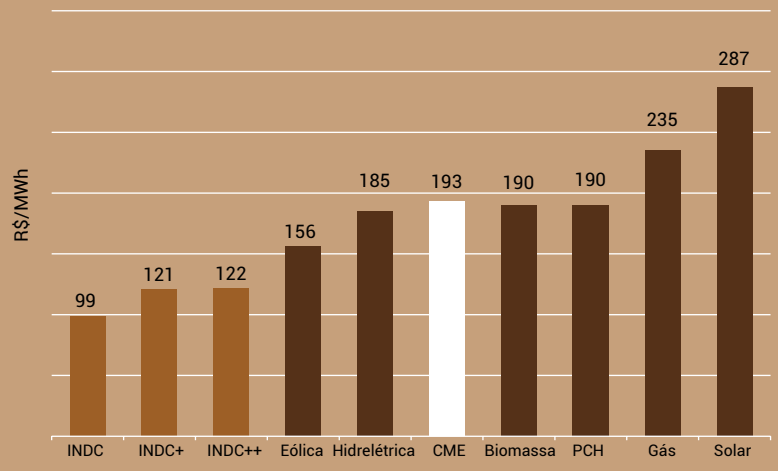
Dada a redução dos custos operativos e de investimento, é possível calcular o benefício líquido dos Cenários Alternativos, como mostra a Tabela 2.3.

TABELA 2.3 – BENEFÍCIO LÍQUIDO DE AÇÕES E MEDIDAS

Cenário	Redução de custos de investimento (bilhões R$)	Redução de custos de operação (bilhões R$)	Investimento para implementação (bilhões R$)	Benefício líquido (bilhões R$)
INDC	39	27	7	58
INDC+	50	34	14	70
INDC++	66	43	19	90

Naturalmente, em termos absolutos, a EE reduz a necessidade de investimentos. Em termos relativos, é importante comparar o custo de implementação do MWh gerado com o economizado. A Figura 2.1 apresenta uma comparação entre o preço de energia nova para diversas fontes, o Custo Marginal de Expansão (CME) e o custo de implantação de ações e medidas de EE pela economia de energia.

FIGURA 2.1– CUSTO DE CONSERVAÇÃO X CUSTO DE PRODUÇÃO POR FONTE



A redução das emissões de CO_2 tem uma variação menor e mais diretamente relacionada ao montante de energia conservada, variando de 10% a 23%. Isso porque apenas os fatores de emissão das usinas térmicas que utilizam combustíveis fósseis foram considerados diferentes de zero, fazendo com que a redução do CO_2 emitido dependesse majoritariamente do *mix* de fontes utilizado em cada cenário.

TABELA 2.4 – REDUÇÃO NAS EMISSÕES DE CO_2

Cenário	Emissão de CO_2 acumulada ($MtCO_2$)	Redução em relação ao cenário de referência ($MtCO_2$)	Redução em relação ao cenário de referência (%)
Referência	291		-
INDC	262	29	10%
INDC+	239	52	18%
INDC++	225	66	23%

Em sistemas hidrotérmicos, como o SIN, em geral são as hidrelétricas que modulam a carga. Com isso, as termelétricas são despachadas em sua potência máxima ou estão desligadas, o que explica a relativa linearidade das reduções nas emissões.

Apesar do governo contar com programas nacionais tradicionais de eficiência energética, como Procel e Programa Brasileiro de Etiquetagem, sua atuação ainda precisa ser aprimorada. Identifica-se uma série de barreiras no setor, que carecem de medidas específicas para serem superadas. As principais são:

- **Desinformação:** Consumidores desconhecem tecnologias de conservação ou não têm clareza sobre seu desempenho ou custo-benefício. O nível global de conhecimento ainda é relativamente baixo, mesmo entre consumidores de maior porte, como industriais. A visão imediatista (menor investimento inicial, independente de sobrecustos operativos de longo prazo) é um sintoma da desinformação. É necessário desenvolver campanhas de esclarecimento para o público leigo e, para alguns profissionais, treinamento para identificar oportunidades de eficiência energética e fazer a gestão dos projetos viáveis;
- **Custos de agência:** Quem compra um equipamento pode não ser a mesma pessoa que paga a conta pela energia consumida. Portanto, mesmo que o comprador seja informado e não haja restrição orçamentária, pode não haver estímulo para a aquisição de um equipamento eficiente. Além disso, para certos agentes, como as distribuidoras, aumentar a EE causa redução direta de seu mercado, o que também gera desinteresse ou resistência;
- **Expansão:** Priorização por agentes econômicos por investimentos na expansão de suprimento (construção de novas usinas e redes de energia) em relação à conservação;

> Política energética no Brasil enfatiza basicamente a produção de energia renovável, deixando uma grande quantidade de eficiência energética intocada.

- **Financiamento:** Inadequação das linhas de financiamento para ações de eficiência energética, como no caso da exigência de garantias bancárias muito restritivas ou da complexidade no atendimento de requisitos administrativos para a liberação do financiamento, agravada pela baixa qualidade técnica de muitos projetos;
- **Priorização de investimentos:** Empresas podem ter um nível de endividamento elevado, de modo que os empréstimos e investimentos voltados para conservação de energia, que usualmente não é a atividade fim dessas empresas, não têm espaço no plano de ações;
- **Aversão ao risco:** Gestores empresariais e mesmo consumidores residenciais temem riscos técnicos decorrentes de novas tecnologias que consumam menos energia;
- **Custos adicionais:** Por vezes, a implantação de uma tecnologia nova exige adaptação da infraestrutura e capacitação adicional dos operadores, o que encarece indiretamente a medida de EE ou a torna menos atrativa;
- **Falta de recursos humanos e de capital:** Os recursos humanos de uma empresa, seja de pequeno ou grande porte, comumente estão sobrecarregados, sendo difícil atribuir-lhes a função adicional de fomentar a EE. Além disso, muitas vezes faltam recursos para investir nesse segmento.

No cenário internacional, a colocação do Brasil não é boa. Em ranking de eficiência energética divulgado recentemente pela organização não governamental Conselho Americano para uma Economia Energeticamente Eficiente (ACEEE, na sigla em inglês), o país ficou na penúltima colocação entre as 16 maiores economias do mundo, melhor apenas que o México. Entre os pontos nos quais o Brasil tem bastante a melhorar, o ACEEE lembra que no país não existem padrões obrigatórios para instalações elétricas em prédios e residências, e que as exigências sobre eficiência energética só se aplicam a poucos equipamentos eletroeletrônicos. O relatório ainda indica que a política energética no Brasil enfatiza basicamente a produção de energia renovável, deixando uma grande quantidade de eficiência energética intocada.

Os EUA e a União Europeia apresentam alguns exemplos interessantes para o Brasil, tanto em legislação, como em disponibilização de informações sobre EE, como os portais do Departamento de Energia norte-americano *Better Plants* e *Better Buildings* e as bases de dados europeias ODYSEE e MURE.

Para que o potencial de conservação estimado para o Brasil venha a se concretizar, será necessário um determinado conjunto de medidas capazes de incentivar ações de EE. O objetivo de uma medida é aumentar a abrangência das ações de EE, fazendo com que mais unidades consumidoras (indivíduos ou empresas) tomem ações para reduzir seu consumo de eletricidade. A Tabela 2.5 mostra as medidas propostas neste estudo, a esfera de atuação para avançar com as medidas, uma estimativa de quando seria razoável imaginar sua execução e quais seriam os custos de implementação (no horizonte 2030), além do montante de emissões de CO_2 evitadas.

TABELA 2.5 – MEDIDAS DE FOMENTO A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA PARA O HORIZONTE 2016-2030

Medidas	Esfera de atuação	Horizonte Execução	Custo de implementação (milhões R$)	Emissões evitadas ($MtCO_2$)
Aspectos institucionais, legais e regulatórios				
Níveis mínimos compulsórios de EE	Governo Federal	Curto	0	2,71
Incentivo à geração distribuída	Governo Estadual	Curto	0	2,53
Rever a alocação de recursos do PEE*	Governo Federal	Médio	0	2,71
Desacoplamento tarifário	Governo Federal	Médio	10	1,50
Padrões de desempenho energético e M&V*	Empresas /Todas as esferas de Governo	Médio	450	2,53
Ambiente de negócios				
Realização de auditorias energéticas	Empresas	Curto	750	2,71
Realização de contratos de performance com ESCOs*	Empresas	Curto	750	2,53
Otimização da gestão energética (ISO 50.001)	Empresas/ Governo Federal	Médio	1	1,00
Rede de Eficiência Energética	Empresas	Curto	30	2,53
Leilões de eficiência energética	Governo Federal	Médio	15	1,00
Formação, capacitação, divulgação e marketing				
Portal de Eficiência Energética	Empresas /Todas as esferas de Governo	Curto	8	4,07
Incluir EE na ementa escolar e de formação técnica	Todas as esferas de Governo	Médio	10	1,50
Capacitação e conscientização	Empresas/ Todas as esferas de Governo	Curto	45	4,07
Projetos de P&D de novas tecnologias	Empresas/ Todas as esferas de Governo	Curto	750	3,80
Incentivos financeiros e/ou tributários				
Tributação reduzida e "rebates" para equipamentos eficientes	Todas as esferas de Governo	Curto	15	5,07
Criação de fundo garantidor (ex: EEGM* do BID*)	Governo Federal	Médio	0	2,00
Melhorias no BNDES Eficiência (ex-PROESCO**)	Governo Federal	Curto	8	2,71
Off Balance Sheet	Empresas	Curto	0	2,00
Total			2819	47.00

*PEE – Programa de Eficiência Energética; M&V = Medição e verificação; ESCOs = Empresas de Serviços de Conservação de Energia; EEGM = Mecanismo de Garantia de Eficiência Energética, na sigla em inglês; BID = Banco Interamericano de Desenvolvimento
**Antigo nome da linha de financiamento
Fonte: Adaptado de PNE 2030 (MME, 2008)

Para cada cenário de EE, um subconjunto das medidas apresentadas na tabela anterior é progressivamente selecionado para implementação, de forma que, no cenário INDC++, todas as medidas são incluídas. Assim, constroem-se diferentes abrangências para as ações de cada cenário de EE. A implementação das medidas depende majoritariamente dos governos, principalmente o Federal.

A ele cabe modificar as regulamentações, aprimorar as condições para desenvolvimento do mercado de EE, promover a conscientização e a capacitação da população e dar os incentivos necessários para que as empresas e a sociedade civil possam realizar as ações de EE propostas neste trabalho. Tendo em vista que o governo brasileiro, ao anunciar sua INDC, não publicou de forma explícita como alcançaria a meta, as medidas aqui propostas representam não apenas um caminho a ser seguido para o cumprimento do plano já estabelecido, mas também uma contribuição adicional para se alcançar objetivos ainda mais ambiciosos. A Tabela 2.6 apresenta as medidas por cenário.

TABELA 2.6 – CONJUNTOS DE MEDIDAS POR CENÁRIO

Cenários	Medidas	Categoria	Barreiras que pretende superar
INDC	Níveis mínimos compulsórios de EE	Aspectos institucionais, legais e regulatórios	Expansão, falta de recursos humanos e aversão ao risco
	Rever a alocação de recursos do PEE	Aspectos institucionais, legais e regulatórios	Financiamento
	Portal de Eficiência Energética	Formação, capacitação, divulgação e marketing	Desinformação e custos adicionais
	Capacitação e conscientização	Formação, capacitação, divulgação e marketing	Desinformação e custos adicionais
	Melhorias no BNDES Eficiência (ex-PROESCO)	Incentivos financeiros e/ou tributários	Financiamento
	Realização de auditorias energéticas	Ambiente de negócios	Financiamento, priorização de investimentos e aversão ao risco
INDC+	Tributação reduzida e "rebates" para produtos eficientes	Incentivos financeiros e/ou tributários	Financiamento
	Realização de contratos de performance com ESCO's	Ambiente de negócios	Aversão ao risco e falta de recursos humanos e de capital
	Rede de Eficiência Energética	Ambiente de negócios	Desinformação, custos de agência, priorização de investimentos e aversão ao risco
	Incentivo à geração distribuída	Aspectos institucionais, legais e regulatórios	Expansão
	Padrões de desempenho energético e M&V	Aspectos institucionais, legais e regulatórios	Desinformação e aversão ao risco
	Projetos de pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias	Formação, capacitação, divulgação e marketing	Expansão
INDC++	Otimização da gestão energética (ISO 50.001)	Ambiente de negócios	Custos adicionais
	Leilões de eficiência energética	Ambiente de negócios	Custos de agência e expansão
	Desacoplamento tarifário	Aspectos institucionais, legais e regulatórios	Custos de agência
	Incluir EE na ementa escolar	Formação, capacitação, divulgação e marketing	Desinformação e custos adicionais
	Criação de um fundo garantidor (ex: EEGM do BID)	Incentivos financeiros e/ou tributários	Financiamento
	Off Balance Sheet	Incentivos financeiros e/ou tributários	Financiamento, priorização de investimentos e aversão ao risco

A fim de analisar mais detalhadamente as tecnologias que possuem maior potencial técnico para conservação de energia (tecnologias prioritárias), destaca-se no estudo duas tecnologias maduras e amplamente comercializadas: motores elétricos de alto rendimento e iluminação por LED. Essas tecnologias, dentre outras, são abordadas nas ações de EE, que são atitudes práticas tomadas por indivíduos ou empresas visando à conservação de energia.

Dentro de cada classe de consumo, há sete tipos de uso final da energia elétrica. As ações de EE são propostas conforme a classe e o uso. As ações de EE propostas são:

Na classe Industrial:

- Substituição de lâmpadas incandescentes e fluorescentes por lâmpadas LED;
- Substituição de motores elétricos antigos por modelos mais novos de alto rendimento, reduzindo as situações onde há motores sobre dimensionados;
- Aplicação de novas tecnologias, especialmente no uso final Eletroquímico e nos gêneros *Metais Não Ferrosos* (segmentos de alumínio, cobre e zinco) e *Química*, com vistas a reduzir o consumo específico de eletricidade;
- Substituição do combustível utilizado no uso final *Aquecimento Direto* por um diferente da energia elétrica;
- Otimização do sistema de refrigeração (vedação, uso de termostato, evaporador, posicionamento dos equipamentos, combate aos vazamentos), em especial no gênero *Alimentos e Bebidas*;
- Redução do uso de equipamentos em modo *standby*, seja por mudança de comportamento ou por automação;
- Utilização de controladores de velocidade em certas aplicações (por exemplo, o acionamento de bombas, ventiladores ou compressores com regimes de operação bastante variáveis); e
- Substituição dos fornos elétricos antigos, especialmente os utilizados na etapa de fusão e redução do metal no gênero Metais Não Ferrosos (segmentos de alumínio, cobre e zinco), por modelos mais novos de alto rendimento.

Na classe Comercial:

- Substituição de lâmpadas incandescentes e fluorescentes por lâmpadas LED;
- Substituição de equipamentos por tecnologias mais eficientes; e
- Otimização do sistema de refrigeração (vedação, uso de termostato, evaporador, posicionamento dos equipamentos, combate aos vazamentos).

Na classe Residencial:

- Conscientização em relação a melhores hábitos de consumo, como desligar equipamentos quando não houver uso, manter fechados os ambientes com temperatura condicionada e dimensionar adequadamente velocidade de ventiladores e temperatura de condicionadores de ar;
- Desligar aparelhos em *standby.* O uso de "tomadas inteligentes", que possuem interruptores próprios pode facilitar essa ação;
- Substituir lâmpadas fluorescentes por LED;
- Instalar boilers solares para aquecimento de água de banho; e
- Construir e reformar casas, considerando uma participação maior de iluminação natural e/ou novas tecnologias de reflexão de luz (que mantêm a mesma luminosidade com uma menor potência requerida de lâmpadas).

Na classe Outros:

- Trocar lâmpadas de vapor de sódio por LED (iluminação pública);
- Substituição de equipamentos por outros mais eficientes; e
- Otimização do sistema de refrigeração.

As ações de EE são caracterizadas por três parâmetros: potencial de conservação, tempo de *payback* (retorno do investimento) e abrangência. Curvas de conservação de energia são propostas para cada cenário, de modo que as ações de EE com menor *payback* são indicadas primeiro, partindo-se da premissa de que possuem maior incentivo econômico para implementação. Sendo assim, as ações que envolvem mudança de comportamento, como desligar aparelhos em *standby* e manter fechados ambientes refrigerados, são as que devem ser primeiramente incentivadas. As três figuras a seguir apresentam as curvas de conservação para os Cenários Alternativos.

FIGURA 2.2 – PRIORIZAÇÃO DE AÇÕES – CENÁRIO INDC

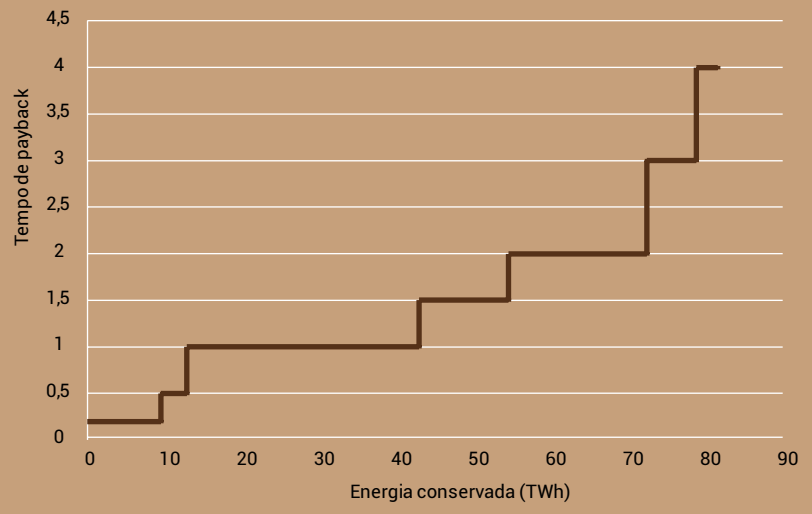
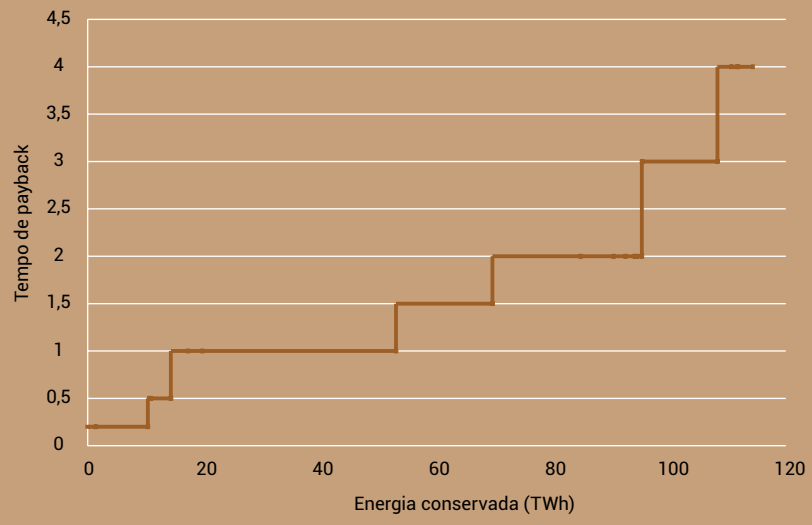


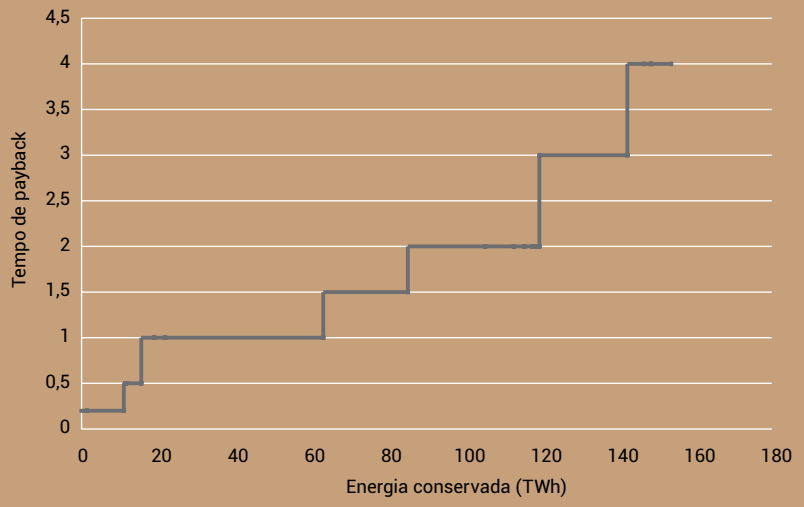
FIGURA 2.3 – PRIORIZAÇÃO DE AÇÕES – CENÁRIO INDC+



• • •

A análise mostrou que a ANEEL precisa reforçar o sinal regulatório das perdas não técnicas.

FIGURA 2.4 – PRIORIZAÇÃO DE AÇÕES – CENÁRIO INDC++



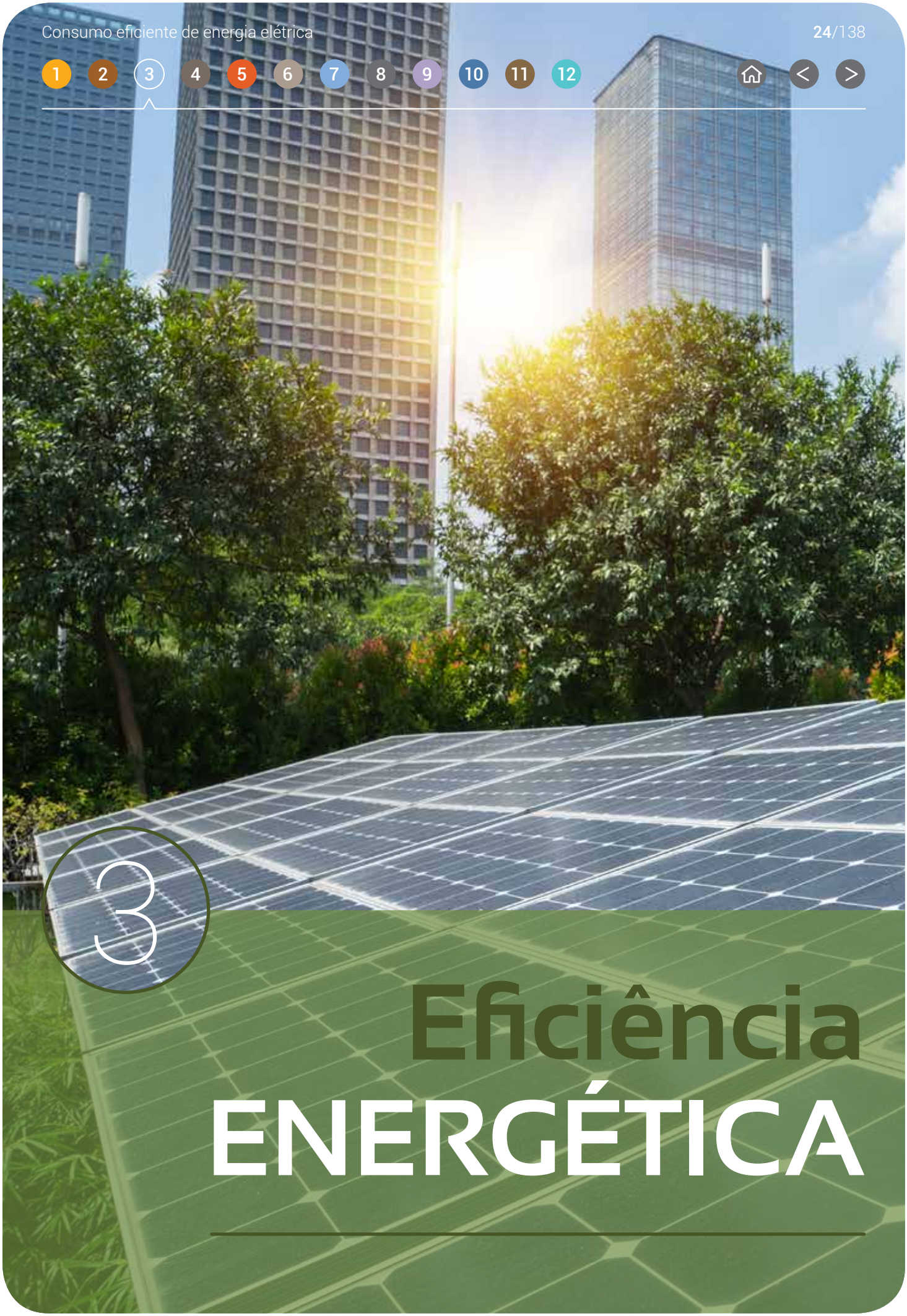
Com relação ao montante de conservação de energia, as ações de EE mais indicadas são: (i) substituição de motores elétricos na classe Industrial; (ii) troca de lâmpadas fluorescentes ou de vapor de sódio por LED (classes Comercial, Outros e Residencial); e (iii) mudança de hábitos de uso de equipamentos como fechar portas e janelas em ambientes refrigerados e dimensionar adequadamente velocidades e temperaturas, especialmente na classe Residencial.

Além da eficiência energética nos usos finais, é importante considerar as eficiências nos segmentos de geração e transmissão, evidenciando uma diferença de 11% na produtividade oficial e real das hidrelétricas brasileiras. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) deve investigar esse aspecto por refletir diretamente nas análises de segurança de suprimento do setor elétrico para os próximos anos. Com relação à transmissão, a análise mostrou que a ANEEL precisa reforçar o sinal regulatório das perdas não técnicas (a maior parte são furtos de energia), pois são repassadas para as tarifas dos consumidores adimplentes, prejudicando-os.A Tabela 2.7 (abaixo) apresenta os custos de implementação e as emissões evitadas por ação para os diferentes Cenários Alternativos.

TABELA 2.7 – CUSTOS DE IMPLEMENTAÇÃO E EMISSÕES EVITADAS POR AÇÃO

					Custo de implementação (milhões de R$)			Emissões evitadas (MtCO2)		
#	Ação de EE	Classe	Uso Final	Payback (anos)	INDC	INDC+	INDC++	INDC	INDC+	INDC++
A1	Desligar aparelhos em *standby*	Residencial	Outros usos	0.2	28	29	29	0,16	0,17	0,18
A2	Melhorar hábitos de uso de equipamentos (fechar portas e janelas, dimensionar velocidade e temperatura)	Residencial	Refrigeração e ar condicionado	0.5	422	461	495	1,02	1,11	1,20
A3	Redução do uso de equipamentos em modo *standby*, seja por mudança de comportamento ou por automação	Comercial	Outros usos	0.5	12	14	15	0,03	0,03	0,04
A4	Redução do uso de equipamentos em modo *standby*, seja por mudança de comportamento ou por automação	Outros	Outros usos	0.5	5	5	6	0,02	0,02	0,03
A5	Redução do uso de equipamentos em modo *standby*, seja por mudança de comportamento ou por automação	Industrial	Outros usos	0.5	12	13	14	0,01	0,01	0,01
A6	Instalação de boilers solares	Residencial	Aquecimento direto	1	145	173	199	0,36	0,43	0,49
A7	Substituição por equipamentos mais eficientes	Comercial	Força motriz	1	145	173	200	0,30	0,36	0,42
A8	Substituição por equipamentos mais eficientes	Outros	Força motriz	1	69	82	95	0,26	0,31	0,36
A9	Substituição de motores	Industrial	Força motriz	1.5	1.242	1.622	2.008	3,17	4,14	5,13
A10	Trocar lâmpadas fluorescentes por LED	Comercial	Iluminação	2	1.921	2.741	3.644	1,45	2,06	2,74
A11	Trocar lâmpadas de vapor de sódio por LED (Iluminação pública)	Outros	Iluminação	2	972	1.387	1.844	1,32	1,89	2,51

#	Ação de EE	Classe	Uso Final	Payback (anos)	Custo de implementação (milhões de R$)			Emissões evitadas (MtCO2)		
					INDC	INDC+	INDC++	INDC	INDC+	INDC++
A12	Otimização do sistema de refrigeração	Comercial	Refrigeração e ar condicionado	2	408	582	774	0,49	0,70	0,94
A13	Otimização do sistema de refrigeração	Outros	Refrigeração e ar condicionado	2	82	117	156	0,18	0,26	0,34
A14	Trocar lâmpadas por LED	Industrial	Iluminação	2	113	161	214	0,14	0,20	0,26
A15	Substituição por equipamentos mais eficientes	Residencial	Força motriz	2	35	50	67	0,04	0,05	0,07
A16	Otimização do sistema de refrigeração (vedação, uso de termostato, evaporador, posicionamento dos equipamentos, combate aos vazamentos)	Industrial	Refrigeração e ar condicionado	3	42	72	111	0,06	0,10	0,15
A17	Otimização	Industrial	Calor de processo	3	4	7	11	0,01	0,01	0,01
A18	Trocar lâmpadas fluorescentes por LED	Residencial	Iluminação	4	1.263	2.571	4.546	0,79	1,61	2,84
A19	Substituição do combustível por um diferente da energia elétrica	Industrial	Aquecimento direto	4	110	224	396	0,15	0,30	0,53
A20	Substituição do combustível por um diferente da energia elétrica	Comercial	Aquecimento direto	4	72	146	257	0,06	0,12	0,21
A21	Substituição do combustível por um diferente da energia elétrica	Outros	Aquecimento direto	4	7	15	26	0,01	0,02	0,04
A22	Aplicação de novas tecnologias	Industrial	Eletroquímico	5	161	390	795	0,13	0,32	0,64
					7.271	11.035	15.902	10,15	14,22	19,13



3

Eficiência ENERGÉTICA

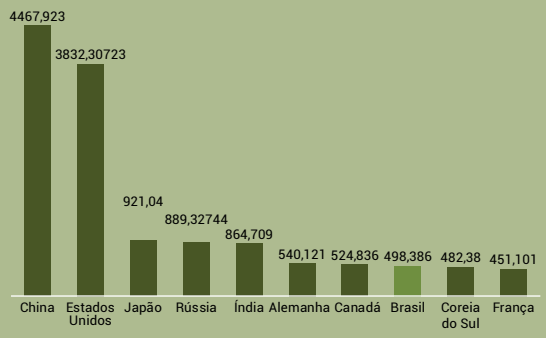
3.1 Mercado de energia

Em 2012, a China ultrapassou os EUA como país com a maior capacidade instalada no mundo, com quase 1200 GW. O Brasil aparece em 10º posição com 121 GW. Em alguns anos deve passar a ocupar a 7ª posição, atrás somente de China, EUA, Japão, Índia, Rússia e Alemanha[4]. Do total da capacidade instalada no Brasil, a predominância é de fonte hidrelétrica (84 GW). Térmicas convencionais somam 21 GW e usinas nucleares 2 GW. Existem ainda 14 GW de fontes renováveis (PCH, eólica, biomassa e solar) – um segmento em rápida expansão. O Brasil é o segundo país em capacidade instalada hidroelétrica, superado pela China (250 GW). Apesar de a capacidade instalada hidroelétrica chinesa ser o triplo da brasileira, a produção de energia é o dobro. A explicação é o Brasil possuir maior disponibilidade hídrica e conseguir utilizar os grandes reservatórios das usinas hidrelétricas em cascata para gerenciar a variabilidade e sazonalidade desse recurso. Esses reservatórios transferem água entre períodos de maior para menor disponibilidade, aumentando a relação entre a produção média e a produção máxima, conhecida por fator de capacidade.

Como consequência, a produção de energia elétrica no Brasil é majoritariamente renovável, com menor fator de emissão de dióxido de carbono (CO_2 por kWh)[5]. Em anos hidrológicos normais, o planejamento setorial indica menor necessidade de produção de energia em térmicas que usam combustíveis fósseis. Em anos hidrológicos desfavoráveis, essas usinas são mais acionadas de forma a segurar água nos reservatórios e garantir confiabilidade de suprimento. Os custos operativos sobem, sendo repassados às tarifas dos consumidores de energia na primeira revisão tarifária subsequente. Esse fato mostra que a Segurança Energética merece mais atenção no planejamento setorial. Atualmente as térmicas representam o fator de segurança, porém a EE, com seu potencial de reduzir a demanda, é uma alternativa para reduzir a dependência da fonte térmica e também da importação de energia, visto que algumas dessas usinas se encontram em países vizinhos como Uruguai, Argentina e Bolívia.

Com relação ao consumo, a China também já ultrapassou os EUA, como indicado abaixo. Seu consumo em 2014 foi de 3.368 TWh, já 16% superior. O Brasil é o oitavo país da lista:

FIGURA 3.1 – MERCADO ELÉTRICO EM 2014 (TWH)



O gráfico a seguir apresenta a evolução no tempo do consumo de energia elétrica no SIN por classe de consumo. A estagnação do setor industrial dos últimos anos e o forte crescimento do consumo de energia elétrica residencial (impulsionado por ascensão social da população e acesso a crédito) e consumo comercial fizeram reduzir a importância relativa da indústria. Ainda assim, é a classe com maior consumo. De acordo com o Anuário Estatístico da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo dessa classe em 2014 foi de 180 TWh, ou 38% do total.

[4] A capacidade instalada no Brasil atingiu 134 GW em 2014.

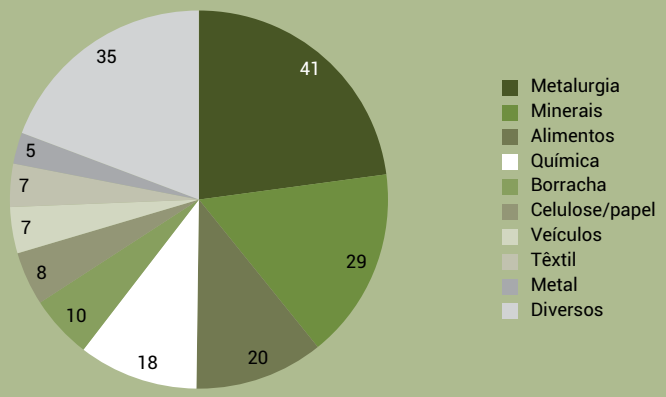
[5] O setor elétrico brasileiro emite quatro vezes menos por kWh que o chinês em razão da predominância de usinas térmicas a carvão na China e da hidroeletricidade no Brasil.

FIGURA 3.2 – CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SIN POR CLASSE

A indústria é também a classe com maior concentração de consumo: são pouco mais de 500 mil unidades consumidoras, um valor muito pequeno quando comparado aos mais de 66 milhões de consumidores residenciais ou 5,5 milhões de consumidores comerciais. Por essa razão, destaca-se como importante classe a ser explorada sob a ótica da eficiência energética. A avaliação dessa classe de consumo é útil para analisar oportunidades de incremento da eficiência energética, corroborado por pesquisas recentes, como a da Associação Brasileira das Empresas de Conservação de Energia (Abesco), que indicam que a intensidade energética da indústria brasileira se mantém praticamente estável nos últimos 30 anos, com pequeno aumento nos últimos anos. Um resultado que contrasta, por exemplo, com a realidade alemã apontada pelo indicador Odex.

Três setores – metalurgia, minerais e alimentos – respondem por metade do consumo industrial. Como são atividades de grande consumo concentrado, indicam possibilidade a ser avaliada de medidas direcionadas com grande impacto sobre objetivos da eficiência energética.

FIGURA 3.3 – CONSUMO INDUSTRIAL POR SETOR



Três setores - metalurgia, minerais e alimentos - respondem por metade do consumo industrial.

3.2 Definição

Eficiência Energética (EE) é o conjunto de ações que reduzem a quantidade de energia utilizada para prover produtos e serviços. Segundo essa definição, são ações de EE aquelas capazes de reduzir a produção, transporte e transformação de energia para atender a mesma demanda por produtos e serviços, bem como aquelas que atuam diretamente sobre o consumo final da energia para serviços como iluminação, condicionamento ambiental e outros.

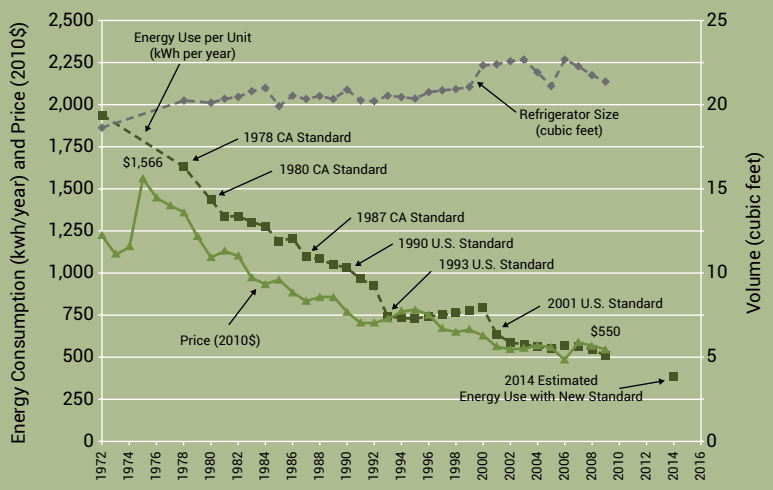
São exemplos de medidas de EE o combate ao furto de energia e às perdas técnicas nas redes de distribuição, a troca de geradores antigos em usinas elétricas por modelos modernos, troca de motores ineficientes em indústrias e a instalação de placas solares fotovoltaicas no telhado de residências. É fácil perceber as diversas implicações da EE se considerarmos seus impactos econômicos, ambientais, sociais e culturais.

O potencial da EE é melhor compreendido através da caracterização dos seguintes limites:

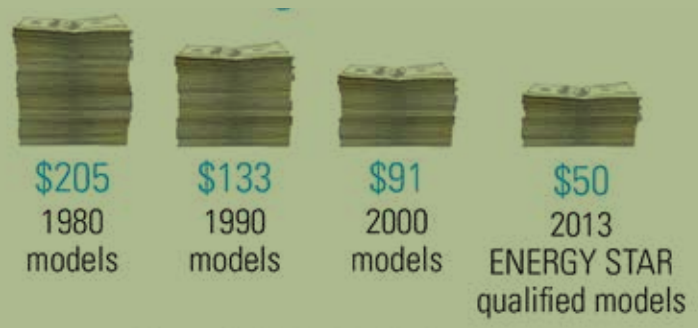
- **Técnico:** Limite de penetração das ações de EE, onde se considera a adoção das tecnologias mais eficientes disponíveis. Não considera custos ou barreiras para a adoção das tecnologias, sendo assim um valor limite teórico para o potencial de conservação;
- **Econômico:** Considera as ações de EE que têm viabilidade econômica, levando em conta custos de medidas de economia e custos marginais de expansão da oferta de energia;
- **Mercado:** Considera as ações de EE que levam a redução de custos ao usuário final da energia que estejam ao seu alcance. Fortemente relacionado ao nível tarifário.

A EE pode ocorrer sob forma de um *progresso autônomo* através de mudanças tendenciais que ocorrerem no mercado. Por exemplo, quando equipamentos usados são trocados por outros novos e mais eficientes ao final da vida útil. Também pode ser *induzida* por estímulos de mercado ou políticas públicas. Um exemplo clássico é o efeito dos programas governamentais com padrões mínimos de eficiência energética exigidos dos fabricantes de energia nas geladeiras nos EUA, como indicado no gráfico a seguir.

FIGURA 3.4 – EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE GELADEIRAS (ACIMA) E GASTO ANUAL COM ENERGIA (ABAIXO)



Source: Appliance Standards Awareness Project.



Source: US EPA ENERGY STAR Program, 2013.

3.3 Motivação

Medidas de EE possuem benefícios diretos e indiretos para toda a sociedade, a saber:

1. Permitir investimentos mais custo-efetivos e ambientalmente responsáveis, reduzindo a necessidade de novas usinas e redes de energia elétrica, contribuindo para maior sustentabilidade no setor elétrico;
2. Reduzir custos relativos ao consumo de combustível e O&M nas usinas, com impacto potencial sobre tarifas de energia elétrica dos consumidores em geral;
3. Reduzir emissões de gases de efeito estufa;
4. Aumentar competitividade das empresas que investem em EE;
5. Promover maior Segurança Energética para o país, garantindo uma utilização racional das fontes energéticas e menor exposição à dependência externa de outros países.

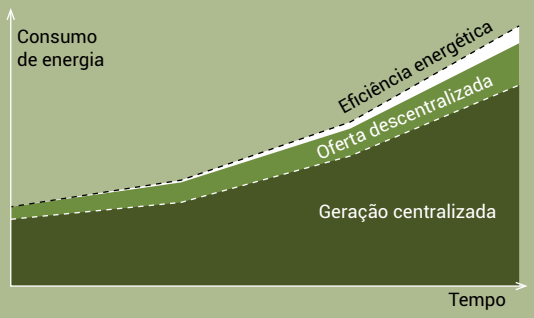
Por outro lado, a ineficiência energética provoca desperdícios de recursos econômicos, naturais e humanos.

3.4 Potencial de conservação

A referência mais recente sobre o potencial de conservação de energia do Brasil é a Nota Técnica DEA 13/14, que apresenta a projeção de demanda de energia até 2050, publicada em agosto de 2014 pela EPE. Tais projeções fazem parte da elaboração do Plano Nacional de Energia (PNE 2050).

O PNE 2050 é um cenário econômico-energético de longo prazo, sendo usado como referência em estudos de planejamento pelo governo federal, acadêmicos e interessados no setor energético. O objetivo do plano é estabelecer um balanço equilibrado entre oferta e demanda de energia, considerando as restrições de capacidade e viabilidade das opções disponíveis. A projeção de demanda do PNE 2050 possui três componentes principais, conforme indicado na figura 3.5:

FIGURA 3.5 – COMPONENTES DA PROJEÇÃO DE DEMANDA



Fonte: Nota Técnica DEA 13/14 (EPE, 2014b).

A linha preta tracejada superior na Figura 3.5 representa a projeção do consumo total (sem conservação). A área branca referente à Eficiência Energética representa o potencial de conservação que pode ser conseguido através de progresso autônomo ou induzido. A área verde claro representa o consumo de energia dos autoprodutores. A área verde escuro representa a capacidade de geração necessária para atender à projeção de demanda da rede (consumo final, considerando conservação), representada pela linha tracejada inferior.

A Tabela 3.1 apresenta a projeção do consumo de energia elétrica e eficiência energética do PNE 2050. Observa-se que a projeção de energia elétrica conservada em 2030 é de 104.696 GWh, o que corresponde a quase 10% da projeção do consumo de eletricidade do cenário de referência (1.069.742 GWh), que não considera nenhum tipo de ação para a conservação de energia. A subtração desses números resulta na projeção de consumo final de eletricidade em 2030. O valor de 965.046 GWh na Tabela 3.1 representa a projeção de consumo de energia elétrica para 2030, portanto, a Energia Final (EF)[6] na forma de eletricidade.

[6] A EF pode ser usada em 18 diferentes formas, como, por exemplo, eletricidade, gasolina, diesel, lenha, gás natural, carvão vegetal etc.

TABELA 3.1 – PROJEÇÃO DE DEMANDA E EE DO PNE 2050.

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

(1) Inclui setor energético

Fonte: Nota Técnica DEA 13/14 (EPE,2014b).

Os setores industrial, residencial e de serviços concentram respectivamente, 44%, 29% e 25% do potencial de conservação em 2030.

Na parte de baixo da Tabela 3.1, a energia elétrica conservada é desagregada em cinco setores. Observa-se que os setores industrial[7], residencial e de serviços (comercial e setor público) concentram respectivamente, 44%, 29% e 25% do potencial de conservação em 2030.

A estimativa do potencial de conservação é realizada a partir de informações setoriais do Balanço Energético Nacional (BEN)[8]. O BEN indica a quantidade de uma dada forma de Energia Final *i* fornecida para um determinado setor de atividade *j* (EF_{ij}).

Para estimar o potencial de conservação de energia é necessário identificar a destinação de EF_{ij} de acordo com usos finais da energia: força motriz; calor de processo; aquecimento direto; refrigeração; iluminação; eletroquímica; e outros usos. A variável p_{ijk} designa o Coeficiente de Destinação da energia final *i*, no setor de atividade *j*, destinada ao uso final *k*.

Ainda é necessário apurar os rendimentos do primeiro processo de transformação energética, denotado pela variável r_{ijk}, e que representa o Coeficiente de Eficiência Energética da energia final *i*, no setor de atividade *j*, destinada ao uso final *k*.

Essas informações são inseridas no modelo chamado Balanço de Energia Útil - BEU (MME, 2005), cujo ano base é 2004, para estimar a *Energia Útil* (*EU*) gerada pela *Energia Final i* no setor de atividade *j* aplicada ao uso final *k*, designada por EU_{ijk} de acordo com o produto:

$$EU_{ijk} = EF_{ij} \times p_{ijk} \times r_{ijk}$$

Portanto, a Energia Final é composta pela soma de duas parcelas: a *EU* (que representa uma parcela da *EF*) e a Energia Perdida, que pode ser decomposta em Potencial de Economia de Energia (*PEE*)[9] e Energia Não Recuperável.

O PEE_{ijk} é calculado através da diferença entre a EU_{ijk} que poderia ser gerada pela EF_{ij} considerando o rendimento de referência $\tilde{r}_{ijk}$ (teórico), e o rendimento apurado r_{ijk} (real).

$$PEE_{ijk} = EF_{ij} \times p_{ijk} \times (1 - r_{ijk}/\tilde{r}_{ijk})$$

A parcela Energia Não Recuperável, que sai por diferença, representa as irreversibilidades dos processos de transformação de energia.

Para estimar o potencial de conservação indicado na Tabela 3.1 foi necessário atualizar os Coeficientes de Destinação e os Coeficientes de Eficiência Energética do modelo. Os coeficientes são coletados por meio de entrevistas a empresas, pesquisas junto a fornecedores de equipamentos, programas de governo e outras bases de dados. O Coeficiente de Destinação de uma determinada

[7] Inclui o setor energético.

[8] O BEN, disponível no site da EPE, contabiliza a informação sobre consumo de energia de 16 setores de atividades.

[9] É estimado a partir da utilização do módulo MAPEE (Modelo de Avaliação do Potencial de Economia de Energia) acoplado ao modelo BEU (MME, 2005).

> O Coeficiente de Eficiência Energética de um determinado equipamento expressa seu rendimento na transformação da *EF* em algum uso final, e é impactado por alterações tecnológicas e culturais.

forma de *EF* é impactado por mudanças estruturais nos padrões de consumo da sociedade. O Coeficiente de Eficiência Energética de um determinado equipamento expressa seu rendimento na transformação da *EF* em algum uso final, e é impactado por alterações tecnológicas e culturais.

De acordo com MME (2005), para a atualização do Coeficiente de Eficiência Energética deve ser considerada tanto a evolução tecnológica do equipamento quanto a difusão de novas tecnologias dentro dos processos produtivos. Por exemplo, na comparação dos resultados do BEU realizados em 1984, 1994 e 2004, constata-se que, ao longo do tempo, o desvio padrão dos rendimentos dos equipamentos em uso aumenta, ou seja, cada vez aumenta mais a convivência entre equipamentos muito novos com equipamentos muito velhos.

Portanto, para avaliar o potencial de conservação de energia, há necessidade de constante atualização de dados e aperfeiçoamento de métodos e critérios, que possibilitem identificar alterações nos padrões de consumo e avanços tecnológicos dos diversos setores da economia. Segundo apresentação da EPE (EPE, 2014), está prevista uma atualização dos Coeficientes de Destinação e Coeficientes de Eficiência Energética do BEU. Um aspecto da metodologia que pode ser aperfeiçoado é desconsiderar o potencial de eficiência *após* o uso final força motriz. O motor elétrico é o principal responsável por esse uso final e é usado para acionar sistemas de bombeamento, de compressão, esteiras entre outros, que também têm potencial de conservação de energia. Com isso, há um potencial de conservação não considerado na análise.

A base de dados do Procel (Programa de Conservação de Energia Elétrica), publicada no site Procel Info, fornece mais informações sobre os potencias de conservação de energia de diversos setores econômicos, a partir das informações coletadas em projetos do programa. Para a classe industrial, os potenciais de conservação de energia apresentados nos relatórios setoriais do Procel são estimados a partir do consumo específico de energia elétrica de cada produto fabricado em cada classe industrial analisada. O potencial de conservação é obtido por meio da da diferença entre a energia consumida considerando o consumo específico médio apurado e a energia consumida considerando o consumo específico de referência. Os potenciais de conservação foram estimados por uso final da energia, via Coeficientes de Destinação (MME, 2005).

3.4.1 Estimativa de conservação

A partir da avaliação e análise das metodologias descritas acima, observa-se que há razoável incerteza na determinação do potencial de conservação. Porém, como o objetivo deste estudo é propor medidas que visam a aumentar e/ou melhorar as ações de conservação de energia nas diversas unidades de consumo, adotamos uma abordagem *top-down,* que considera três possíveis cenários futuros de redução no consumo de eletricidade por meio de ações de conservação.

Para atingir os níveis de redução no consumo de eletricidade de cada cenário é necessário adotar um determinado conjunto de medidas capazes de incentivar mais ações de EE. O objetivo de uma medida é aumentar a abrangência das ações de EE, ou seja, fazer com que mais unidades consumidoras (pessoas ou empresas) tomem ações que visem a reduzir seu consumo de eletricidade.

Para avaliar o impacto de ações de conservação de energia, foram construídos três cenários de redução no consumo de eletricidade projetado para o Brasil até 2030:

(1) Redução de 10% no consumo de eletricidade previsto para 2030, de acordo com a meta anunciada pelo governo brasileiro (INDC) – Cenário **INDC**;

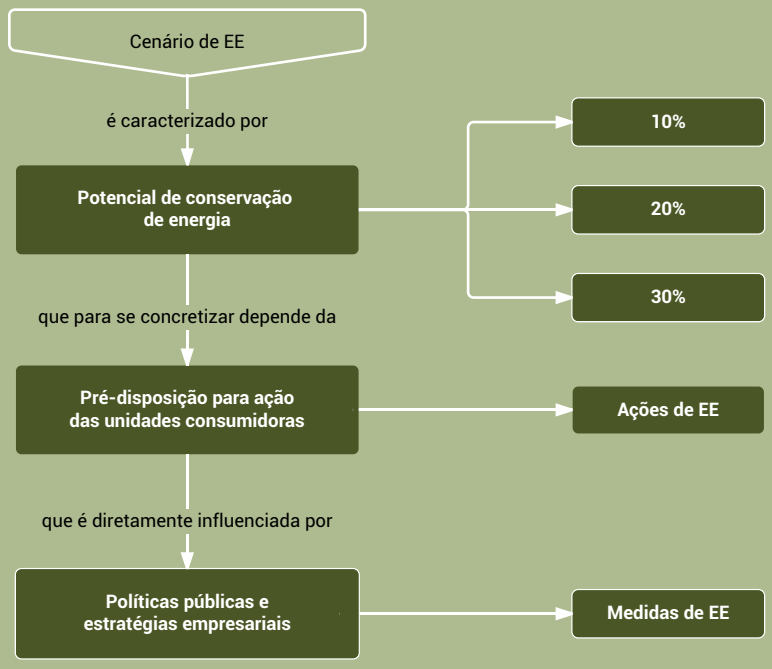
(2) Redução de 15% no consumo de eletricidade previsto para 2030 – Cenário **INDC+**;

(3) Redução de 20% no consumo de eletricidade previsto para 2030 – Cenário **INDC++**.

Cada um dos cenários de conservação de eletricidade toma por base o cenário de referência, onde a premissa é de que não há ganhos tendenciais nem medidas de incentivo às ações de EE. A metodologia de construção dos cenários e os resultados das simulações são apresentados no próximo capítulo.

Os potenciais de conservação de cada classe de consumo, e para cada cenário simulado, dependem da abrangência das medidas adotadas e do *payback* das ações de conservação de energia realizados pelas unidades de consumo. Por exemplo, no Cenário INDC, para realizar a redução de 10% (82 TWh) no consumo de eletricidade projetado para 2030 será necessário adotar um conjunto composto por seis (6) medidas, que serão detalhadas no Capítulo 6. A Figura 3.6 apresenta a caracterização dos cenários de EE, que será ainda mais detalhada no Capítulo 6.

FIGURA 3.6 – CARACTERIZAÇÃO DE CENÁRIOS DE EE



A Tabela 3.2 apresenta o potencial de conservação total de eletricidade por classe de consumo e por uso final (em GWh) considerado no Cenário INDC. Observa-se que os usos finais força motriz e iluminação são os de maior potencial de conservação de eletricidade em 2030 (37% e 36% respectivamente).

A Tabela 3.3 e a Tabela 3.4 apresentam os potenciais de conservação total de eletricidade por classe de consumo e por uso final (em GWh) considerados nos Cenários INDC+ e INDC++.

O grande potencial de redução do uso final força motriz se concentra na indústria, já o potencial de redução no uso final iluminação pode ser obtido nas classes residencial, comercial e outros. Assim, a premissa adotada na proposição das ações de EE foi de que nos cenários INDC+ e INDC++ haveria um grande número de substituições de lâmpadas nas classes residencial, comercial e outros.

TABELA 3.2 – POTENCIAL DE CONSERVAÇÃO (CENÁRIO INDC)

Classe	Gênero	Potencial de conservação de energia em 2030 - Cenário INDC (em GWh)							
		Força motriz	Calor de processo	Aquecimento direto	Refrigeração e ar condicionado	Iluminação	Eletroquímica	Outros usos	Total
Industrial	Outros	4,944	8	0	217	519	0	40	5,729
	Cerâmica	659	0	6	0	22	0	0	687
	Papel e celulose	3,205	2	0	6	46	0	0	3,260
	Têxtil	1,073	0	0	94	32	0	2	1,201
	Alimentos e bebidas	2,963	20	49	111	185	17	2	3,347
	Química	3,820	6	17	38	113	186	2	4,181
	Não ferrosos	2,467	0	768	0	11	818	1	4,066
	Mineração e pelotização	2,060	2	0	0	38	0	0	2,101
	Ferro ligas	53	0	301	1	6	0	0	362
	Ferro gusa e aço	3,386	8	45	0	123	23	0	3,585
	Cimento	886	0	0	1	10	0	0	896
Subtotal Industrial	N.A.	25,516	46	1,186	467	1,105	1,045	48	29,414
Residencial	N.A.	299	0	2,887	8,191	6,351	0	1,321	19,048
Comercial	N.A.	2,430	0	476	3,970	11,623	0	252	18,751
Outros	N.A.	2,080	0	88	1,442	10,622	0	176	14,409
Potencial de conservação total em 2030		30,325	46	4,637	14,070	29,701	1,045	1,797	81,623
% da energia conservada por uso final		37%	0%	6%	17%	36%	1%	2%	

10% do consumo total em 2030

TABELA 3.3 – POTENCIAL DE CONSERVAÇÃO (CENÁRIO INDC+)

Classe	Gênero	Potencial de conservação de energia em 2030 - Cenário INDC+ (em GWh)							
		Força motriz	Calor de processo	Aquecimento direto	Refrigeração e ar condicionado	Iluminação	Eletroquímica	Outros usos	Total
Industrial	Outros	6,454	13	0	371	740	0	44	7,622
	Cerâmica	860	0	12	0	32	0	0	904
	Papel e celulose	4,184	4	0	10	66	0	0	4,264
	Têxtil	1,400	0	0	160	45	0	2	1,608
	Alimentos e bebidas	3,868	35	100	189	263	42	2	4,499
	Química	4,987	10	34	64	161	453	2	5,710
	Não ferrosos	3,220	0	1,563	0	16	1,989	1	6,790
	Mineração e pelotização	2,689	3	0	0	54	0	0	2,747
	Ferro ligas	70	0	613	2	9	0	0	694
	Ferro gusa e aço	4,419	13	92	0	175	57	0	4,757
	Cimento	1,156	0	0	1	14	0	0	1,171
Subtotal Industrial	N.A.	33,307	78	2,414	796	1,577	2,540	53	40,766
Residencial	N.A.	426	0	3,448	8,952	12,925	0	1,368	27,119
Comercial	N.A.	2,903	0	968	5,664	16,582	0	275	26,392
Outros	N.A.	2,485	0	180	2,058	15,153	0	193	20,068
Potencial de conservação total em 2030		39,121	78	7,011	17,469	46,236	2,540	1,889	114,345
% da energia conservada por uso final		34%	0%	6%	15%	40%	2%	2%	

15% do consumo total em 2030

TABELA 3.4 – POTENCIAL DE CONSERVAÇÃO (CENÁRIO INDC++)

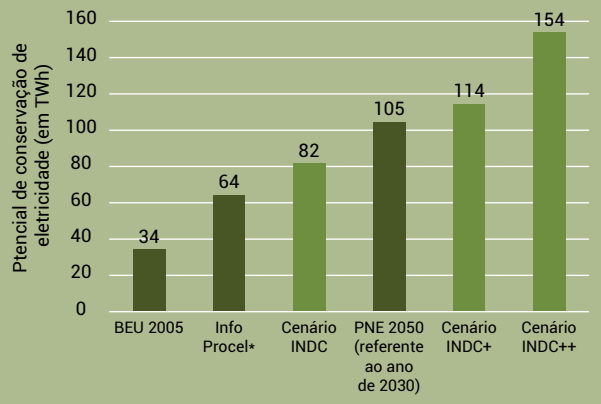
Classe	Gênero	Potencial de conservação de energia em 2030 - Cenário INDC++ (em GWh)							
		Força motriz	Calor de processo	Aquecimento direto	Refrigeração e ar condicionado	Iluminação	Eletroquímica	Outros usos	Total
Industrial	Outros	7,991	20	0	568	984	0	48	9,611
	Cerâmica	1,065	0	22	0	42	0	0	1,129
	Papel e celulose	5,180	5	0	15	88	0	0	5,289
	Têxtil	1,734	0	0	246	60	0	3	2,042
	Alimentos e bebidas	4,790	54	177	289	350	85	2	5,747
	Química	6,174	15	60	98	214	923	2	7,487
	Não ferrosos	3,987	0	2,762	0	22	4,055	1	10,828
	Mineração e pelotização	3,330	5	0	0	72	0	0	3,408
	Ferro ligas	86	0	1,084	3	12	0	0	1,185
	Ferro gusa e aço	5,472	20	162	0	233	115	0	6,004
	Cimento	1,432	0	0	2	18	0	0	1,452
Subtotal Industrial	N.A.	41,241	120	4,268	1,221	2,096	5,178	57	54,182
Residencial	N.A.	567	0	3,976	9,612	22,849	0	1,408	38,412
Comercial	N.A.	3,347	0	1,712	7,530	22,047	0	296	34,932
Outros	N.A.	2,865	0	317	2,736	20,148	0	207	26,273
Potencial de conservação total em 2030		48,020	120	10,274	21,099	67,140	5,178	1,968	153,799
% da energia conservada por uso final		31%	0%	7%	14%	44%	3%	1%	

20% do consumo total em 2030

Resumo dos potenciais

A Figura 3.7 apresenta a comparação entre estimativas dos potenciais de conservação de eletricidade em 2030 de acordo com diversas fontes, além da premissa adotada na construção dos Cenários INDC, INDC+ e INDC++. Os valores indicam a economia de energia elétrica para o ano de 2030.

FIGURA 3.7 – COMPARAÇÃO DAS ESTIMATIVAS DO POTENCIAL DE CONSERVAÇÃO DE ELETRICIDADE



A Figura 3.7 mostra não haver consenso sobre o potencial de conservação de eletricidade. Uma das razões é a escassez de pesquisas de campo e a falta de uma base de dados padronizada com informações consolidadas.

O próximo capítulo apresenta as premissas e resultados dos cenários de expansão da oferta e da demanda de eletricidade criados para avaliar o impacto da realização dos potenciais de conservação de eletricidade no horizonte 2016-2030.

4 Análise dos BENEFÍCIOS

4.1 Introdução

A avaliação dos benefícios da realização do potencial de conservação de energia elétrica identificado no capítulo anterior será realizada por meio da simulação da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) para o horizonte de 2016 a 2030, considerando o Cenário de Expansão da oferta e demanda de eletricidade.

Foram simulados quatro Cenários de Expansão:

(1) **Referência:** premissa de que nenhuma ação para aumento da eficiência no consumo de eletricidade é adotada;

(2) **INDC:** redução de 10% no consumo de eletricidade projetado para 2030, de acordo com a meta da INDC;

(3) **INDC+:** redução de 15% no consumo de eletricidade projetado para 2030; e

(4) **INDC++:** redução de 20% no consumo de eletricidade previsto em 2030.

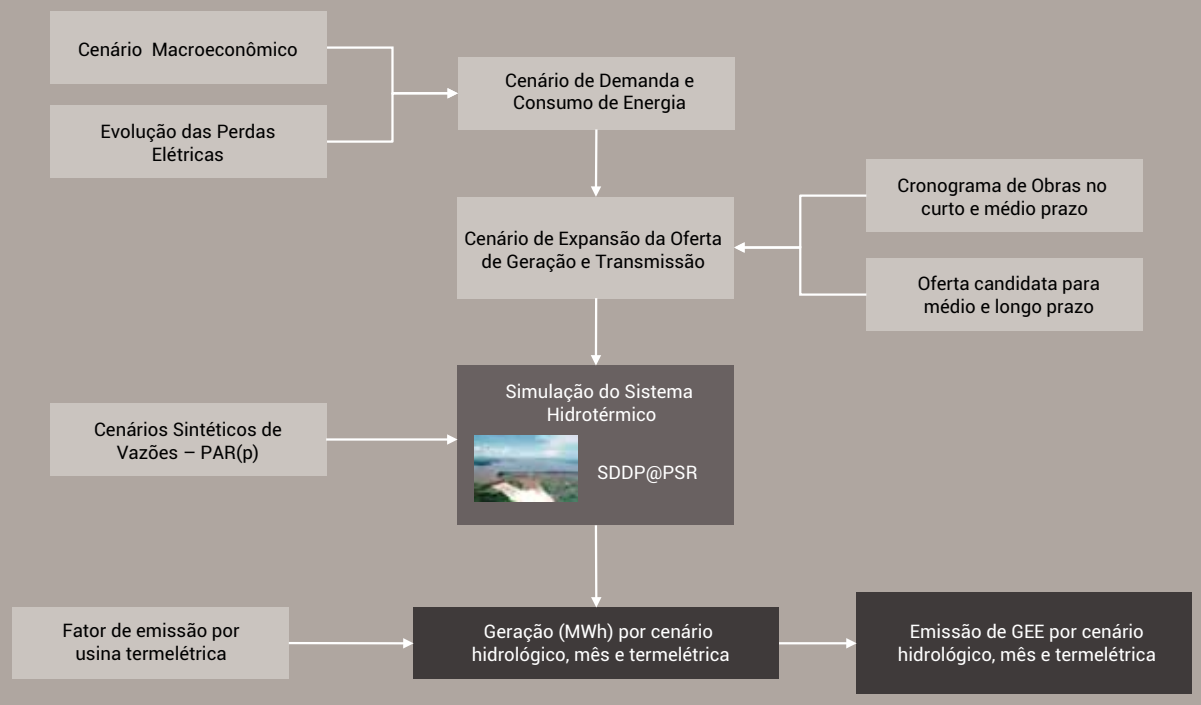
As seções 4.1 a 4.4 apresentam a metodologia de construção do Cenário de Expansão. Nas seções 4.5 a 4.8 são apresentados os balanços de oferta e demanda dos cenários e a comparação entre os resultados das simulações.

4.2 Metodologia

Um Cenário de Expansão representa uma evolução do parque gerador e dos grandes troncos de transmissão, onde as necessidades de ampliação da oferta de energia elétrica são quantificadas de modo que o Cenário de Expansão possa representar uma conformação aceitável e que sejam obedecidos os critérios de qualidade e segurança no suprimento de energia elétrica. Dessa maneira, o Cenário resultante possui os atributos para garantir qualidade no atendimento do sistema.

A Figura 4.1 apresenta uma visão geral da metodologia empregada na construção do cenário de expansão de referência (Cenário Referência)

FIGURA 4.1 – VISÃO GERAL DA METODOLOGIA.



> Para esta projeção de mercado, constrói-se um cenário de oferta que minimize o custo de investimento em novos projetos e custos operativos das usinas.

O processo inicia-se com a definição de hipóteses macroeconômicas, que formam a base para "inputs" de projeção de mercado de energia elétrica. Para essa projeção de mercado, constrói-se um cenário de oferta que minimize o custo de investimento em novos projetos e custos operativos das usinas. Para isso, é necessário realizar uma simulação energética do SIN por meio de um modelo de despacho hidro-térmico estocástico proprietário SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*).

TABELA 4.1 – TAXAS DE CRESCIMENTO POPULACIONAL

Região	2010	2015	2020
Norte	1,30%	0,97%	0,78%
Nordeste	0,86%	0,66%	0,54%
Sudeste	0,83%	0,63%	0,52%
Centro-Oeste	1,32%	0,98%	0,80%
Sul	0,73%	0,56%	0,56%
Brasil	0,90%	0,58%	0,56%

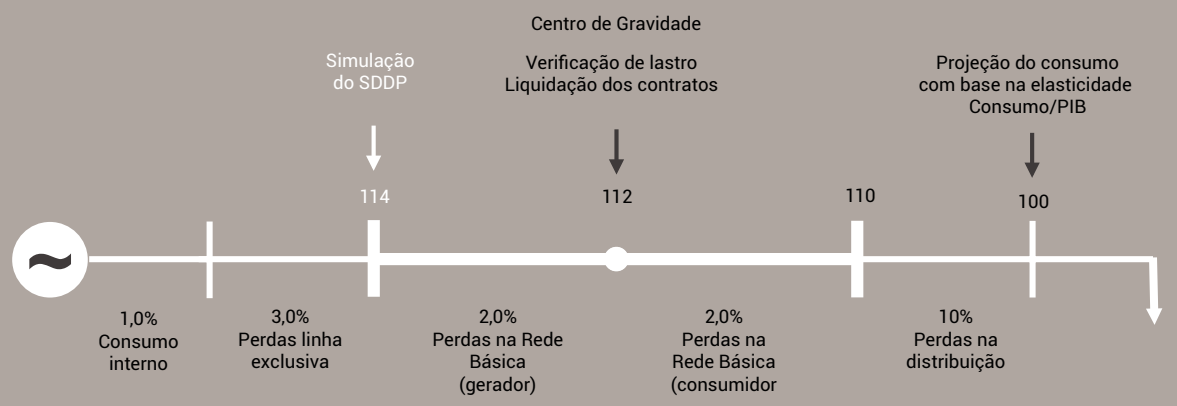
Fonte: IBGE (2015)

4.3 Projeção de demanda

As projeções de consumo foram realizadas para as classes residencial, industrial, comercial e outros, considerando como premissas os seguintes itens:

- Um cenário macroeconômico, cuja variável-chave é a taxa de crescimento do PIB;
- Um cenário de evolução da população, como indicado na Tabela 4.1.
- Estimativas para a evolução futura de alguns parâmetros técnicos, como, por exemplo, a elasticidade consumo-renda (obtida com base nos dados históricos de mercado) e o nível de perdas elétricas no sistema (ver Figura 4.2), além de considerações sobre as características e os perfis prováveis desse mercado no futuro.

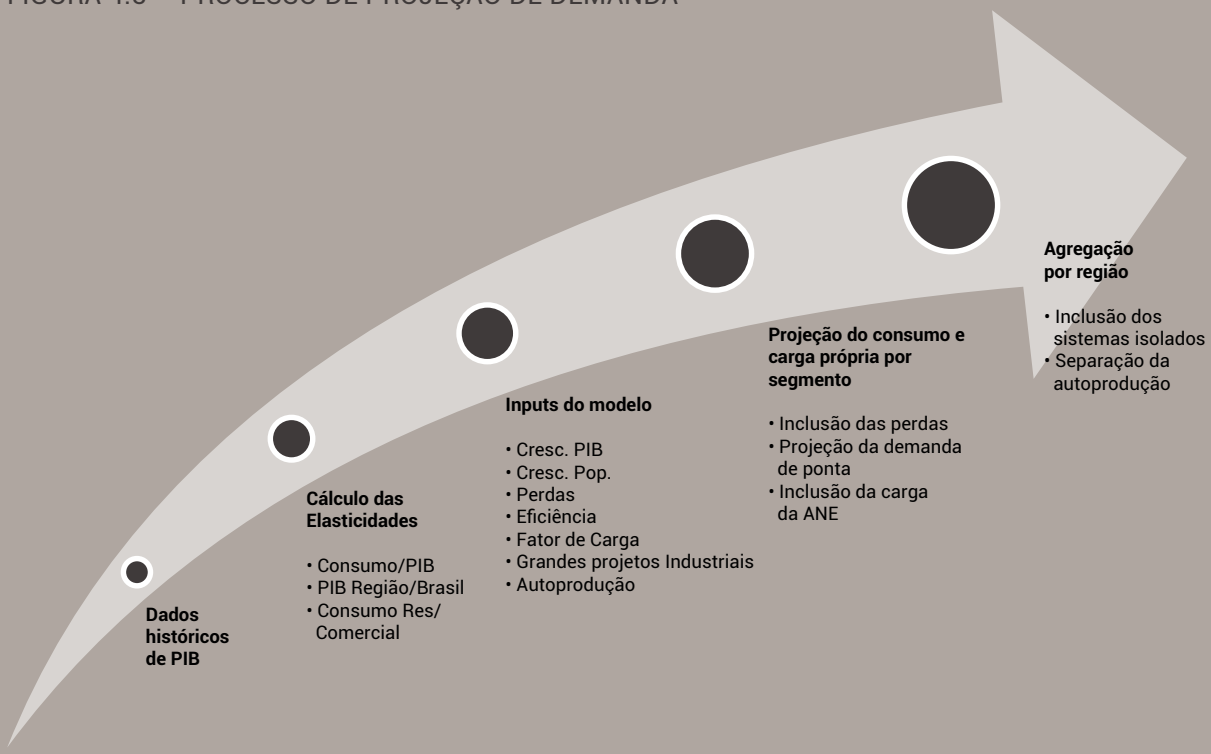
FIGURA 4.2 – ESTIMATIVA FUTURA DE PARÂMETROS TÉCNICOS



- Estimativa de aumento da eficiência no uso final da energia, realizada por meio do aumento nos coeficientes globais de rendimento para cada classe de consumo.

A Figura 4.3 ilustra o processo de projeção da demanda:

FIGURA 4.3 – PROCESSO DE PROJEÇÃO DE DEMANDA



A partir das projeções de consumo, e considerando hipóteses adicionais sobre a evolução das perdas elétricas, foram projetadas as cargas próprias[10] de energia para os quatro Subsistemas Elétricos Interligados – Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, incluindo as interligações com os subsistemas atualmente isolados Acre/Rondônia e Manaus, e, a partir destes, para os Sistemas Interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, assim como para o SIN.

Para o horizonte 2016 a 2019, o cenário macroeconômico utilizado neste estudo se baseia na estimativa do mercado para a evolução do PIB nacional[11] de acordo com o relatório FOCUS divulgado pelo Banco Central em outubro de 2015. Para o horizonte de 2021 a 2025, considerou-se um valor constante de crescimento de 3,0% ao ano, e para o horizonte de 2026 a 2030 considerou-se um valor constante de crescimento de 3,5% ao ano.

[10] Montante total de energia requisitado por subsistema em determinado período. Inclui todas as perdas de energia entre produção e consumo.

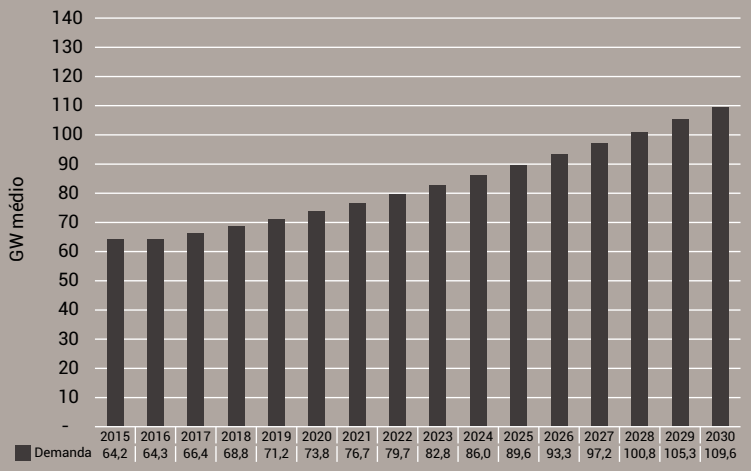
[11] Os valores apresentados neste relatório, tanto para projeções de crescimento do PIB quanto para elasticidade PIB/consumo, já levam em consideração a nova metodologia do IBGE. Com relação às previsões feitas em setembro de 2015, os valores aqui apresentados para 2015 e 2016 são superiores. No entanto, a influência em médio e longo prazo é pequena, não justificando reprocessar as simulações.

TABELA 4.2 – PROJEÇÃO DE CRESCIMENTO DO PIB

Período	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2025	2026-2030
Crescimento do PIB	-2%	1,3%	1,9%	2,1%	2,3%	3,0%	3,5%

A Figura 4.4 consolida a projeção do requisito de energia (carga própria) do sistema até 2030, incluindo as interligações Acre/Rondônia, Tucuruí/Manaus/Macapá e a carga da ANDE (Paraguai). No caso da ANDE, cabe destacar que, a partir de 2023, com o término do tratado de Itaipu, foi adotada a premissa de instalação de plantas de alumínio no Paraguai[12]. No cenário admite-se crescimento de mercado de 6% ao ano durante o horizonte 2016 a 2018, 11% ao ano durante o horizonte 2019 a 2023 e 6% ao ano durante o horizonte 2024 a 2030.

FIGURA 4.4 – PROJEÇÃO DO REQUISITO DE ENERGIA



Inclui interligação com Acre-Rondônia em 2010, Manaus/Amapá em setembro de 2013 e Ande (consumo do Paraguai)

4.4 Expansão da oferta de geração

Uma vez preparado o cenário de projeção de demanda, o próximo passo consiste em ajustar um cenário indicativo de expansão da oferta de energia elétrica. Esse cenário é composto por projetos de geração e interconexões de transmissão entre subsistemas.

Para tanto, a elaboração do Cenário de Expansão deve procurar retratar a tendência da expansão do Setor Elétrico Brasileiro (dadas as opções de expansão disponíveis) de maneira a aderir à projeção de demanda (Cenário de Mercado de Energia Elétrica), discutido na seção anterior.

[12] Com o fim do tratado o Paraguai terá o direito de consumir 50% da energia de Itaipu. Como não há demanda para consumir toda essa energia no país vizinho, considerou-se a adoção de uma política de incentivo à instalação de plantas de alumínio no Paraguai, devido ao baixo custo da energia. Com essa premissa, menos energia será disponibilizada para o Brasil.

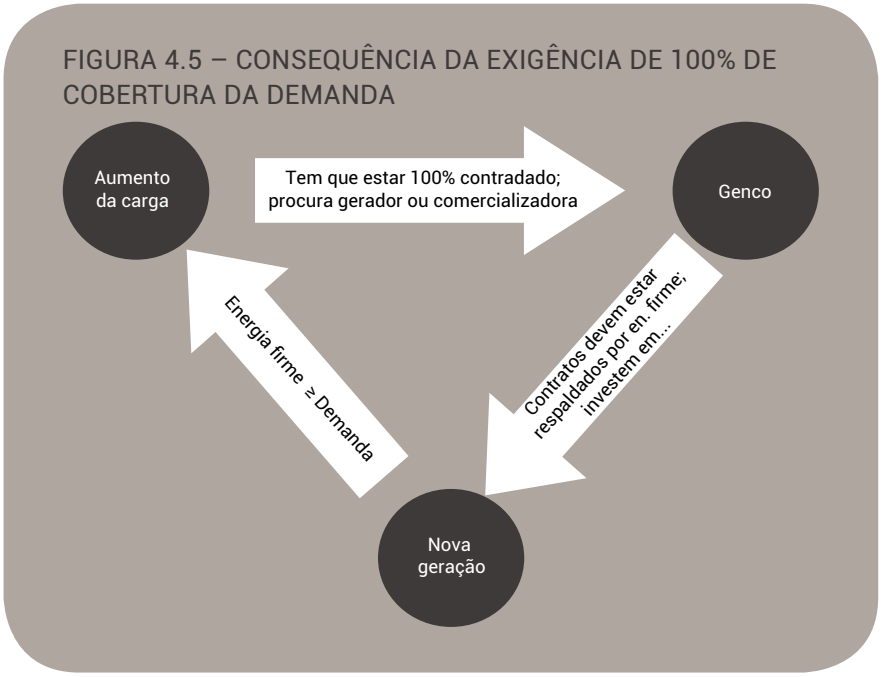
Três aspectos regulatórios principais afetam o total de oferta que será construído.

O Cenário de Expansão deve ser construído de tal modo que considere a *competitividade* das diversas tecnologias (mínimo custo global para o consumidor) e *aspectos regulatórios* do sistema brasileiro que afetam a expansão.

Três aspectos regulatórios principais afetam o total de oferta que será construído:

1. Exigência de 100% de cobertura da demanda por contratos, que por sua vez devem ser respaldados por igual montante de certificados de garantia física (Figura 4.5);

FIGURA 4.5 – CONSEQUÊNCIA DA EXIGÊNCIA DE 100% DE COBERTURA DA DEMANDA



2. As incertezas no crescimento da demanda levam as distribuidoras a estabelecer uma estratégia de contratação de energia nos leilões que, em geral, se traduz em um nível de *sobrecontratação*, aumentando, consequentemente, a oferta total de energia;
3. Os leilões de reserva de geração, recentemente propostos pelo governo, também poderão levar a uma *oferta adicional*.

Com base nas questões acima mencionadas, conclui-se que os aspectos regulatórios (1) e (2) não justificam qualquer excesso de energia em relação à demanda. Qualquer excesso de oferta é mais justificado pela contratação de energia de reserva -item (3) -, que é uma decisão política do governo.

Outros aspectos regulatórios afetam o *mix* de tecnologias de geração na expansão do sistema:

- Os chamados projetos estruturantes, tais como as usinas do Rio Madeira e Belo Monte, são construídos por determinação do governo, com contratação compulsória pelas distribuidoras.
- Os leilões com antecedência de 5 e 3 anos (A-5 e A-3) afetam a proporção de usinas hidrelétricas (que, devido ao maior tempo de construção, só podem concorrer nos leilões A-5) e termelétricas (que concorrem nos dois leilões) na expansão do sistema.
- Os leilões de contratação de energia de reserva serão provavelmente direcionados às energias renováveis, como é o caso do leilão de reserva realizado em 2008, exclusivo para usinas à biomassa, e do leilão realizado em dezembro de 2009, exclusivo para energia eólica.

Visando a identificar a capacidade necessária a ser adicionada a partir de 2020, o Cenário de Expansão da oferta foi construído de acordo com a disponibilidade dos projetos candidatos, sua competitividade e considerando o critério de expansão do sistema. A Figura 4.6 mostra as opções de expansão do sistema nesse período.

FIGURA 4.6 – OPÇÕES DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Norte:
Alto potencial hidrelétrico disponível. Geração térmica utilizando carvão importado

Nordeste:
Potencial para PCH ainda a aproveitar. Potencial hidrelétrico esgotado.Geração térmica local (GNL, carvão, óleo combustível e nuclear). Potencial eólico em desenvolvimento.

Sul:
Pouco potencial hidrelétrico ainda a aproveitar. Geração térmica local a carvão nacional. Potencial eólico em desenvolvimento.

Sudeste/C.Oeste:
Pouco potencial hidrelétrico ainda a aproveitar. Geração térmica local (GNL, biomassa de bagaço de cana, carvão, óleo combustível e nuclear).

A expansão de oferta de energia possui grandes desafios, tais como:

- Hidrelétricas: licenciamento ambiental
- Térmicas a gás: Condições adversas dos contratos de suprimento de gás natural para as termelétricas fornecidos pela Petrobrás afastam competidores. Falta uma política de gás natural para o país.
- Renováveis:
  - › PCH: Bons projetos cada vez mais difíceis, dificuldades crescentes no processo de licenciamento ambiental e novas regulamentações MME/Aneel (revisão de garantia física e expulsão do Mecanismo de Realocação de Energia) afastam investidores;
  - › Cogeração a partir da biomassa da cana-de-açúcar: a bioeletricidade deveria ser a fonte mais promissora ("alavanca" o crescimento da produção de etanol), mas até o momento o montante contratado foi abaixo do esperado por dificuldades com a conexão à rede e de preços de energia;
  - › Esses desafios deixaram a energia eólica como fonte renovável com maior capacidade de disputar os leilões em volume e preço significativos, tendo uma grande janela de oportunidade.

Para a construção do Cenário de Expansão, ainda são necessárias informações e premissas relacionadas às opções de expansão da oferta de geração (grandes hidrelétricas, termelétricas convencionais e fontes renováveis de energia), critérios para a escolha das fontes que irão compor a matriz elétrica e aspectos complementares (adequabilidade em relação aos leilões de energia nova, interconexões entre subsistemas, critérios de garantia de suprimento, energia de reserva etc.). Cada um desses itens está descrito no Anexo I.

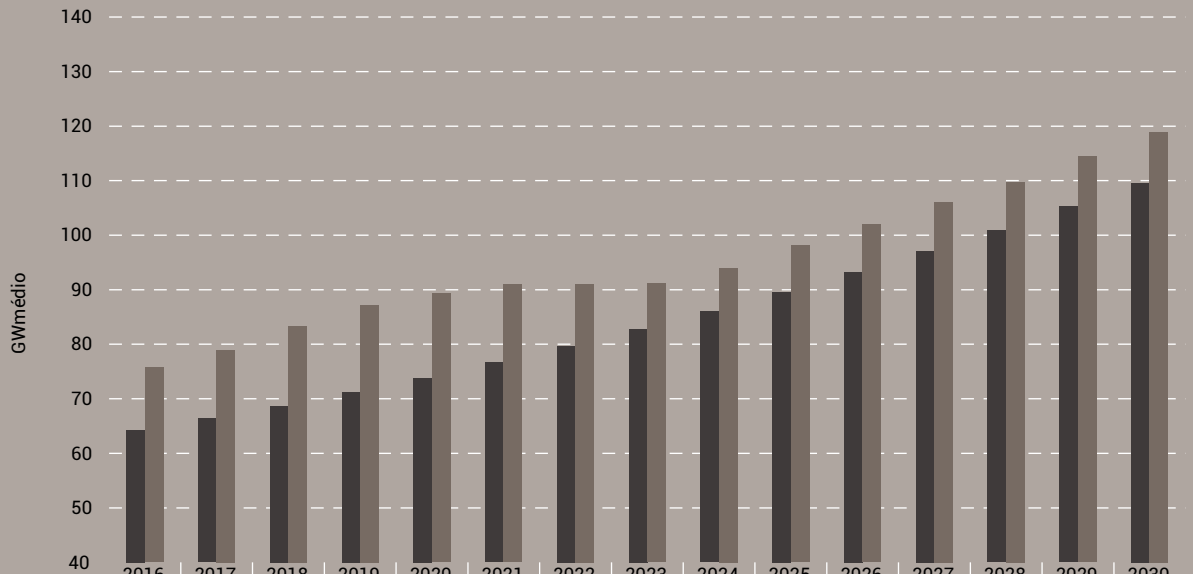
4.5 Balanço oferta x demanda

A Figura 4.7 apresenta o balanço físico de oferta e demanda média anual de energia elétrica[13] do SIN

[13] Requisito de energia, incluindo as demandas de ANDE, bombas da LIGHT e consumo de Itaipu.

para o Cenário de Expansão de Referência. A oferta apresentada em cada ano é acumulada, pois considera as usinas do ano anterior acrescidas da nova oferta e subtraídas das usinas descomissionadas (que saem de operação).

FIGURA 4.7 – BALANÇO ENTRE OFERTA E DEMANDA MÉDIA ANUAL COM ENERGIA DE RESERVA



	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Dem	64,3	66,4	68,8	71,2	73,8	76,7	79,7	82,8	86,0	89,6	93,3	97,2	100,8	105,3	109,6
GF	75,7	79,0	83,4	87,2	89,3	91,0	91,0	91,1	94,0	98,1	102,0	106,0	109,8	114,4	118,9
GF - Dem	11,4	12,6	14,6	16,0	15,5	14,3	11,3	8,3	7,9	8,5	8,7	8,9	9,0	9,1	9,3
%Dem	17,7%	19,0%	21,3%	22,5%	21,1%	18,6%	14,2%	10,1%	9,2%	9,5%	9,3%	9,1%	8,9%	8,7%	8,5%

1 - Dem = Requisito de Energia, incluindo as demandas da ANDE, bombas da Light e consumo de Itaipu.
2 - Requisito de Energia e Energia Assegurada de 2015 = média entre os meses de setembro e dezembro de 2015.

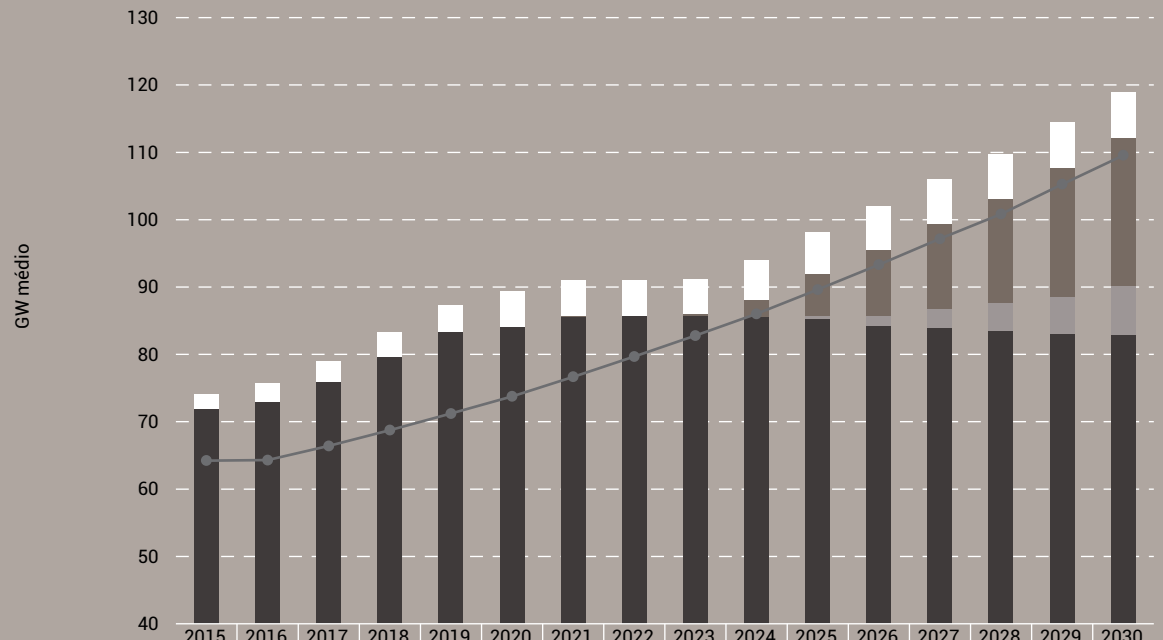
Verifica-se que a sobreoferta existente no sistema para o horizonte de curto e médio prazos (até 2019) aumenta, resultado da baixa projeção de crescimento da demanda no horizonte 2016-2019 e da motorização de grandes projetos hidrelétricos já contratados.

No horizonte de mais longo prazo, a sobra tende a se manter constante devido à premissa de ajuste do cenário para uma determinada sobreoferta no horizonte de longo prazo. O Anexo I apresenta uma descrição detalhada das premissas adotadas.

A Figura 4.8 apresenta o mesmo balanço da Figura 4.7, discriminando a oferta em:

- Oferta garantida: Energia existente e/ou já contratada através dos leilões de energia nova (já inclui Belo Monte);
- Projetos estruturantes: Projetos internacionais (UHEs do Peru e UHE Garabi na divisa com a Argentina);
- Oferta indicativa: Projetos que indicam a necessidade de contratação de nova oferta;
- Energia de reserva: Inclui a energia de Angra III, biomassa e eólica.

FIGURA 4.8 – BALANÇO ENTRE OFERTA E DEMANDA MÉDIA ANUAL DO SIN



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Reserva	2,1	2,7	3,0	3,7	3,9	5,2	5,2	5,2	5,2	5,9	6,2	6,4	6,6	6,6	6,8	6,8
Indicativas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	2,5	6,1	9,9	12,7	15,5	19,1	21,9
Projeto Estruturante	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,4	2,7	4,2	5,4	7,3
Oferta Garantida	71,9	73,0	76,0	79,7	83,3	84,1	85,6	85,6	85,6	85,5	85,2	84,3	83,9	83,5	83,1	83,0
Dem Brasil	64,2	64,3	66,4	68,8	71,2	73,8	76,7	79,7	82,8	86,0	89,6	93,3	97,2	100,8	105,3	109,6

O balanço da Figura 4.8 indica uma necessidade de nova oferta (Indicativas + Projeto Estruturante) a partir de 2024. Em resumo, haveria a necessidade de contratar em torno de 29 GW médios de garantia física para atender ao crescimento de demanda até 2030 (desconsiderando Belo Monte, Angra III e os projetos internacionais) em energia nova. Esse é, portanto, o espaço de oferta para novos investimentos em projetos de geração para o Cenário de Expansão de Referência.

4.6 Cenários de Expansão Alternativos

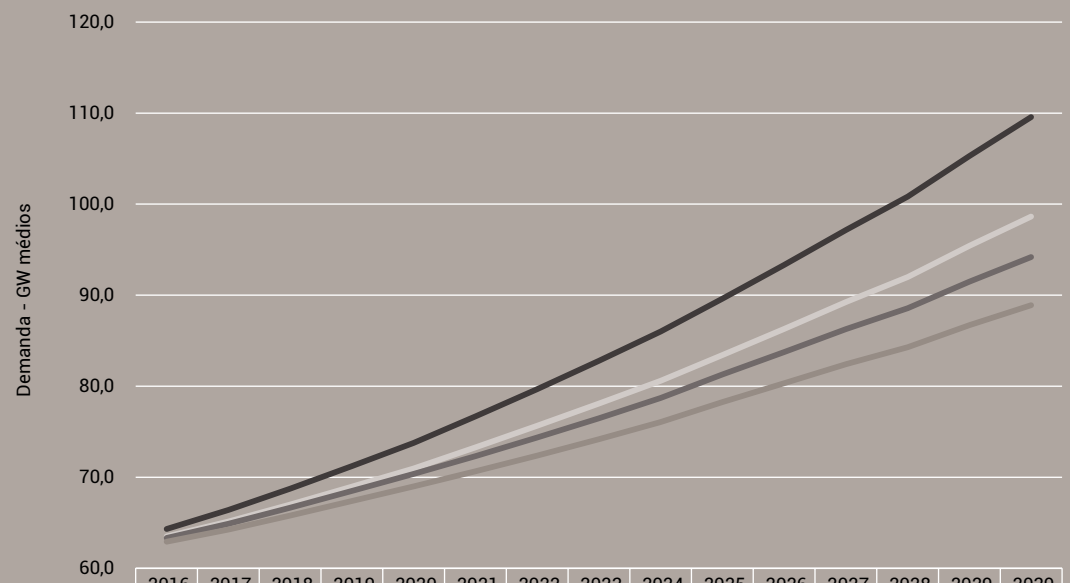
Para a construção dos Cenários de Expansão Alternativos indicados na Seção 3.1, são realizadas duas alterações no Cenário de Expansão de Referência:

- Projeção de demanda: A partir de novas premissas de EE adotadas para o horizonte 2016-2030, são determinadas três novas projeções de demanda (Figura 4.9 abaixo);
- Projeção de oferta: Para cada nova projeção de demanda é necessário um novo ajuste no Cenário de Expansão para manter a mesma sobreoferta, no horizonte de longo prazo, observada no Cenário de Expansão de Referência (Figura 4.10 abaixo).

Projeções de demanda média anual do SIN para os quatro Cenários de Expansão considerados nesse estudo.

A Figura 4.9 apresenta as projeções de demanda média anual do SIN para os quatro Cenários de Expansão considerados neste estudo.

FIGURA 4.9 – PROJEÇÃO DE DEMANDA DOS CENÁRIOS

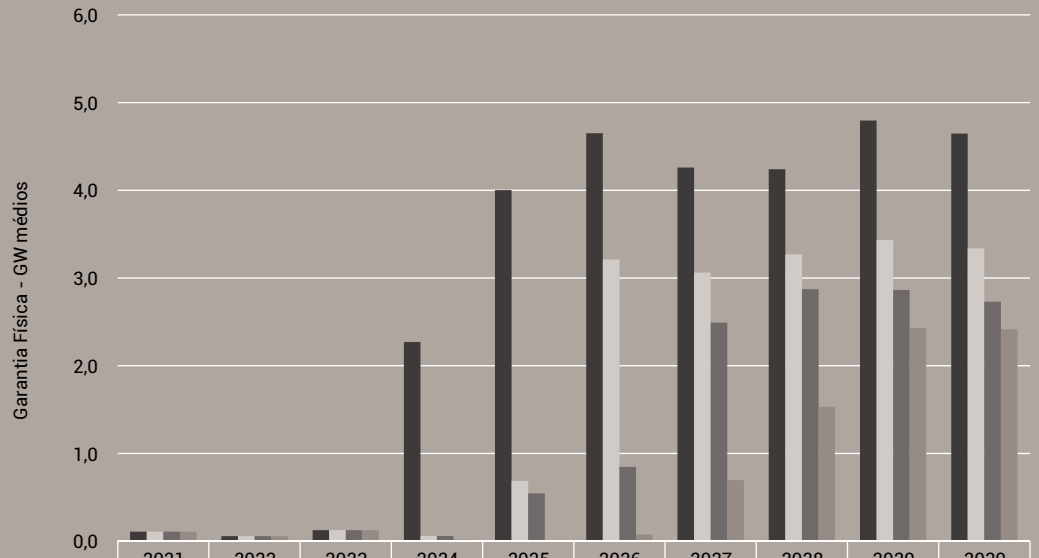


	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Cenário Referência	64,3	66,4	68,8	71,2	73,8	76,7	79,7	82,8	86,0	89,6	93,3	97,2	100,8	105,3	109,6
Cenário INDC	63,5	65,1	67,0	69,0	71,0	73,3	75,7	78,1	80,6	83,4	86,3	89,2	92,0	95,4	98,6
Cenário INDC+	63,3	64,9	66,7	68,5	70,4	72,3	74,4	76,5	78,7	81,3	83,8	86,3	88,6	91,5	94,2
Cenário INDC++	62,9	64,3	65,8	67,4	69,0	70,6	72,4	74,2	76,1	78,3	80,3	82,4	84,3	86,7	88,9

Por construção, a premissa de aumento da EE considerada nos Cenários de Expansão Alternativos (INDC, INDC+ e INDC++) reduz a demanda média anual de 2030 (com relação ao Cenário Referência) em 10%, 15% e 20%, respectivamente.

Consequentemente, reduz-se a necessidade de nova oferta no SIN para atender os mesmos critérios de qualidade de suprimento de energia elétrica. A figura abaixo compara a necessidade anual de nova oferta (Indicativa + Projeto Estruturante) de cada Cenário de Expansão:

FIGURA 4.10 – NECESSIDADE ANUAL DE NOVA OFERTA



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Cenário Referência	0,1	0,1	0,1	2,3	4,0	4,7	4,3	4,2	4,8	4,6
Cenário INDC	0,1	0,1	0,1	0,1	0,7	3,2	3,1	3,3	3,4	3,3
Cenário INDC+	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,8	2,5	2,9	2,9	2,7
Cenário INDC++	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,7	1,5	2,4	2,4

Observa-se uma menor necessidade de nova oferta nos Cenários INDC (menos 11,8 GW médios), INDC+ (menos 16,5 GW médios) e INDC++ (menos 21,7 GW médios), quando comparados com o Cenário Referência, consequência da menor projeção de demanda.

Portanto, espera-se que os Cenários de Expansão Alternativos (INDC, INDC+, e INDC++) resultem em menores custos de operação e postergação de investimentos em expansão do parque gerador (nova oferta), quando comparados ao Cenário Referência.

4.7 Impacto nos custos de operação e expansão do SIN

Conhecidos os cenários de oferta e demanda, o modelo de despacho hidrotérmico com restrições de transmissão SDDP calculou uma política operativa ótima para o período 2016-2030, com cinco anos adicionais de configuração estática, para evitar esvaziamento ao final do período. Foram utilizados estágios mensais, com três patamares de demanda em cada estágio.

A incerteza na hidrologia foi representada através de um modelo estocástico multivariado de afluências (PAR-p) ajustado às vazões incrementais de cada usina hidrelétrica da configuração. As condições iniciais de armazenamento dos reservatórios e de afluência se referem ao final de outubro de 2015. As restrições de transmissão entre os submercados foram representadas por um modelo de fluxo em redes.

O modelo SDDP representa em detalhe as características físicas, operativas e comerciais do sistema brasileiro. A simulação do sistema considerou todos os procedimentos operativos utilizados pelo ONS (o Anexo II apresenta uma descrição desse modelo).

O primeiro resultado de interesse é o custo de operação de cada um dos cenários simulados.

A Tabela 4.3 apresenta a redução no custo de operação do SIN para os cenários simulados (valor presente, taxa de desconto 12%):

Com o crescimento esperado do mercado até 2030 (quase 60% de incremento), as ações de fomento à EE possuem um benefício direto para a sociedade pela redução média das tarifas de 17% a 27%.

TABELA 4.3 – REDUÇÃO NOS CUSTOS DE OPERAÇÃO DO SIN

Cenário	Custo operativo total (bilhões R$)	Redução sobre referência (bilhões R$)	Redução sobre referência (%)	Redução Tarifária (%)
Referência	112	-	-	-
INDC	85	27	24%	17%
INDC+	78	34	30%	21%
INDC++	69	43	38%	27%

Como esperado, observa-se na Tabela 4.3 que os cenários alternativos levam à redução no custo de operação acumulado médio para o horizonte 2016-2030, chegando a uma redução de 38% (cerca de R$ 43 bilhões de 2015) no Cenário INDC++, onde a premissa é de que ações de fomento a EE reduzem a demanda projetada para 2030 em 20%.

Uma aproximação pode ser utilizada de forma a relacionar a variação de custos operativos com o impacto nas tarifas. Em 2015, o setor de distribuição arrecadava da ordem de R$ 100 bilhões dos consumidores de energia. Para cada R$ 1 bilhão de variação nos custos operativos do SIN, portanto, é possível estimar um impacto tarifário (médio) da ordem de 1%. Com o crescimento esperado do mercado até 2030 (quase 60% de incremento), as ações de fomento à EE possuem um benefício direto para a sociedade pela redução média das tarifas de 17% a 27%.

Além da redução no custo de operação acumulado médio do SIN, ações de fomento à EE levam à redução na necessidade de nova oferta, que tem como consequência direta a postergação de investimentos em projetos de expansão do parque de geração de eletricidade, ou seja, menos usinas (hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solares) precisarão ser construídas.

Para o cálculo do investimento anual em nova oferta (Indicativa + Projeto Estruturante) foram adotadas as seguintes premissas:

- Hidrelétricas serão contratadas em leilões A-5: Com isso, os investimentos na construção da usina serão contabilizados durante os cinco anos que antecedem sua entrada em operação (ex: para uma usina que entre em operação em 2025, serão contabilizados os investimentos na sua construção nos anos de 2020 a 2024).
- Termoelétricas, eólicas e solar serão contratadas em leilões A-3: Com isso, os investimentos na construção da usina serão contabilizados durante os três anos que antecedem sua entrada em operação (ex: para uma usina que entre em operação em 2025, serão contabilizados os investimentos na sua construção nos anos de 2022 a 2024).

Para o custo de instalação de cada fonte, serão adotadas as premissas conforme Tabela 4.4.

TABELA 4.4 – CUSTO DE INSTALAÇÃO DE USINAS POR FONTE DE GERAÇÃO

Fonte	Custo de implantação (R$/kW instalado)	Garantia Física/Capacidade (valores típicos)
Hidroelétrica	4000	45-70%
Gás Natural	3000	25-75%
Eólica	5000	40-50%
Solar FV	4500	18-22%
Nuclear	13500	80-90%
Carvão importado	4500	70-90%

A Tabela 4.5 apresenta os custos de investimento acumulados (valor presente, taxa de desconto 12%) para os diferentes cenários e as reduções com relação ao cenário de referência.

TABELA 4.5 – REDUÇÃO NOS CUSTOS DE INVESTIMENTO DO SIN

Cenário	Custo de investimento acumulado (bilhões R$)	Redução sobre referência (bilhões R$)	Redução sobre referência (%)
Referência	92	-	-
INDC	53	39	42%
INDC+	42	50	54%
INDC++	26	66	72%

Conforme esperado, observa-se na Tabela 4.5 que os cenários alternativos apresentam uma menor necessidade de investimentos em nova oferta, quando comparados com o Cenário Referência. No Cenário INDC, há uma redução de cerca de 42% nos investimentos em nova oferta para o horizonte 2026-2030, quando comparado com o Cenário Referência. No Cenário INDC+, essa redução é de 54%, e, no INDC++, a redução é de 72%.

A Tabela 4.6 apresenta os custos para implementação das ações e medidas de EE consideradas neste trabalho (valor presente, taxa de desconto de 12%). O detalhamento desses valores por medidas e ações específicas será feita no Capítulo 6.

TABELA 4.6 – CUSTO DE IMPLEMENTAÇÃO DE AÇÕES E MEDIDAS

Custo de implementação (bilhões de R$)			
Cenário	Ações	Medidas	Total
INDC	7	1	8
INDC+	11	3	14
INDC++	16	3	19

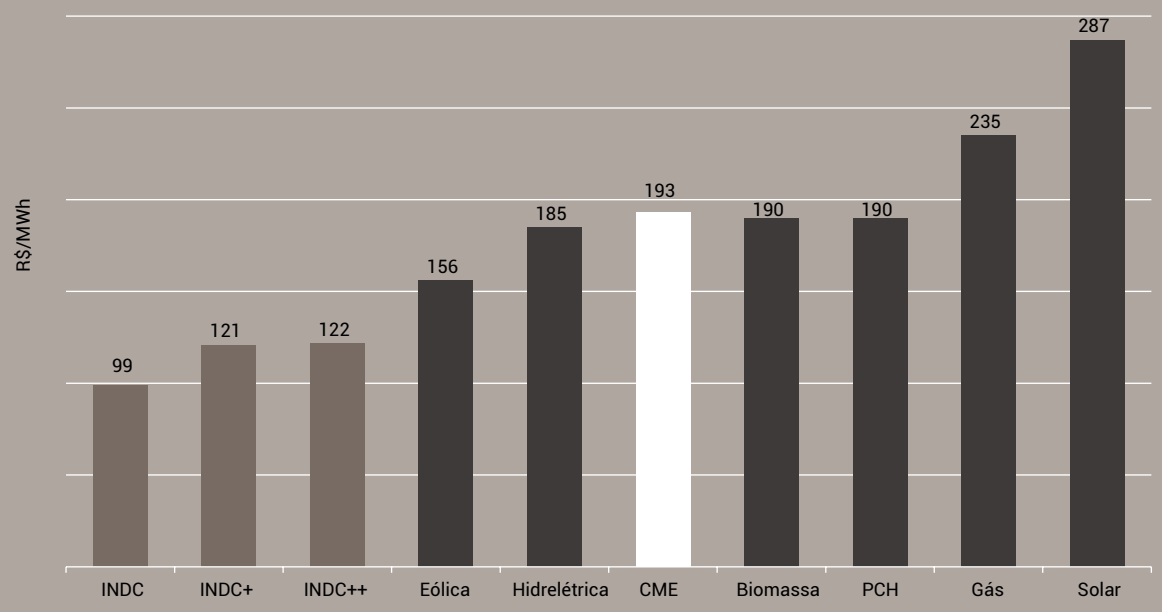
Dados os custos evitados e os custos de implementação, é possível calcular o benefício líquido das ações e medidas de EE para os Cenários Alternativos, conforme Tabela 4.7:

TABELA 4.7 – BENEFÍCIO LÍQUIDO DE AÇÕES E MEDIDAS

Cenário	Redução de custos de investimento (bilhões R$)	Redução de custos de operação (bilhões R$)	Investimento para implementação (bilhões R$)	Benefício líquido (bilhões R$)
INDC	39	27	8	58
INDC+	50	34	14	70
INDC++	66	43	19	90

Naturalmente, em termos absolutos, a EE reduz a necessidade de investimentos. Em termos relativos, é importante comparar o custo de implementação do MWh gerado com o economizado. A Figura 4.11 apresenta uma comparação entre o preço de energia nova para diversas fontes, o Custo Marginal de Expansão (CME) e o custo de implantação de ações e medidas de EE pela economia de energia.

FIGURA 4.11 – CUSTO DE CONSERVAÇÃO X CUSTO DE PRODUÇÃO POR FONTE

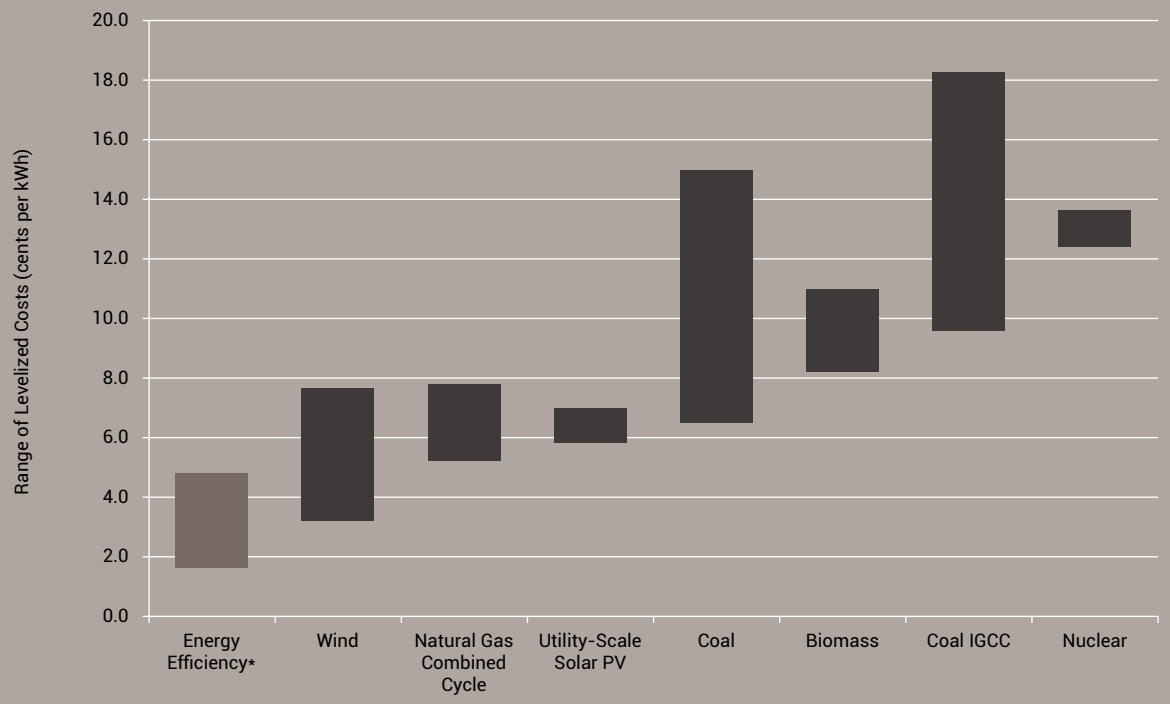


É possível observar na figura anterior que os investimentos em projetos de EE são mais atraentes que a construção de usinas para o atendimento da demanda futura de eletricidade.

Conclui-se que a implantação de projetos de EE deve ser considerada como prioridade no planejamento setorial.

Um estudo recente da ACEEE (2014) chegou à conclusão similar ao mostrar que, em média, os programas de EE das concessionárias custaram 2,8 centavos por kWh economizado, menos da metade do custo de construção e operação de novas usinas.

FIGURA 4.12 – CUSTO DE CONSERVAÇÃO X CUSTO DE PRODUÇÃO POR FONTE (ACEEE, 2014)



*Notes: Energy efficiency program portfolio data from Molina 2014; All other data from Lazard 2015. High-end range of coal includes 90% carbon capture and compression.

4.8 Contribuição para redução de emissões

No planejamento setorial (PNE 2030 e PNEf) e na INDC, o governo brasileiro se comprometeu com ações de EE que implicariam na redução de 10% no consumo de energia elétrica projetado para 2030. Essa meta pretende ser atingida por meio de progresso autônomo (5%) e progresso induzido por ações governamentais (5%).

O objetivo dessa seção é apresentar o impacto nas emissões de CO_2 do Brasil considerando os resultados obtidos por meio da simulação dos Cenários de Expansão elaborados neste estudo.

> A variação das emissões entre os casos se deve principalmente à decisão de quais térmicas a gás despachar.

O cálculo das emissões de CO_2 do SIN é feito considerando o produto entre a produção de energia de cada usina térmica (MWh) por seu fator de emissão individual (tCO_2/MWh), como a seguir:

- Seja $g_{j,t,s,k}$ a produção térmica da usina térmica *j*, no mês *t*, cenário hidrológico *s* e patamar de carga *k* (MWh).
- As emissões individuais da usina são $g_{j,t,s,k} \times ø_j$, onde $ø_j$ é o fator de emissão unitário da usina, em tCO_2/MWh. Neste estudo adotaremos 1 tCO_2/MWh para usinas a carvão e entre 0,45 e 0,60 tCO_2/MWh para usinas a gás natural, dependendo de seu consumo específico (caso operem em ciclo aberto ou combinado). Para fontes renováveis e nuclear, o coeficiente é considerado nulo.
- O total de emissões em um ano *y*, em cada cenário *s* é:

$$E_{y,s} = \sum_j \sum_{t \in y} \sum_k ø_j \cdot g_{j,t,s,k}$$

A Tabela 4.8 apresenta os resultados de emissões de CO_2 para os cenários simulados.

TABELA 4.8 – REDUÇÃO NAS EMISSÕES DE CO_2

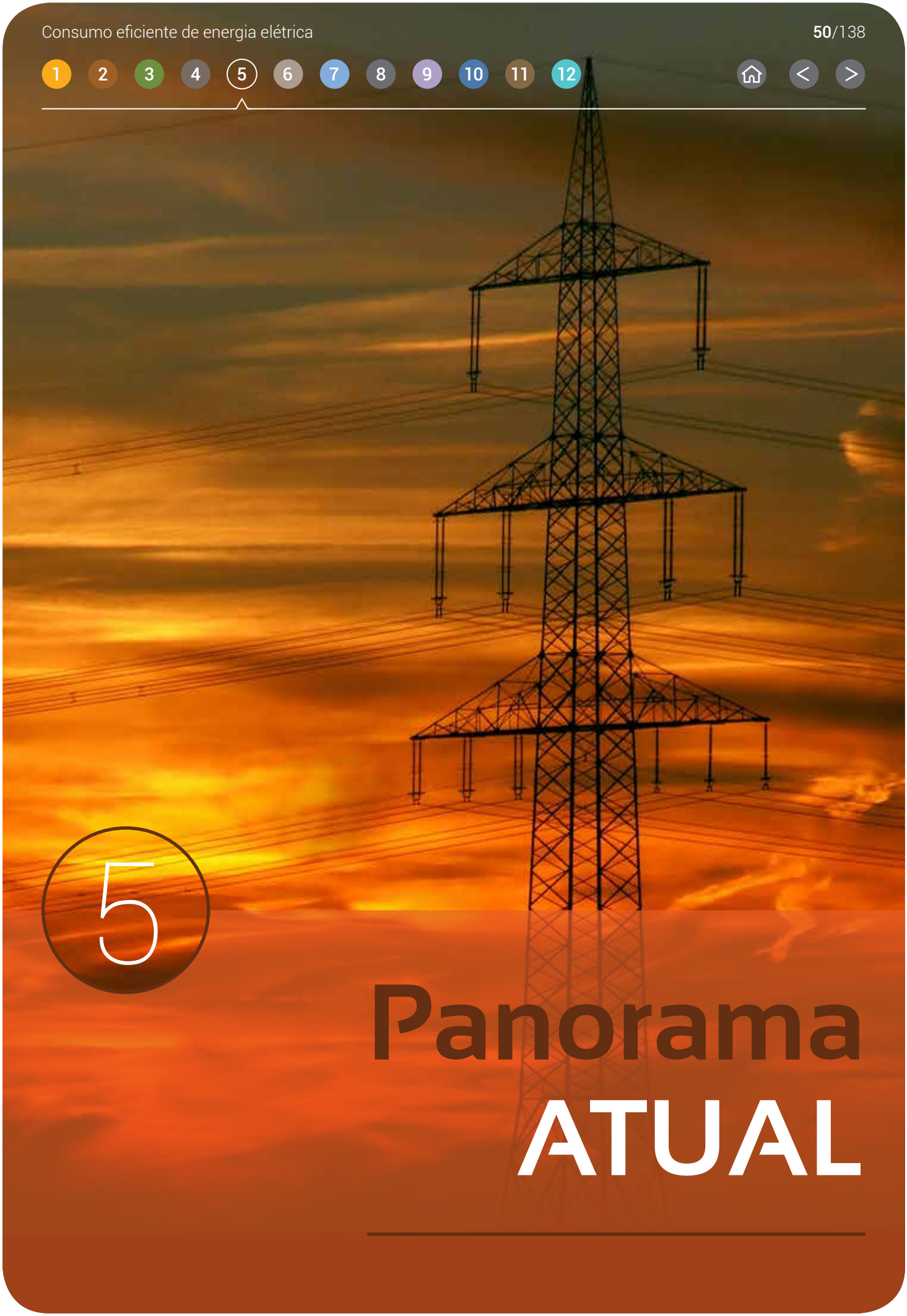
Cenário	Emissão de CO_2 acumulada (milhões de tCO_2)	Redução em relação ao cenário de referência ($MtCO_2$)	Redução em relação ao cenário de referência (%)
Referência	291		-
INDC	262	29	10%
INDC+	239	52	18%
INDC++	225	66	23%

Observa-se na Tabela 4.8 que há uma redução de 10% nas emissões de CO2 do Cenário INDC, quando comparado com o Cenário de Referência. Em sistemas hidrotérmicos, como o SIN, em geral são as hidrelétricas que modulam a carga. Com isso, as termelétricas são despachadas em sua potência máxima ou estão desligadas. A variação das emissões entre os casos se deve principalmente à decisão de quais térmicas a gás despachar. Assim, para redução de mercado adicional de 5% (ex. do INDC para INDC+), a redução das emissões é de 8%, porque com a EE menos usinas de ciclo aberto (que emitem mais CO2 por MWh) são acionadas. Essa relação depende, claro, das usinas candidatas. O fato de haver uma redução de 10% de emissões para 10% do mercado (INDC) é uma coincidência.

Tendo em vista as ações e medidas de EE analisadas neste estudo, a redução das emissões de CO2 se dá conforme Tabela 4.9:

TABELA 4.9 – REDUÇÃO NAS EMISSÕES DE CO_2

	Emissões ($MtCO_2$)		
Cenário	Ações	Medidas	Total
INDC	10	19	29
INDC+	14	38	52
INDC++	19	47	66



5 Panorama ATUAL

5.1 Atuação governamental

5.1.1 Planejamento setorial

Plano Nacional de Energia (PNE 2030)

É o primeiro estudo de planejamento integrado dos recursos energéticos realizado no âmbito do Governo brasileiro. Conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em estreita vinculação com o Ministério de Minas e Energia (MME). Os estudos do PNE 2030 originaram a elaboração de quase uma centena de notas técnicas. O trabalho fornece os subsídios para a formulação de uma estratégia de expansão da oferta de energia de forma econômica e sustentável com vistas ao atendimento da evolução da demanda, segundo uma perspectiva de longo prazo.

O desenvolvimento dos trabalhos foi conduzido incorporando-se a necessária participação de importantes elementos da sociedade, com divulgação pública e ampla cobertura dos principais meios de comunicação. O PNE 2030 estabeleceu a meta de 10% de conservação de energia até 2030 que embasa a INDC brasileira.

Plano Decenal de Energia (PDE 2024)

Incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos no período de 2015 a 2024. Cumpre ressaltar sua importância como instrumento de planejamento para o setor energético nacional, contribuindo para o delineamento das estratégias de desenvolvimento do país a serem traçadas pelo Governo Federal.

Entre os destaques do PDE 2024, está o aumento da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil, da ordem de 73 mil MW. Cerca de metade dessa expansão será baseada em fontes renováveis: eólica, solar, biomassa e PCH.

Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf)

O PNEf foi elaborado com o objetivo de cumprir as metas de eficiência energética estabelecidas no âmbito do PNE 2030. Desenvolvido a partir de um esforço coletivo coordenado pelo MME, com apoio de instituições como Inmetro, EPE, Petrobrás (CONPET), Eletrobras (Procel), Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), entre outras. Contou com participação direta de quase cem profissionais, tendo sido submetido a um processo de consulta pública.

> Inclusão da eficiência energética no planejamento do setor energético de forma explícita e sustentável.

O documento final, aprovado por meio da Portaria MME nº 594, de 18/10/2012, visa à inclusão da eficiência energética no planejamento do setor energético de forma explícita e sustentável. Está estruturado segundo 16 Diretrizes Básicas, orientando as atuações dos diversos entes públicos e privados no combate ao desperdício de energia e na construção de uma economia energeticamente eficiente. Tais ações ocorrerão mediante a escolha das formas de energia, tecnologias de equipamentos e processos operativos mais eficientes, objetivando uma meta de conservação anual de energia equivalente a 10% do consumo energético nacional no horizonte de 2030, conforme a meta estabelecida no PNE 2030.

Apesar de servir de diretriz, ainda não foi realmente colocado em prática, o que tem demandado esforço adicional dos agentes.

5.1.2 Legislação

A conservação de energia está presente na legislação e regulamentação do setor de energia no Brasil. Desde 2001, o Brasil possui um importante instrumento para a indução da eficiência energética: a Lei n° 10.295/2001. Concebida sob o entendimento de que a conservação de energia deve ser finalidade da Política Energética Nacional, a Lei estimula o desenvolvimento tecnológico, a preservação ambiental e a introdução de produtos mais eficientes no mercado nacional.

Também conhecida como Lei de Eficiência Energética, a Lei é o instrumento que determina a existência de níveis mínimos de eficiência energética (ou máximos de consumo específico de energia) de máquinas e aparelhos consumidores de energia (elétrica, derivados de petróleo ou outros insumos energéticos) fabricados ou comercializados no país, bem como de edificações construídas, com base em indicadores técnicos pertinentes e de forma compulsória.

Cabe ao Comitê Gestor de Indicadores de Eficiência Energética (CGIEE) implementar o disposto na Lei de Eficiência Energética. Suas principais atribuições são: regulamentar os níveis máximos de consumo de energia (ou mínimos de eficiência energética) de aparelhos consumidores de energia, estabelecer Programas de Metas com indicação da evolução dos níveis a serem alcançados por cada equipamento regulamentado e constituir Comitês Técnicos para analisar matérias específicas.

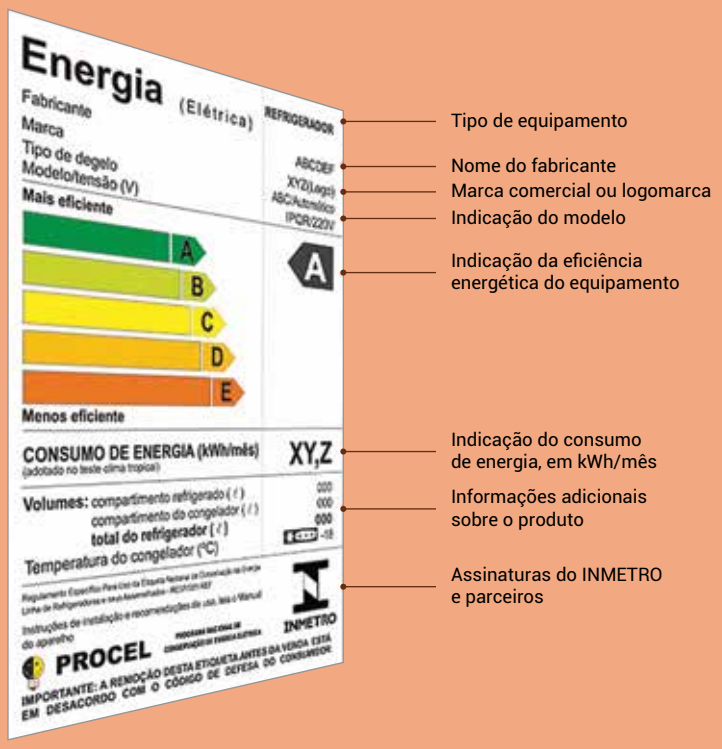
5.1.3 Programas nacionais

Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE)

O Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), coordenado pelo Inmetro, fornece informações sobre o desempenho dos produtos, considerando atributos como a eficiência energética, o ruído e outros critérios que podem influenciar a escolha dos consumidores que, assim, poderão tomar decisões de compra mais conscientes. Ele também estimula a competitividade da indústria, que deverá fabricar produtos cada vez mais eficientes.

De forma geral, o PBE funciona da seguinte forma: os produtos são ensaiados em laboratórios e recebem etiquetas com faixas coloridas que os diferenciam. No caso da eficiência energética, a classificação vai da mais eficiente (A) a menos eficiente (de C até G, dependendo do produto), onde se entende que os mais eficientes utilizam melhor a energia, têm menor impacto ambiental e custam menos para funcionar, pesando menos no bolso.

FIGURA 5.1 – ETIQUETA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA (ENCE)

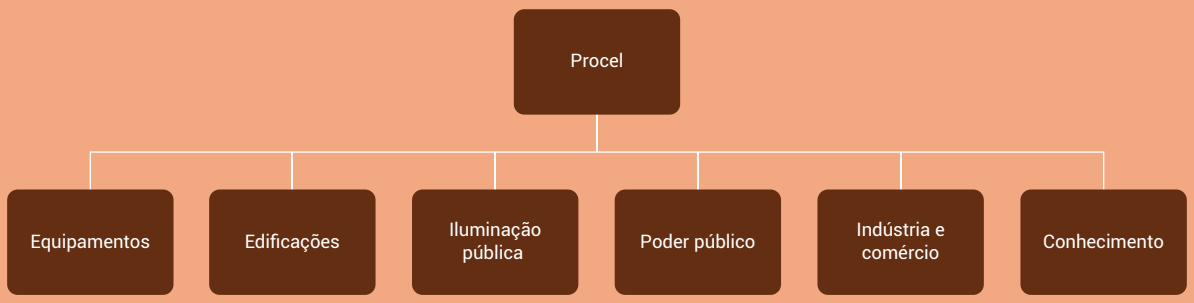


Programa Brasileiro de Conservação de Energia (Procel)

O Procel é um programa de governo, coordenado pelo 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. Nesse contexto, o Procel promove ações de eficiência energética em diversos segmentos da economia, que ajudam o país a economizar energia elétrica e que geram benefícios para toda a sociedade.

As áreas de atuação do Procel são apresentadas na Figura 5.2.

FIGURA 5.2 – ÁREAS DE ATUAÇÃO DO PROCEL



O Procel já contribuiu, por meio de suas ações, para a economia de mais de 80 TWh de energia elétrica. O selo Procel estimula a competitividade na indústria e o desenvolvimento tecnológico na busca de maior eficiência energética dos aparelhos e máquinas consumidores de energia elétrica. Em 2014, mais de 59 milhões de equipamentos com o selo Procel foram vendidos no Brasil. O uso de equipamentos com o selo ajudou o país a economizar 10 TWh no ano e reduziu em 4 GW a demanda no horário de ponta do sistema elétrico.

No processo de concessão dos selos, a Eletrobras conta com a parceria do Inmetro, executor do PBE. Apenas equipamentos classificados com A na Ence estão aptos a receber o selo Procel.

FIGURA 5.3 – SELO PROCEL

• • •

O Procel já contribuiu, por meio de suas ações, para a economia de mais de 80 TWh de energia elétrica.

Programa de Eficiência Energética (PEE)

Em 1995, com o início da privatização das empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica, o Governo Federal se preocupou em garantir que o setor privado, os novos proprietários das concessionárias, investisse em eficiência energética. Desde essa data, muitas alterações ocorreram, com reflexos nas orientações para a utilização dos recursos das distribuidoras (tanto em percentagens a serem investidas como em tipologias prioritárias).

Atualmente, sob a Lei nº 13.203/2015, o PEE determina que 0,5% da Receita Operacional Líquida (ROL) sejam investidos em projetos de eficiência energética, sendo que entre 60% e 80% desse montante deve ser destinado às tipologias Baixa Renda e Rural. Uma avaliação mais detalhada da alocação de recursos do PEE é feita na seção 6.1.2.

5.2 Barreiras

Como mencionado no Capítulo 2, os potenciais técnicos de conservação de energia são meramente referenciais, uma vez que não se espera que, mesmo com o melhor dos esforços, sejam plenamente atingidos. A razão é a existência de barreiras de ordem econômica, regulatória, tecnológica e informacional que limitam o desenvolvimento pleno do potencial. Dentre as principais barreiras estão:

- **Desinformação:** Consumidores desconhecem tecnologias de conservação ou não têm clareza sobre seu desempenho ou índice custo-benefício. O nível global de conhecimento ainda é relativamente baixo, mesmo entre consumidores de maior porte, como industriais. A visão imediatista (menor investimento inicial, independente de sobrecustos operativos de longo prazo) é um sintoma da desinformação. É necessário desenvolver campanhas de esclarecimento para o público leigo e, para alguns profissionais, treinamento para identificar oportunidades de eficiência energética e fazer a gestão dos projetos que forem viáveis;
- **Custos de agência:** qQuem compra um equipamento pode não ser a mesma pessoa que paga a conta pela energia consumida. Portanto, mesmo que o comprador seja informado e não haja restrição orçamentária, pode não haver estímulo para a aquisição de um equipamento eficiente. Além disso, para certos agentes, como as distribuidoras, aumentar a EE causa redução direta de seu mercado, o que também gera desinteresse ou resistência;
- **Expansão:** Priorização por agentes econômicos por investimentos na expansão de suprimento (construção de novas usinas e redes de energia) em relação à conservação;
- **Financiamento:** Inadequação das linhas de financiamento para ações de eficiência energética, como no caso da exigência de garantias bancárias muito restritivas ou da complexidade ao atendimento de requisitos administrativos para a liberação do financiamento, agravada pela baixa qualidade técnica de muitos projetos;
- **Priorização de investimentos:** Empresas podem ter um nível de endividamento elevado, de modo que os empréstimos e investimentos voltados para conservação de energia, que usualmente não é a atividade fim dessas empresas, não têm espaço no plano de ações;
- **Aversão ao risco:** Gestores empresariais e mesmo consumidores residenciais temem riscos técnicos decorrentes de novas tecnologias que consumam menos energia;
- **Custos adicionais:** Por vezes a implantação de uma tecnologia nova exige adaptação da infraestrutura e capacitação adicional dos operadores, o que encarece indiretamente a medida de EE ou a torna menos atrativa;
- **Falta de recursos humanos e de capital:** Os recursos humanos de uma empresa, seja de pequeno ou de grande porte, comumente estão sobrecarregados, sendo difícil atribuir-lhes a função adicional de fomentar a EE. Além disso, muitas vezes faltam recursos para investir nesse segmento.

5.3 Cenário Internacional

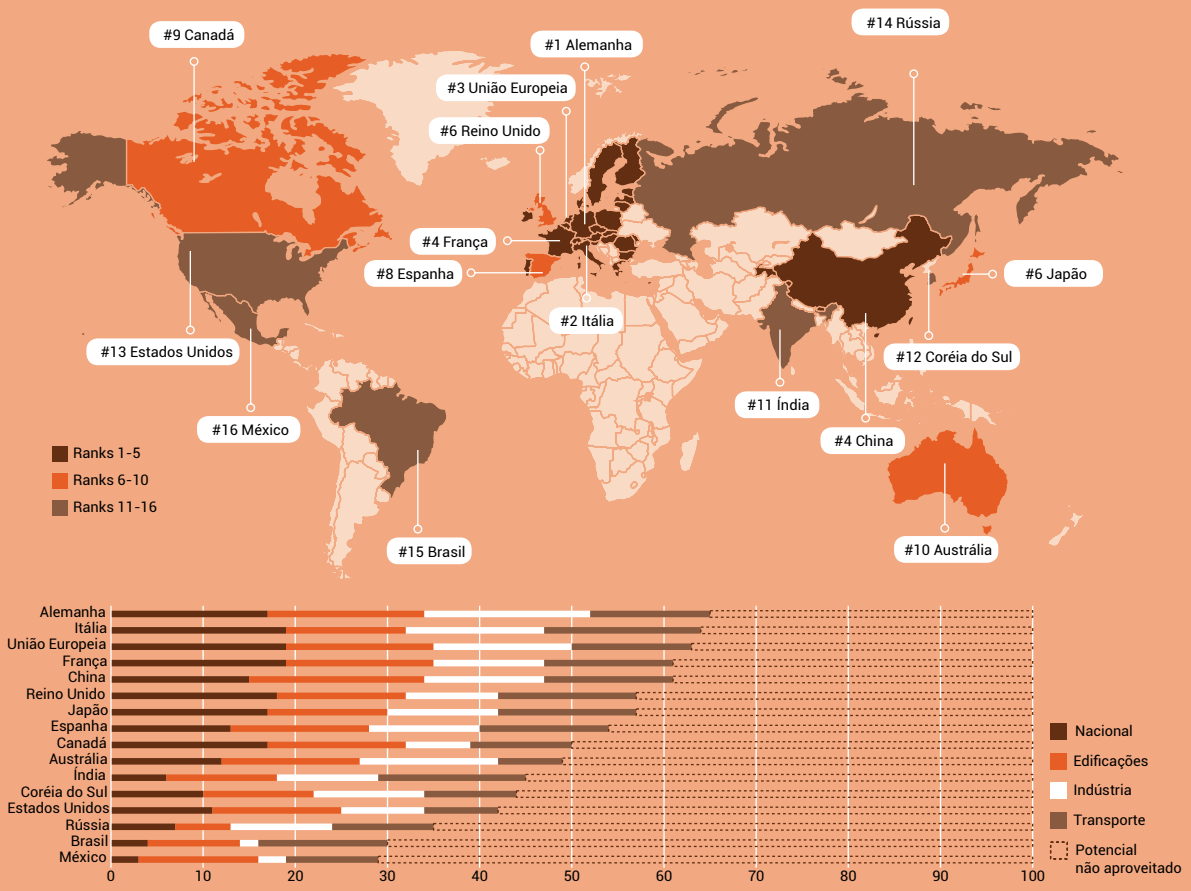
5.3.1 Estudo da ACEEE

Ainda que barreiras sejam comuns a todos os países, o peso de cada uma depende de aspectos econômicos, culturais, organizacionais e educacionais. Comparado com outras grandes economias no mun-

do, o Brasil ainda tem muito a fazer para aproveitar seu grande potencial de conservação e uso racional de energia. Uma sinalização disso é o relatório *The 2014 International Energy Efficiency Scorecard* publicado pelo *American Council for an Energy-Efficient Economy* (ACEEE), uma organização não governamental dos EUA que fomenta a eficiência energética através de estudos, programas de investimentos, atuação política e outros mecanismos.

O relatório apresenta um ranking com as dezesseis maiores economias do mundo de acordo com suas ações em eficiência energética para as seguintes métricas: programas de governo; edificações; indústria; e transportes. A figura abaixo apresenta o ranking e a posição do Brasil.

FIGURA 5.4 – RANKING DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.



Fonte: (*ACEE*, 2014).

O país mais eficiente do mundo nesse quesito é a Alemanha, seguida pela Itália e com o agregado da União Europeia em terceiro lugar. Entre os países do grupo BRIC, a China aparece em 4ª lugar, a Índia fica com a 11ª posição e a Rússia logo antes do Brasil (penúltimo lugar, um sinal do grande potencial de conservação de energia a ser aproveitado).

O *ACEEE* elaborou o ranking dividindo a avaliação em quatro áreas, cada uma com uma pontuação máxima de 25 pontos. No total, o Brasil

obteve 30 pontos, dos 100 possíveis. O pior desempenho do país foi no tópico da Indústria, no qual recebeu apenas 2 pontos.

"A política energética no Brasil enfatiza basicamente a produção de energia renovável, deixando uma grande quantidade de eficiência energética intocada", indica o relatório.

Entre os pontos nos quais o Brasil tem bastante a melhorar, o ACEEE lembra que **não existem padrões obrigatórios para instalações elétricas em prédios e residências e que as exigências sobre eficiência energética só se aplicam a poucos equipamentos eletroeletrônicos.**

O relatório também menciona que o país se beneficiaria de acordos voluntários entre os setores público e privado para melhorar a eficiência energética na indústria, que incluiriam a criação de cargos específicos para cuidar dessa questão ou o estabelecimento de auditorias periódicas.

Grande rival do Brasil na preferência dos investidores entre os países da América Latina, o México tem a pior eficiência energética entre as economias analisadas pelo ACEEE. Os problemas se concentram principalmente na indústria.

A Rússia, por sua vez, aparece junto com Brasil e México no fim da tabela. A intensidade energética nas residências russas é uma das maiores do mundo, com políticas muito fracas para estimular a economia de energia. Além disso, as termelétricas do país também estão entre as menos eficientes.

Já Índia e China estão melhores colocadas no ranking. Em ambos os casos, o forte uso do transporte público é um ponto positivo, enquanto os chineses também se destacam pelos estímulos aos veículos híbridos e elétricos, embora a EE nas indústrias ainda seja baixa.

5.3.2 Experiências selecionadas

Algumas experiências internacionais merecem destaque:

Estados Unidos

Os Programas *Better Buildings* e *Better Plants* do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) demonstram importante parceria entre cerca 150 indústrias, em 2.300 instalações, que consomem 11% da energia das manufaturas nos EUA e cobrem ainda os setores de saneamento e abastecimento d'água. Nesses programas, fabricantes e organizações de consumidores de energia em escala industrial se comprometem a melhorar desempenho energético por meio da assinatura de um acordo voluntário de redução da intensidade energética de 25% em período de dez anos.

As empresas parceiras do programa *Better Plants* se beneficiam de apoio técnico do DOE e são capazes de implementar melhorias de eficiência energética rentáveis, que economizam energia e melhoram a competitividade. Até o momento, as empresas parceiras do *Better Plants* já economizaram cerca de 94 TWh e quase US$ 1,7 bilhão em custos de energia acumulados.

Outro programa de destaque é o selo Energy Star, programa voluntário da agência de proteção ambiental norte-americana (EPA) que auxilia empresas e indivíduos a aprimorar a eficiência energética. Criado em 1992, o selo tem impulsionado a adoção de produtos, práticas e serviços energeticamente eficientes com parcerias nos diversos setores da economia, ferramentas de medição objetivas e educação do consumidor.

A ênfase do programa nos testes, avaliações de terceiros e na conformidade na seleção reforça sua integridade e garante que os consumidores podem confiar nos produtos com selo Energy Star.

Outra estratégia fundamental para qualquer programa de caráter voluntário é o estabelecimento de parcerias, como as que foram feitas com grupos de jovens, visando a influenciar as gerações mais novas e também os membros mais velhos das famílias americanas

Atualmente, 85% dos americanos reconhecem o selo Energy Star. E, das famílias que conscientemente compraram produtos com o selo, 75% reconheceram que foi um fator importante para a tomada de decisão. Quanto à redução acumulada de emissões de gases de efeito estufa no período 1992-2013, os resultados indicam que 2.198 MMtCO^2eq deixaram de ser lançados na atmosfera.

União Europeia

A União Europeia (UE) estabeleceu uma Diretiva para EE em 2012[14], na qual definiu meta de economia de energia de 20% do consumo projetado para 2020, quando comparado ao nível projetado em 1990. Mantida a trajetória atual, a

[14] Diretiva 2012/27/EU

expectativa é que essa meta seja parcialmente frustrada, com 18% a 19% de economia alcançada (apesar da maior parte se dever à menor taxa de crescimento econômico, não propriamente por medidas de EE). A UE prevê ser ainda possível atingir a meta, sem medidas adicionais, caso os Estados Membros se esforcem para acelerar a Diretiva em suas legislações nacionais.

Em outubro de 2014, os países membros da UE concordaram com uma nova meta para eficiência energética: 27% ou mais até 2030 – uma meta mais arrojada que o cenário INDC++.

Outra medida a ser destacada na Diretiva de Eficiência Energética da UE, já implementada em alguns Estados Membros, é a **obrigatoriedade de grandes empresas realizarem auditorias energéticas** com periodicidade de cada quatro anos. Na Alemanha, uma lei foi aprovada no parlamento, tornando a medida efetiva a partir de dezembro de 2015. A mesma lei estabeleceu critérios para as auditorias energéticas. O governo alemão estima que 12 mil empresas farão auditoria energética anualmente e que os custos resultantes – ainda que difíceis de prever – devem variar entre 2.400 e 8.000 euros. No que diz respeito aos benefícios, o projeto de lei refere-se a estimativas da Comissão Europeia no contexto da Diretiva de Eficiência Energética, segundo a qual a economia de energia média seria de 20%, sendo que **metade desse montante seria obtida com pouco ou nenhum investimento** – o que só reforça a importância das auditorias. O mesmo projeto de lei menciona que, de acordo com informações da indústria, a economia das empresas alemãs provavelmente será menor por já serem mais eficientes.

A União Europeia conta com uma base de dados consolidada em eficiência energética que vem sendo desenvolvida desde a década de 1990. O projeto Odyssee-Mure reúne representantes dos 28 Estados-Membros da UE mais a Noruega. Tem como objetivo monitorar as tendências e medições de eficiência energética na Europa usando dois bancos de dados complementares online: Odyssee, que contém indicadores de eficiência energética, incluindo dados detalhados sobre o consumo de energia, atividades e emissões de CO2 relacionadas (cerca de 1.000 séries de dados por país) e Mure - que fornece as medidas contidas nas políticas de eficiência energética, incluindo o seu impacto (cerca de 2.000 medidas). Os dados de entrada para os indicadores são fornecidos pelas agências nacionais de energia de acordo com as definições e orientações harmonizadas e baseiam-se principalmente em estatísticas e outras fontes de dados nacionais.

Na plataforma, as medidas podem ser selecionadas de acordo com diversos critérios (por exemplo: tipo de medida, ano de execução, público-alvo, tecnologias afetadas, avaliação de impacto etc.). Tabelas de resumo e gráficos com diferentes critérios também podem ser criados pelo usuário. O indicador Odex é utilizado no projeto OdysseeMure para medir o progresso da eficiência energética por setores (indústria, transportes, domicílios) e para o conjunto da economia (todos os consumidores finais). Para cada setor, o índice é calculado como uma média ponderada dos índices de progresso da eficiência energética dos subsetores ou usos finais.

Além das medidas comuns a todos os países da UE devido às diretivas europeias, a plataforma Odyssee -Mure ainda apresenta as medidas específicas dos países contidas nos planos nacionais de ações para EE (NEEAP). No caso do NEEAP alemão, vale ressaltar o uso de dois fatores de correção no cálculo das economias de energia: (i) para corrigir possíveis interações entre instrumentos de política pública que incluam a mesma medida; e (ii) para corrigir possíveis não conformidades, especialmente no caso de instrumentos regulatórios.

Uma breve avaliação das medidas alemãs contidas na plataforma Mure mostra uma visão integradora, que permite o alcance de elevados potenciais por meio da inclusão da eficiência energética em medidas transversais, como o Programa Nacional de Conservação do Clima e o Ato pelas Fontes Renováveis de Energia. Vale destacar que as medidas de média e alta eficiências para o setor residencial se baseiam no potencial das edificações e contam com programas específicos de financiamento do banco de desenvolvimento alemão KfW..

6 Agenda para O BRASIL

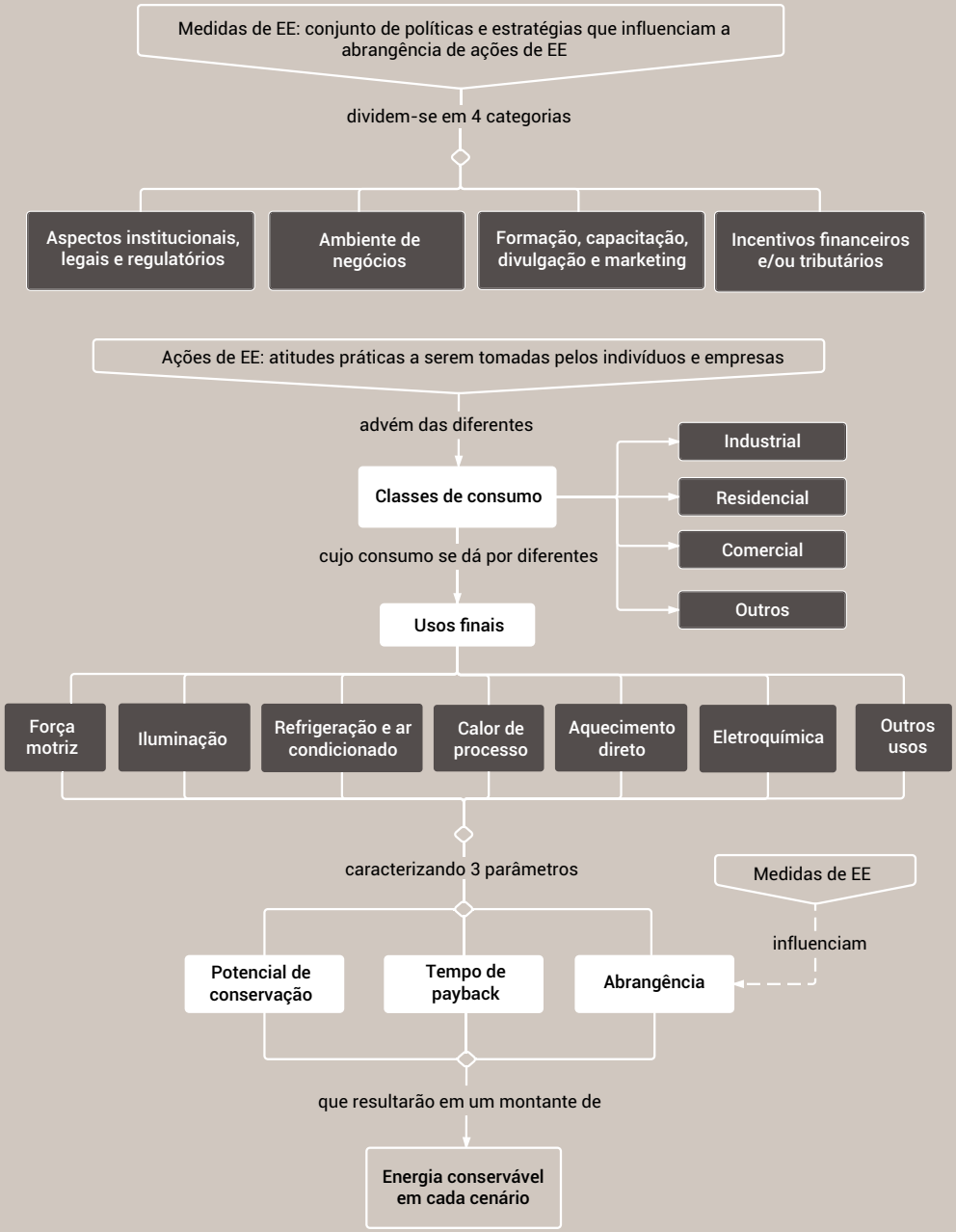
Como visto no Capítulo 3, o Brasil possui significativo potencial de EE. A efetivação desse potencial pode trazer diversos benefícios para o país, conforme mostrado no Capítulo 4. No entanto, para que esse potencial se converta em energia conservada, é necessário que ações de EE sejam tomadas pelas diferentes unidades consumidoras.

Para que essas ações possam ser postas em prática, porém, são necessárias medidas de EE que mobilizem os agentes econômicos para os diferentes cenários de conservação. Essas medidas de EE podem ser políticas públicas ou estratégias empresariais que influenciem a abrangência das ações, tornando-as mais ou menos eficazes na tarefa de conservar energia.

A Figura 6.1 mostra a relação entre medidas e ações de EE.

O presente capítulo apresenta ainda duas tecnologias que merecem destaque para a definição de ações de EE: motores elétricos e iluminação por LED. Na última sessão, são abordados aspectos adicionais que não se relacionam com o uso final, mas atuam na conservação de energia primária.

FIGURA 6.1 – RELAÇÃO ENTRE MEDIDAS DE EE E AÇÕES DE EE



6.1 Medidas

Nas últimas décadas, diversos governos nacionais têm se comprometido a fomentar a conservação de energia para melhorar o uso da capacidade de produção e transporte de energia. A intervenção estatal se justifica nesse caso porque os mecanismos de mercado têm se mostrado insuficientes para promover níveis desejáveis e possíveis de eficiência no uso final da energia. A gestão pelo lado da demanda passa então a ser importante aspecto no planejamento setorial. Neste estudo, serão considerados quatro categorias de medidas para promoção de uma agenda mais efetiva de eficiência energética no Brasil: (i) Aspectos institucionais, legais e regulatórios; (ii) Ambiente de negócios; (iii) Formação, capacitação, divulgação e marketing; e (iv) Incentivos financeiros e/ou tributários.

A Tabela 6.1 relaciona as medidas de EE propostas para cada uma das quatro categorias, apresentando sua classificação de acordo com esfera de atuação (ex.: governo municipal, estadual, federal ou iniciativa privada), horizonte de execução (curto prazo para medidas a serem desenvolvidas nos próximos quatro anos, médio prazo para medidas a serem desenvolvidas entre cinco e dez anos e longo prazo, após dez anos), estimativa de custos de implementação e emissões evitadas no horizonte de 2030 (ver Anexo III para critérios de cálculo).

TABELA 6.1 – MEDIDAS DE FOMENTO A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.

Medidas	Esfera de atuação	Horizonte de Execução	Custo de implementação (milhões R$)	Emissões evitadas ($MtCO_2$)
Aspectos institucionais, legais e regulatórios				
Níveis mínimos compulsórios de EE	Governo Federal	Curto	0	2,71
Incentivo à geração distribuída	Governo Estadual	Curto	0	2,53
Rever a alocação de recursos do PEE*	Governo Federal	Médio	0	2,71
Desacoplamento tarifário	Governo Federal	Médio	10	1,50
Padrões de desempenho energético e M&V*	Empresas /Todas as esferas de Governo	Médio	450	2,53
Ambiente de negócios				
Realização de auditorias energéticas	Empresas	Curto	750	2,71
Realização de contratos de performance com ESCO*	Empresas	Curto	750	2,53
Otimização da gestão energética (ISO 50.001)	Empresas/ Governo Federal	Médio	1	1,00
Rede de Eficiência Energética	Empresas	Curto	30	2,53
Leilões de eficiência energética	Governo Federal	Médio	15	1,00
Formação, capacitação, divulgação e marketing				
Portal de Eficiência Energética	Empresas /Todas as esferas de Governo	Curto	8	4,07
Incluir EE na ementa escolar e de formação técnica	Todas as esferas de Governo	Médio	10	1,50
Capacitação e conscientização	Empresas/Todas as esferas de Governo	Curto	45	4,07
Projetos de P&D de novas tecnologias	Empresas/Todas as esferas de Governo	Curto	750	3,80
Incentivos financeiros e/ou tributários				
Tributação reduzida e "rebates" para equipamentos eficientes	Todas as esferas de Governo	Curto	15	5,07
Criação de fundo garantidor (ex: EEGM* do BID*)	Governo Federal	Médio	0	2,00
Melhorias no BNDES Eficiência (ex-Proesco**)	Governo Federal	Curto	8	2,71
Off Balance Sheet	Empresas	Curto	0	2,00
Total			**2819**	**47.00**

*PEE – Programa de Eficiência Energética; M&V = Medição e verificação; ESCOs = Empresas de Serviços de Conservação de Energia; EEGM = Mecanismo de Garantia de Eficiência Energética, na sigla em inglês; BID = Banco Interamericano de Desenvolvimento
**Antigo nome da linha de financiamento
Fonte: Adaptado de PNE 2030 (MME, 2008)

6.1.2 Aspectos institucionais, legais e regulatórios

Níveis mínimos compulsórios de EE

Padrões mínimos obrigatórios de eficiência energética para alguns equipamentos de uso geral na indústria já são realidade em diversos países como Estados Unidos, China e México e entre membros da União Europeia. No Brasil, a possibilidade de estabelecimento de níveis mínimos existe desde 2001, por meio da Lei de Eficiência Energética, que permite a fixação de níveis mínimos obrigatórios de eficiência energética, ou consumos energéticos específicos máximos em equipamentos, veículos e edifícios.

O Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética (CGIEE), responsável pela implementação da lei, implementa regulamentações específicas para níveis máximos de consumo de energia ou mínimos de eficiência energética para cada tipo de aparelho e máquina. Também elabora os *Programas de Metas* que determinam cronogramas de implantação e de aprimoramento dos níveis regulamentados, propiciando a contínua melhoria da eficiência energética nas máquinas e equipamentos comercializados no Brasil, sejam eles de procedência nacional ou importada. O CGIEE já regulamentou níveis mínimos de eficiência para os seguintes equipamentos:

O CGIEE já regulamentou níveis mínimos de eficiência para os seguintes equipamentos:

FIGURA 6.2 – EQUIPAMENTOS REGULAMENTADOS PELO CGIEE ENTRE 2002 E 2014

No momento, encontra-se em estudo pelo CGIEE a expansão dessa regulamentação para ventiladores de teto, lâmpadas de vapor de sódio, além de novos índices para motores de indução trifásicos (as tabelas vigentes foram estabelecidas em 2005). No exterior, diversos outros equipamentos de uso geral na indústria, como bombas, compressores e caldeiras, estão entre os equipamentos que possuem padrões mínimos obrigatórios de eficiência energética.

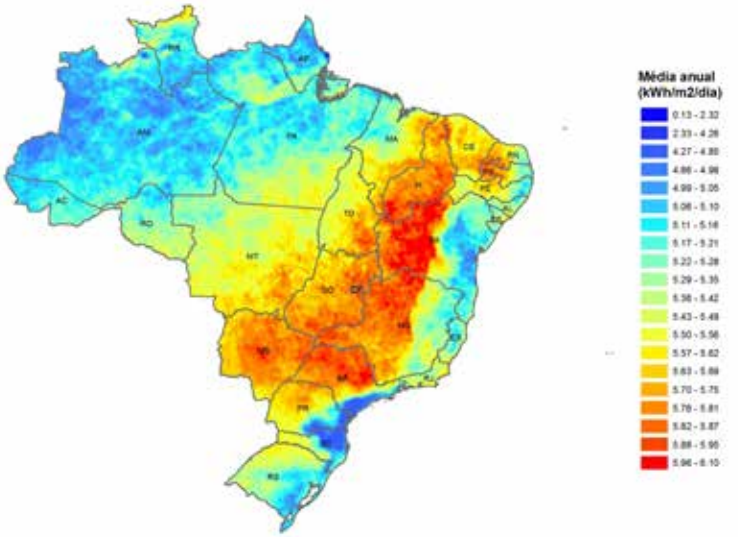
Tendo em vista que a indústria é a maior classe consumidora de energia, uma medida é estabelecer níveis mínimos de eficiência energética para bombas, compressores e outros equipamentos industriais. As atividades do CGIEE são fundamentais, daí a importância de serem priorizadas pelo governo.

Essa medida tem alcance nacional e é de responsabilidade do CGIEE. Ainda que a ampliação do escopo de produtos e equipamentos com níveis mínimos de eficiência estabelecidos ocorra no curto prazo (o que deveria ocorrer, dada a importância da medida), como demanda estudos específicos para cada equipamento e comparação com padrões internacionais, os resultados práticos ocorrem no médio/longo prazo. Os resultados esperados são uma maior substituição dos equipamentos obsoletos utilizados na indústria e maior incentivo aos industriais para modernizarem o parque fabril, reduzindo assim a necessidade de expansão da capacidade de geração. Outros benefícios são maiores garantias para os consumidores dos equipamentos de que eles são eficientes e redução da demanda por recursos financeiros e humanos para se adotar uma postura que promova o uso eficiente de energia.

Incentivo à geração distribuída (GD)

A GD é considerada no planejamento energético como medida de eficiência energética. Isso porque sua implementação reduz a demanda a ser suprida pelas usinas conectadas a rede e, por conseguinte, as perdas, uma vez que a geração ocorre junto do consumo. A principal fonte utilizada para geração distribuída é a energia solar fotovoltaica. A Figura 6.3 mostra o mapa de irradiação solar no plano horizontal. É fácil observar que nas regiões do Semiárido onde há menos influência da nebulosidade, a irradiação solar é maior.

FIGURA 6.3 – IRRADIAÇÃO TOTAL EM PLANO CUJA INCLINAÇÃO É IGUAL À LATITUDE DO LOCAL.



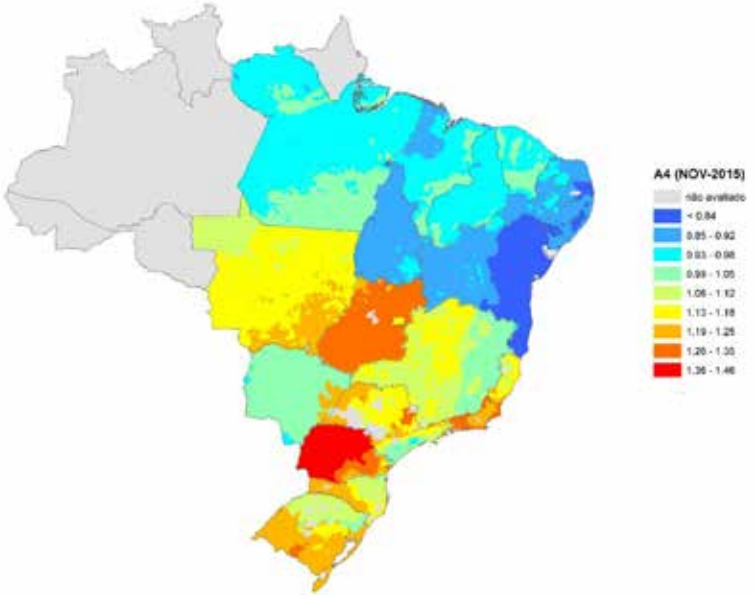
Fonte: SWERA (2009)

Aumento médio das tarifas de energia desde a regulamentação específica para geração distribuída foi de 35% para a classe residencial e 60% para a indústria.

A viabilidade da energia solar pode ser calculada por um índice dado pela razão direta entre as tarifas de energia elétrica acrescidas de impostos PIS/Cofins (federais) e ICMS (variando por estado da federação) e o custo de produção da energia solar, considerando o custo de equipamentos, custo de O&M, taxa de desconto (para condições e mercado) e vida útil do projeto.

A Figura 6.4 mostra esse índice para o caso de tarifas dos consumidores residenciais e comerciais vigentes em novembro de 2015 (Aneel, 2015). Uma relação superior a 1,0 indica, para as premissas utilizadas, que a energia solar fotovoltaica já é competitiva. Uma relação inferior a 1,0 indica, para as premissas utilizadas, que a energia solar fotovoltaica ainda não é competitiva. A avaliação considera a regulamentação da Aneel (Resolução no 482/2012), que busca incentivar a geração distribuída no Brasil.

FIGURA 6.4 – RESULTADO ECONÔMICO REN 482/2012-GRUPO A4.



Fonte: Elaboração própria.

O aumento médio das tarifas de energia desde a regulamentação específica para geração distribuída (quando a Resolução Aneel no 482 foi instituída) até a data da avaliação (novembro de 2015) foi de 35% para a classe residencial e 60% para a indústria. Esse aumento expressivo é uma das motivações para a adesão pelos consumidores à energia solar fotovoltaica distribuída. Considerando a atual competitividade dessa fonte e a prevista em anos futuros, um modelo de difusão de tecnologia foi utilizado com parâmetros ajustados a partir de dados empíricos do mercado dos EUA. Foi estabelecida então uma curva de inserção da capacidade de geração solar distribuída. **O cenário elaborado indica 12 GW no horizonte de 2030.** Como o fator de capacidade solar é baixo

(inferior a 20%), a redução do consumo a ser suprido pelas usinas do SIN é consideravelmente menor, um pouco inferior a 2% do total.

A adoção efetiva da geração solar distribuída ainda é desproporcional entre os estados brasileiros. Isso se deve em maior parte às diferenças das tarifas de energia das concessionárias e alíquotas de ICMS incidentes, que combinadas são as principais razões para atratividade da energia solar. A revisão da Resolução no 482/2012, feita em 2015 pela Aneel, trouxe grande incentivo para a GD, sobretudo aquela relacionada à energia solar. Essa resolução permitiu, através do mecanismo de compensação de energia (MCE), que a injeção de energia na rede se dê em um ponto diferente de onde será consumida. Também teve importante papel o incentivo dado pelo governo por meio dos leilões, fato que compensou o custo mais elevado da fonte solar. Algumas recomendações no sentido de incentivar a geração distribuída são:

(1) Regulamentação, por parte dos governos estaduais, do pagamento de alíquota de ICMS ao gerador de energia descentralizada, quando esse eventualmente exportar para a rede da distribuidora;

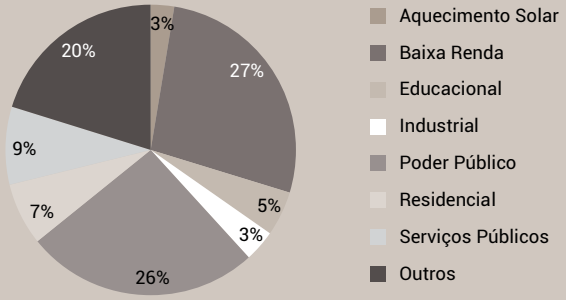
(2) Redução do IPTU para os imóveis onde forem instalados sistemas de energia renovável;

(3) Utilização da Implantação de Projetos de Geração Renovável nos prédios públicos para amortização da dívida dos contribuintes empresariais.

Realocação de recursos do PEE Aneel

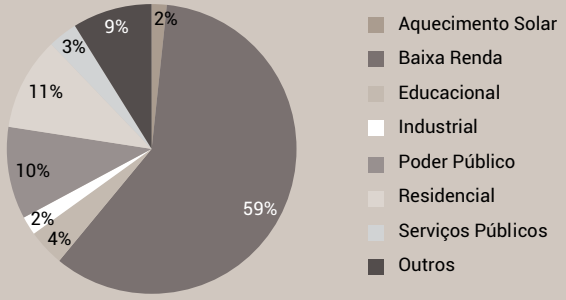
A alocação de recursos do PEE fica a cargo das distribuidoras, porém sujeita a certas diretrizes por parte da Aneel. As diretrizes determinam as tipologias prioritárias para investimento. As figuras abaixo apresentam a proporção de projetos por tipologia (a amostra é de 1.570 projetos) e alocação de recursos, portanto, os investimentos do PEE desde a publicação da Resolução Normativa no 300/2008 até setembro de 2015.

FIGURA 6.5 – PARTICIPAÇÃO DAS TIPOLOGIAS NA QUANTIDADE DE PROJETOS DO PEE (2008-2015)



Da Figura 6.5, observa-se que as tipologias com maior número de projetos apresentados são respectivamente: Baixa Renda, Poder Público e Outros.

FIGURA 6.6 – PARTICIPAÇÃO DAS TIPOLOGIAS NA ALOCAÇÃO DE RECURSOS (2008-2015)

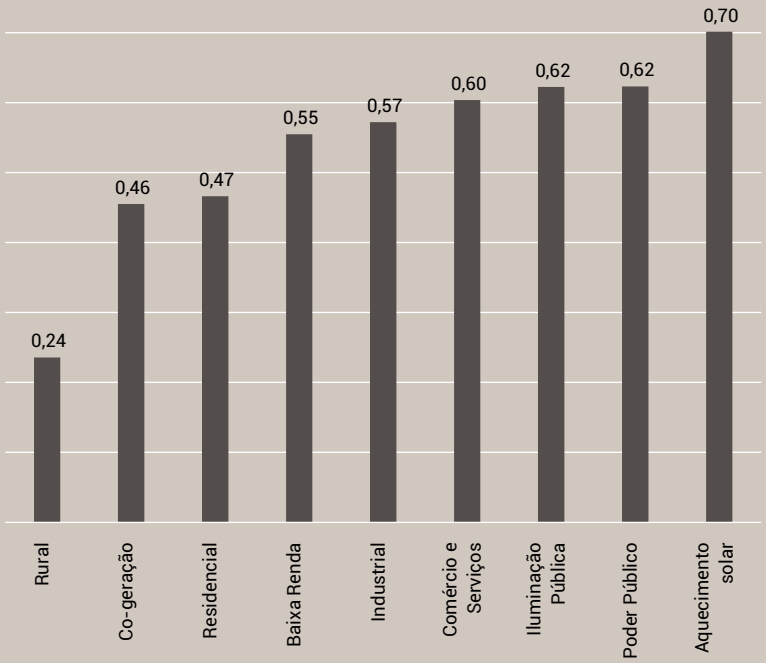


Com relação aos valores investidos, a análise apresenta algumas alterações. A tipologia *Baixa Renda* lidera (investimentos acumulados de R$ 2,6 bilhões do total de R$ 4,5 bilhões), como deveria ser, em decorrência da exigência legal desde 2008 (Resolução Aneel no 300) estipulou alocação mínima de 50% dos recursos do PEE para essa tipologia. O segundo lugar, porém, é ocupado pelo setor *Residencial*, praticamente empatado com o *Poder Público*.

Para aferir a efetividade dos projetos de PEE, é importante compararmos os investimentos realizados com os resultados obtidos em termos de energia economizada e demanda retirada da ponta. A Relação Custo Benefício (RCB), calculada segundo o procedimento padronizado pela Aneel, é o melhor indicador.

A Figura 6.7 permite a comparação das RCB médias de cada tipologia, ponderadas pela energia conservada. Observa-se que as tipologias Rural, Cogeração e Residencial são as que apresentaram melhor retorno do investimento em termos de redução de energia consumida e potência na ponta. Em relação à duração das ações de EE, as tipologias *Baixa Renda* e *Residencial* duram cerca de cinco anos, *Industrial* e *Serviço Público* cerca de 10 anos, e *Cogeração* e *Aquecimento Solar* 15 anos.

FIGURA 6.7 – MÉDIA DA RELAÇÃO CUSTO/BENEFÍCIO POR TIPOLOGIA (2008-2015)



A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, estabeleceu que entre 60% e 80% dos recursos do PEE devem ser investidos em unidades pertencentes a comunidades de baixa renda ou cadastradas na Tarifa Social de Energia Elétrica ou em ***unidades consumidoras rurais*** (nosso grifo, para destacar a alteração na legislação). De acordo com a Figura 6.7, essa alocação de recursos não aparenta ser ruim, pois essas tipologias apresentam boa RCB. Entretanto, os valores médios podem sofrer do "mal das pequenas amostras".

Os pouquíssimos projetos de PEE na indústria (menos de 3% do total, tanto em número de projetos como em recursos alocados) podem não ser representativos dessa tipologia, que – como visto na Tabela 6.2 – é a de maior potencial de conservação. Na realidade, é esperado que mais projetos possam ser desenvolvidos na indústria com RCB bem abaixo do valor médio apresentado na Figura 6.7 (abaixo até das tipologias com recursos prioritários). Um passo nessa direção foi recentemente dado pela Aneel (vide seções 6.1.5 e 6.2.1) para discussão sobre incentivos via PEE para trocas de motores elétricos).

TABELA 6.2 – INVESTIMENTOS X POTENCIAL DE CONSERVAÇÃO

Tipologia	Investimentos em PEE	Potencial PNE 2030 (mercado)
Poder Público, serviços públicos e outros	22,4%	3,6%
Aquecimento solar, baixa renda, educacional e residencial	75,5%	0,9%
Industrial	2,1%	5,5%

Uma modificação implementada pela Resolução Normativa nº 556, de 18 de junho de 2013, criou as Chamadas Públicas de Projetos (CPP) do PEE, promovendo maior transparência na seleção de projetos por parte das distribuidoras. Outro ponto importante dessa resolução permite a realização de investimentos com recursos do PEE em geração de energia a partir de fontes incentivadas[15] (energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração). Essa resolução inclui, portanto, a geração distribuída como uma medida de eficiência energética no PEE. Sendo assim, algumas considerações podem ser feitas para aprimorar a contribuição do PEE para o alcance das metas nacionais de eficiência energética.

(1) Redução da alocação de recursos para projetos de Baixa Renda e incentivo a projetos com ótimo RCB em outras tipologias, como na indústria pelo grande potencial de conservação e aprendizado gerado;

(2) Melhoria das condições de contratos de desempenho para aumentar interação entre as ESCO e as empresas distribuidoras (vide seção 6.1.3);

(3) Abertura do uso dos recursos do PEE para o mercado e não apenas para as distribuidoras, que não têm eficiência energética como ramo de atividade principal.

A aplicação dessas medidas depende da elaboração e divulgação de novo manual de projetos por parte da Aneel. Posteriormente, a nova visão deve ser incorporada ao modo de elaborar projetos das distribuidoras. Dessa forma, estima-se o horizonte de implementação como de médio prazo. O objetivo esperado é aumentar o montante de energia conservada, realocando os recursos já existentes para atividades com maior potencial de conservação e instituições com maior expertise para o desenvolvimento dos projetos.

[15] Consideram-se fontes incentivadas a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, no caso de microgeração, ou com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW, para o caso de minigeração, que utilize fontes com base em energia solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, (e até 3 MW no caso de centrais hidroelétricas) conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Desde que as ações de EE economicamente viáveis e apuradas em auditoria energética nas instalações do consumidor beneficiado, sejam ou já tenham sido implementadas.

Desacoplamento tarifário

No modelo tarifário vigente no setor elétrico brasileiro, uma parte da remuneração das distribuidoras está relacionada ao montante de energia entregue ao consumidor. A premissa é a de que um regulador externo é responsável pela definição de preço teto a ser cobrado pelos concessionários de serviço público (*price cap*) com reajustes anuais feitos por meio de fator que inclui diferença entre correção monetária e um fator que mede ganho de produtividade[16].

Como então incentivar as distribuidoras a promover eficiência energética (redução direta de consumo ou via aumento da geração distribuída), se a busca por eficiência energética implica na redução de receitas, seja pela redução do montante de energia entregue ou redução de tarifa pelo efeito do Fator X?

Essa é a motivação para revisar a estrutura tarifária atual sob a perspectiva de um *desacoplamento tarifário* segundo o qual os serviços relacionados ao "fio" seriam remunerados de forma independente dos demais.

Além da incongruência apontada, outra dificuldade é a alocação do risco de mercado. Atualmente, os reajustes tarifários alocam grande risco de mercado às distribuidoras[17]. Novamente, a questão colocada é: como realocar riscos de mercado de forma a viabilizar

[16] O Fator X reparte ganhos de produtividade dos concessionários com os clientes servidos. Precisa ser calibrado pelo regulador de forma a não eliminar o incentivo à busca da eficiência, o que significa deixar parte suficiente dos ganhos de produtividade para os acionistas da empresa concessionária de distribuição de energia.

[17] No caso do fator X, o risco é alocado à distribuidora porque a parcela de produtividade que o compõe é calculada de modo ex-ante, desconsiderando o mercado real.

> A escolha de quais equipamentos receberão os selos é uma questão controversa, pois depende da visão embutida na política energética.

os objetivos de expansão da eficiência energética e geração distribuída de forma alinhada à racionalidade econômica das distribuidoras?

> A adoção do desacoplamento tarifário é uma medida complexa, que precisa ser devidamente estudada e debatida com as concessionárias. Depende de revisão da legislação, não sendo, portanto, de competência imediata da Aneel. Por essa razão, o horizonte de aplicação é de médio prazo. Objetiva-se trazer incentivos econômicos para incorporar as distribuidoras no processo de busca de eficiência energética, combatendo a barreira do desinteresse (e até mesmo hostilidade, como no caso de algumas empresas com o tema geração distribuída).

Padrões de desempenho energético e Medição e Verificação (M&V)

A existência de padrões comparativos de desempenho energético, como selos e certificações, é uma medida que já vem sendo adotada há algumas décadas. No Brasil, os primeiros selos Procel datam de 1995. Na Alemanha, selos como o Blue Angel já existem desde 1977.

O principal objetivo dos selos é prover informação para os consumidores sobre quais produtos consomem energia (ou recursos de forma geral) de modo mais eficiente. As metodologias que dão base à quantificação dos índices são diversas e sua qualidade é extremamente dependente da disponibilidade de dados relacionados aos processos produtivos.

A escolha de quais equipamentos receberão os selos é uma questão controversa, pois depende da visão embutida na política energética. Atualmente, a análise dos 39 produtos que já receberam o selo Procel (2005-2014) mostra que a política está voltada para os consumidores residenciais. De fato, essa prática revela uma preocupação com um público que, por hipótese, teria menos acesso à informação qualificada, estando mais exposto a produtos de menor eficiência. No entanto, é sabido que consumidores menos informados (como frequentemente ocorre com pequenos industriais) não possuem informação suficiente ou organização interna para tomarem boas decisões na aquisição de seus equipamentos de trabalho, como fornos e caldeiras. Logo, uma ampliação das categorias de equipamentos industriais avaliadas pelo Procel ampliaria o potencial nacional.

Outro fator relevante é a divulgação. Quase metade dos brasileiros já ouviu falar no selo Procel. No entanto, apenas 33% afirmam entender o que significa, 15% sabem ler o selo Procel e 17% tem noção da economia gerada (Eletrobras, 2009). Os resultados sugerem que, em futuras campanhas informativas, esse entendimento real seja buscado, possivelmente adequando a mensagem à realidade cultural de cada região. Campanhas de TV também seriam importantes. Estatísticas indicam que menos de 40% dos clientes comerciais e industriais levam em conta o uso racional de energia na hora de estabelecer uma política de compras. Pesquisas semelhantes nos EUA indicam haver um entendimento muito maior da população sobre o programa de etiquetagem daquele país (Energy Star), vide seção 5.3.2.

A quantidade de produtos avaliados no Procel (39 em 20 anos) e as poucas revisões periódicas dos padrões já estabelecidos indicam falta de estrutura e/ou quadro de funcionários dedicados a esse programa. Dentro de uma mesma categoria, está crescendo o número de produtos possuidores do selo. Logo, o padrão precisa aumentar para que o selo realmente represente um diferencial para o produto.

Outra questão que pode ser melhor abordada no Procel é a avaliação do consumo de água dos equipamentos. Como os recursos hídricos no Brasil estão intimamente relacionados com a geração de energia, a eficiência de seu uso pode ser contabilizada em termos energéticos e, dessa forma, incorporada na medição de eficiência do selo.

Contudo, no cenário atual, o Procel está penalizado pela falta de verba. O investimento que era de R$ 110 milhões, em 2011, foi reduzido para apenas R$ 18 milhões em 2014 (84%). Em comparação, a campanha publicitária realizada em 2015 para evitar um novo racionamento custou R$ 12 milhões (Brasil Energia, 2015).

A redução das verbas começou em 2012, após a publicação da Medida Provisória no 579, que trata da renovação das concessões de geração e transmissão de energia, convertida posteriormente na Lei no 12.783. A medida provisória comprimiu o caixa da Eletrobras, responsável por parte dos investimentos, e extinguiu a Reserva Global de Reversão (RGR), encargo que originava cerca de 70% dos recursos do programa de eficiência energética.

Sendo assim, o Procel precisa voltar a ser priorizado pelo governo. Para isso, algumas de suas atividades podem ser direcionadas para outras entidades por meio, por exemplo, de convênios. As recomendações seriam:

(1) Incentivar selos concedidos por instituições independentes com boa reputação, de forma a não sobrecarregar órgãos públicos e considerando as limitações orçamentárias;

(2) Buscar maior transparência na comunicação com a população, por exemplo, por meio de conteúdo centrado na racionalização do consumo de energia no momento de decisão pela compra de algum equipamento.

Outro instrumento de padronização de desempenho energético são as certificações de processos. A ISO 50.001, que será abordada detalhadamente na seção 6.1.3, é a certificação mais reconhecida internacionalmente. Seu objetivo é permitir que as organizações estabeleçam os sistemas e processos necessários para melhorar o desempenho energético, incluindo a eficiência energética, uso e consumo. A implantação desta Norma se destina à redução nas emissões de gases de efeito estufa e outros impactos ambientais relacionados à energia e os custos/economia que esse sistema de gestão de energia promoverá.

Essa Norma é aplicável a todos os tipos e tamanhos de organizações, independentemente de condições geográficas, culturais ou sociais. A implementação bem sucedida depende do comprometimento de todos os níveis e funções da organização e, especialmente, da gestão de topo.

Um ponto crucial para a obtenção da ISO 50.001, bem como para a necessária avaliação contínua de qualquer medida de EE, é a elaboração de planos de M&V. A M&V torna possível o acompanhamento dos resultados, permitindo que mudanças sejam feitas ao longo do horizonte da medida, aprimorando seus resultados e possibilitando melhor dimensionamento de medidas futuras.

É de interesse dos consumidores de energia, dos governos e concessionárias saber que as economias anunciadas pelos diversos programas de eficiência são fundamentadas em medições de campo executadas de acordo com um protocolo aceito por todos. Para padronizar as ações de M&V, existe o Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Performance (PIMVP), que conta ainda com uma vasta gama de opções de M&V para permitir aos profissionais a seleção do plano mais adequado aos seus projetos.

No que diz respeito às Edificações Eficientes, o Brasil alcançou importante avanço em 2014 por meio da obrigatoriedade imposta pela Instrução Normativa n° 02/2014/MPOG/SLTI, que estabeleceu que os projetos de edificações públicas federais novas e aquelas que vierem a sofrer *retrofit* devem ser desenvolvidos ou contratados visando à obtenção da Etiqueta Nacional de Eficiência Energética de Edificações (ENCE) classe A. Assim, utiliza-se o poder de compra governamental para complementar a política iniciada pela Lei de Eficiência Energética. Essa ação está alinhada não só com o incentivo ao uso das certificações, mas

também com o comportamento observado no cenário internacional, no qual as edificações têm papel fundamental nas políticas de conservação de energia.

(1) Dessa forma, a obtenção de certificações nas plantas industriais e nas edificações deve ser incentivada, de modo a estabelecer padrões comuns que corroborem o alcance das metas nacionais de conservação de energia.

(2) As medidas de M&V padronizadas devem ser a base para o desenvolvimento de bons sistemas de gestão de energia principalmente nos setores industrial e comercial.

(3) Também no setor residencial, medidas de M&V podem ser disseminadas através da consolidação das redes inteligentes de energia e das tecnologias da informação a elas relacionadas.

O estabelecimento de padrões de desempenho energético e a implementação de sistemas de Medição & Verificação são medidas que envolvem os governos municipais, estaduais e federal, além das associações de empresas, que têm importante papel na definição dos acordos setoriais. Estima-se que a efetiva implantação dessas medidas ocorra em médio prazo.

As padronizações são úteis para informar os consumidores e também para dar mais confiança no momento da compra de um equipamento ou aquisição de um serviço.

6.1.3 Ambiente de negócios

Realização de auditorias energéticas

O objetivo das auditorias energéticas é identificar o potencial de conservação de determinado uso final de energia e propor um plano de implementação para redução do consumo através da troca de equipamentos ou mudança no padrão de uso. É o início do trabalho de campo da EE, realizado na instalação do consumidor. Mais auditorias energéticas ajudam a motivar a implementação de ações para redução no consumo de energia. As auditorias geram oportunidades de trabalho para diversos especialistas além de empregos indiretos.

Uma medida para incentivar a realização de mais auditorias energéticas é permitir o uso do Cartão BNDES na contratação dos serviços para essa finalidade. Isso requer a definição de um critério de credenciamento por parte do banco para identificar as empresas aptas a realizar essa auditoria. Quando se tratar de uma ESCO, esse critério pode ser a posse do selo QualiESCO.

• • •

Os contratos de performance possuem a vantagem de diminuir os riscos para o contratante.

Uma alteração na linha de crédito BNDES Eficiência (ex-Proesco) sinalizou a possibilidade de pagamento das auditorias energéticas com os recursos financiados. Nesse caso, como o limite mínimo de financiamento é de R$ 5 milhões, a auditoria energética tem que estar incluída no custo total do contrato de performance. O alcance atual dessa medida pode ser estimado considerando o mercado atendido pelos associados da Abesco. Ao longo do tempo, com o estímulo à demanda, novas oportunidades surgem, o que atrai mais profissionais ao mercado. A forma de implementação dessa medida é incluir e divulgar essa possibilidade de utilização do Cartão BNDES. É uma medida tanto de perfil tecnológico (devido à necessidade de profissional especializado) como comportamental, pois depende da vontade do usuário final da energia em conhecer seu potencial de conservação. O aumento no número de auditorias energéticas pode ser alcançado no curto prazo.

Um certificado de auditoria pode abrir portas para financiamentos e gerar informação de qualidade para aprimorar a priorização de investimentos. Pode ainda gerar mais confiança, combatendo a aversão a riscos.

Realização de contratos de performance com ESCO

Após a realização das auditorias energéticas e apresentadas as possíveis soluções para redução no consumo de energia do usuário final, ele deve decidir se implementa as soluções propostas. Essa decisão depende da disponibilidade de recursos financeiros (capital próprio ou crédito, mais garantias) e humanos. Os contratos de performance com ESCO permitem que as soluções propostas sejam implementadas sem que o usuário final necessite disponibilizar recursos financeiros e humanos adicionais. Esses contratos são financiados pelas próprias ESCO com recursos financiados de terceiro (na maioria dos casos). Seu alcance está limitado pela capacidade de financiamento das ESCO, que, em geral, são empresas de pequeno e médio porte. Além disso, os contratos de performance possuem a vantagem de diminuir os riscos para o contratante.

Uma medida para expandir o mercado das ESCO por meio dos contratos de performance é estabelecer as seguintes melhorias na linha de crédito BNDES Eficiência:

(1) Reduzir o teto de operações indiretas para R$ 1 milhão;

(2) Reduzir o tempo médio de aprovação na modalidade operação direta (hoje 12 meses);

(3) Rever o critério de avaliação dos projetos, levando em consideração os benefícios diretos e indiretos da EE e a necessidade de modernização do parque fabril. A crítica do mercado é o foco excessivo nos projetos para instalação de sistemas de cogeração.

Além disso, o governo pode incentivar a realização de contratos de performance através da criação de legislação específica para a sua realização, com aplicações nos prédios públicos.

A implementação dessa medida pode ser feita no curto prazo, dependendo de algumas medidas de incentivo por parte das instituições financeiras e do engajamento das empresas.

Otimização da gestão energética

Está relacionada à implantação de sistemas de gestão do consumo de energia nas unidades consumidoras. A Norma ISO 50001[18] permite que as organizações estabeleçam os sistemas e processos necessários para melhorar seu desempenho energético, sendo reconhecidas por meio de certificação. O Brasil possui atualmente somente quatro casos registrados de organizações com a certificação ISO 50001 e o país com mais organizações certificadas é a Alemanha, que, de acordo com relatório de 2014, possui cerca de 50% dos quase 7.000 certificados entregues.

Há um comitê brasileiro pertencente à Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), o CB-116 (Gestão e Economia de Energia), que se dedica a aperfeiçoar a Norma e promover sua aplicação nas organizações.

> Há grande ganho para o mercado da padronização de sistemas de gestão de energia relacionados ao aumento de confiança e redução de custos de transação. Dessa forma, a certificação ISO 50001 pode ser incentivada pelo governo de diversas formas, como no credenciamento de ESCO e demais empresas em instituições de financiamento ou no desenvolvimento de projetos de PEE com as distribuidoras de energia. Finalmente, o governo deveria adequar a metodologia de implementação das ações de EE (como no caso do PEE) às diretrizes estabelecidas pela Norma, bem como exigir que seus fornecedores possuam a certificação.

A forma de implementação depende de duas atividades: (i) difusão de cursos de capacitação sobre a Norma; e (ii) criação ou definição do órgão responsável pela qualificação das ESCO. O resultado esperado dessa medida é criar um padrão de execução para projetos de EE que auxilie as organizações na medição dos resultados e da eficácia em relação aos objetivos alcançados. A difusão da norma pode ocorrer no médio prazo e, dentre seus benefícios, está a redução dos custos adicionais relacionados às medidas de EE, pois com um sistema de gestão é possível programar os investimentos e equacionar o custo/benefício e o tempo de *payback*.

Rede de Eficiência Energética

Um modelo de negócios já em prática na Alemanha, que ajuda a promover mais ações de EE nas organizações, é a Rede de Eficiência Energética. Trata-se de um mecanismo de cooperação técnica entre empresas com o propósito de criar um ambiente de troca de experiências em melhores práticas, para auxiliar as empresas participantes na gestão do consumo de energia.

Uma Rede de EE consiste de quatro componentes principais:

1. Uma auditoria energética para identificar e avaliar o potencial (tecnológico e econômico) de redução no consumo de energia, conduzida por especialistas com experiência em eficiência energética. Uma proposta dessa auditoria é preparada após visita do especialista às instalações da empresa, de forma a avaliar sua abrangência;
2. Reuniões periódicas de compartilhamento de informações e experiências entre os participantes da Rede (aprendizagem e apoio mútuo);
3. Treinamentos práticos sobre temas tecnológicos específicos;
4. Um sistema de monitoramento das medidas de eficiência adotadas.

A experiência alemã mostra que as redes são bastante efetivas, em média gerando três vezes mais medidas de eficiência energética do que as empresas que buscam implementar medidas de forma independente. As empresas são selecionadas considerando sua localização (o deslocamento dos participantes não deve superar duas horas por trecho) e atividade-fim (não deve haver empresas concorrentes numa rede para evitar bloqueio no intercâmbio de informações).

Um bom sistema de monitoramento permite o acompanhamento de medidas implantadas ao longo de todo o período de participação da empresa na Rede. Essa ferramenta de gestão energética, que preenche

[18] A ISO (*International Organization for Standardization*) é uma federação mundial de organismos nacionais de normalização (organismos membros da ISO). A ISO 50001 foi preparada pelo Projeto Comitê ISO / PC 242, Gestão de Energia.

os requisitos da certificação ISO 50.001, é útil tanto para calcular as economias de energia sob condições variáveis, como para determinar suas rentabilidades.

O monitoramento de redes já em funcionamento mostra um aumento anual da eficiência de 2,2% a.a. para empresas da Rede frente a 0,9% a.a. para outras empresas. As estatísticas das redes de empresas da Alemanha demonstram que mesmo naquele país (primeiro do ranking de EE) ainda existem projetos de EE com boas taxas de retorno, superiores a 20% ou até 30%.

A medida, nesse caso, é sensibilizar empresários a participar de redes de EE, estabelecendo metas comuns de redução no consumo de energia.

O alcance das redes é bastante amplo, podendo ser aplicadas a qualquer região industrializada do país. Uma restrição importante é que as empresas dentro de uma Rede de EE (em geral 10 a 15 empresas) estejam em uma mesma localidade geográfica, para facilitar o deslocamento para a realização das reuniões. A forma de implementação se dá por meio da realização de apresentações do conceito aos empresários. É uma medida fácil de ser monitorada e os resultados esperados dependem da quantidade de Redes que podem ser formadas e da complexidade dos processos industriais das empresas participantes.

A implementação de uma Rede de EE pode se dar em curto período de tempo. Trata-se de uma medida cuja estrutura já consolidada é capaz de: (i) dar segurança aos empresários, pois a troca de experiências gera aprendizado mútuo; (ii) facilitar a obtenção de financiamentos, pois há maior entendimento da realidade da empresa e das possíveis soluções; (iii) fazer com que EE seja priorizada nas decisões sobre investimentos, pois há maiores garantias dos retornos financeiros; (iv) gerar informação e interesse (pela exposição à informação) e a boas práticas.

Leilões de eficiência energética

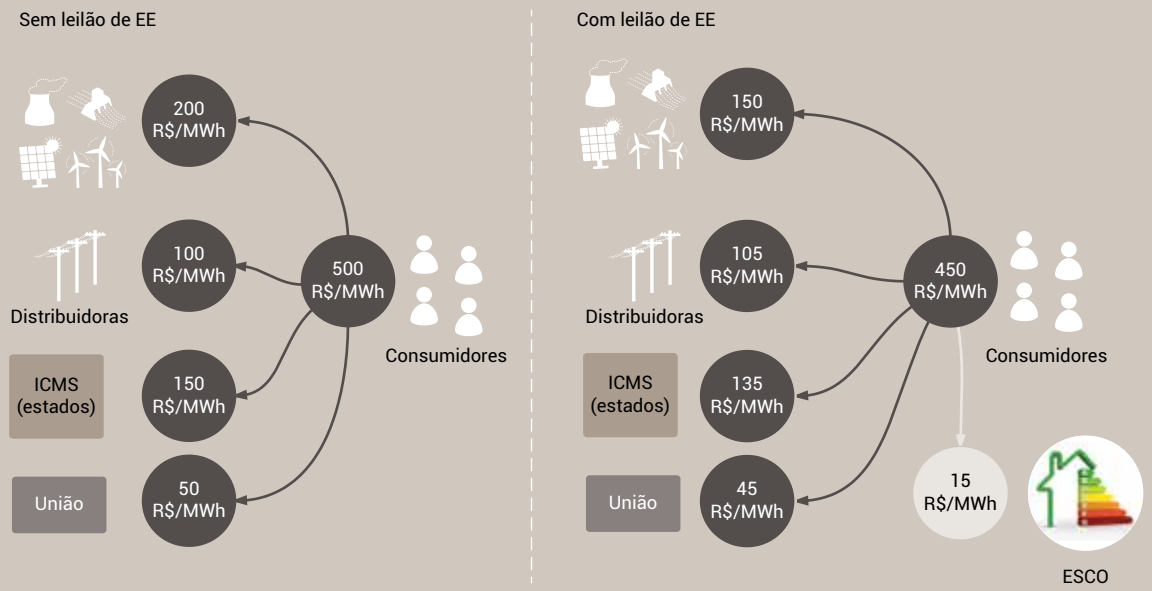
Um leilão de EE busca comercializar uma determinada quantidade de energia a ser conservada (e/ou uma redução de potência) por uma instalação de consumo. O leilão pode ser realizado por órgão independente ou de governo e tem como principais agentes os consumidores, as ESCO e as distribuidoras de energia elétrica.

Para a realização de leilões de EE, são necessárias boas auditorias energéticas, e suas respectivas avaliações de custo-benefício dos investimentos em projetos de conservação de energia. Além disso, requer uma grande capacidade de Monitoramento e Verificação (M&V) do órgão responsável pelo mecanismo.

Existem estudos propondo modelos possíveis de leilões de EE no Brasil, como Garcia (2008), com alguma semelhança ao mecanismo de *Demand Side Bidding* dos EUA. Seu alcance vai além do aspecto de substituir a expansão da oferta de eletricidade, pois pode contribuir bastante na implantação de uma estrutura confiável de M&V, podendo estendê-la às demais ações de EE (Garcia, 2008).

A Figura 6.8 apresenta de forma ilustrativa como pode variar a alocação monetária devido à prática de um leilão de EE. Tanto os consumidores como as distribuidoras obtêm variações positivas. No entanto, os geradores passam a lidar com um preço teto reduzido, o que incita a busca por tecnologias mais baratas. Consequentemente, a arrecadação de impostos estaduais e federais é reduzida.

FIGURA 6.8 – BENEFÍCIO CONCEITUAL DE LEILÕES DE EE



Os valores aqui apresentados são meramente ilustrativos.

Segundo Schaeffer (2006), um possível caminho para a implantação de leilões de EE no Brasil é a adoção inicial do mecanismo conhecido como Certificados Brancos (CB), para desenvolver o mercado e a estrutura de M&V. Os CB são papéis que comprovam que uma determinada quantidade de energia foi economizada, e devem estar atrelados a metas compulsórias de redução de consumo pelas concessionárias.

Os CB poderiam substituir com vantagem o PEE: ao invés de alocar recursos obrigatórios, as empresas precisariam atender metas de economia de energia (e deixar o mercado definir qual o custo da conservação). A expectativa é economizar mais energia com o mesmo investimento (ou a mesma energia, com menos investimento). Caso as empresas não atingissem a meta, pagariam multa regulatória que poderia ser igual ao custo marginal de expansão ou poderiam adquirir a energia em leilão de eficiência energética de concessionárias que tivessem ultrapassado sua meta (ou de outros agentes). O preço-teto do leilão deveria ser limitado a uma fração (ex.: 80%) do custo marginal de expansão, garantindo a preferência por essa opção.

Espera-se que os leilões de EE contribuam para convencer os agentes de mercado da viabilidade de se usar a EE como alternativa real de expansão do sistema de geração, sujeita aos mesmos mecanismos de mercado de nova oferta de geração. Além disso, espera-se gerar interesse nos agentes do setor, para que haja incentivo à continuidade do mecanismo.

Uma medida importante para consolidação do mercado de EE no Brasil é estudar uma forma de implementação de leilões de eficiência energética. Devido à necessidade de mudanças regulatórias, a implementação pode se dar no médio prazo e depende majoritariamente da Aneel.

6.1.4 Formação, capacitação, divulgação e marketing

Portal de Eficiência Energética

Um Portal de Eficiência Energética é um sistema de informações em EE para empresas com o intuito de divulgar e facilitar a disseminação do conhecimento em melhores práticas. Um antecedente interessante é o banco de dados disponibilizado pelo Departamento de Energia dos EUA (DOE). O portal define *benchmark* de consumo, com empresas do mesmo setor, e oferece interatividade e usabilidade: o usuá-

rio alimenta a base de dados com sua informação. Em troca, recebe *feedback* com diagnóstico inicial e acesso às informações inseridas por outras empresas.

O banco de dados vai sendo continuamente atualizado, havendo também no portal a oferta de serviços (ex.: redes de eficiência energética, consultoria etc.) e produtos (ex.: equipamentos), que são selecionados dentro do contexto daquele usuário. Por exemplo, uma indústria de vidro introduz alguns dados na plataforma e recebe um diagnóstico inicial. Suponha que esteja performando bem no consumo de energia elétrica e mal na parte térmica. Nesse caso, fabricantes de equipamentos pertinentes a sua atividade (ex.: caldeiras) podem ser oferecidos, assim como as condições de aquisição.

A medida é a criação de um Portal de EE no Brasil. Essa, a rigor, não é uma atividade essencial do Estado. Entretanto, como a experiência internacional tem demonstrado (ex.: base de dados do DOE nos EUA ou Odyssee na Alemanha) a iniciativa pode ser mais efetiva com uma parceria público-privada.

O alcance da medida é bastante abrangente, podendo ser utilizado por qualquer empresa com acesso à internet. A forma de implementação se dá com a contratação de empresa especializada em construção de base de dados e em plataforma Web. A expectativa é de que o portal seja usado como referência pelas empresas interessadas em realizar uma auditoria energética em suas instalações e na contratação de profissionais especialistas. Uma iniciativa já em curso está sendo desenvolvida pela Abrace, Abesco e CNI.

O Portal é uma excelente ferramenta para disseminar informação de qualidade para os consumidores. Sua utilização permite uma avaliação abrangente dos custos e dos benefícios envolvidos nas medidas de EE ofertadas, minimizando os riscos de aquisição de produtos e serviços. Sua implementação pode se dar em curto prazo.

Incluir EE na ementa escolar e de formação técnica

De acordo com o que consta do PNEf, os aspectos de educação devem estar na base das questões da eficiência energética, sendo que as políticas públicas têm exatamente o viés de promover o desenvolvimento sustentável do setor por meio de informação e educação.

A formação de ensino básico, quando sinaliza a conservação de energia como elemento importante para a economia de recursos naturais e financeiros, tem potencial de fomentar desde cedo o desenvolvimento de um perfil de consumidor mais consciente. O foco deve ser o melhor uso dos equipamentos domésticos, como lâmpadas, aparelhos de ar condicionado, televisores e computadores, mostrando que desligá-los quando não estão em uso e evitar o modo *standby* são medidas fáceis de serem incorporadas aos hábitos diários.

A oferta de conteúdo relacionado à conservação de energia nos ensinos fundamental e médio pode ser feita nas disciplinas de Física e Matemática, estimulando a quantificação dos benefícios e o entendimento das leis físicas que regem os fluxos energéticos.

No nível de graduação e pós-graduação, disciplinas específicas podem ser oferecidas. Além da capacitação de professores, o objetivo deve ser formar técnicos capazes de desenvolver tecnologias nacionais mais eficientes.

A introdução de conceitos e benefícios relacionados à eficiência energética nos currículos escolares pode ser feita a partir de material teórico e atividades práticas, como jogos de simulação e competições. Em nível superior, é necessária a criação de disciplinas específicas de eficiência energética e laboratórios de ensaios.

A implementação dessa medida pode ser feita no médio prazo e depende de atuação governamental nos níveis municipal, estadual e federal.

Capacitação e conscientização

Considerando-se o adulto que já está no mercado de trabalho, é mais relevante o papel da capacitação. Ela objetiva despertar maior responsabilidade na compra de equipamentos e também em sua operação, pois geralmente trata-se de escalas maiores de consumo energético e operações mais especializadas. Cursos oferecidos pelas próprias empresas ou por organizações setoriais podem ser um instrumento. Além disso, a regulamentação profissional para a área de Gestão da Energia pode incentivar a busca por capacitação nessa área.

Para os que passam mais tempo em ambiente doméstico ou de escritório, cursos de curta duração em formato de workshops em associações comunitárias e até mesmo online podem ser utilizados.

Vale ressaltar que, para o consumidor fazer escolhas melhores do ponto de vista de eficiência energética, é essencial que haja divulgação dos instrumentos já disponíveis. Um exemplo é o caso dos ventiladores (mesa, parede, pedestal e circuladores de ar). Apesar de já serem categorias representadas no selo Procel, a propaganda que permite a devida interpretação do valor que o selo representa é falha. Os consumidores desconhecem que o consumo de um ventilador sem o selo pode ser três vezes maior que o de um produto com o selo. Ou ainda: desconhecem que o consumo na velocidade máxima pode ser o dobro da velocidade mínima.

No caso dos televisores, poucos sabem que não há selo para os equipamentos em si, mas apenas para seu consumo em modo *standby*. O que já representa grande avanço, visto que a potência nesse modo, que era de 5W a 10W antes da introdução do selo, passou para 0,1W. É necessário avançar nesse caminho, avaliando televisores, monitores de computador e outros equipamentos tão presentes no dia-a-dia dos brasileiros.

Assim, é necessário estimular a correta interpretação das informações contidas na ENCE e ampliar a difusão do Procel. Atualmente, o programa tem muitos equipamentos de uso residencial já atendidos pelo selo, porém, grande parte da população não compreende os benefícios de uma decisão no longo prazo.

Portanto, medidas aplicáveis nesse campo são:

(1) Utilizar o marketing para criar conscientização da população por meio de mídias tradicionais e também redes sociais;

(2) Criar e divulgar amplamente sites confiáveis e de linguagem simples, que permitam ao consumidor fazer simulações de modo a demonstrar em quais equipamentos e atividades diárias há maior potencial de conservação de energia e consequente redução de gastos.

(3) Promover a disseminação das redes inteligentes de energia, que permitem controle em tempo real do consumo, portanto, economias mais significativas.

Dessa forma, as medidas de capacitação e conscientização podem ser realizadas no curto prazo por diferentes atores, como empresas e governos, nos seus diversos níveis. Sua maior contribuição é permitir a mudança de comportamento por meio da informação.

> Dada a situação atual de crise econômica e aumento das tarifas, também há oportunidades para pequenos empreendedores desenvolverem novas tecnologias.

Projetos de pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias

Segundo a Lei nº 13.203/2015, até 2022, 0,5% da Receita Operacional Líquida (ROL) das concessionárias distribuidoras de energia elétrica deve ser investida em pesquisa e desenvolvimento (P&D). Cabe às distribuidoras decidir os projetos nos quais vão investir. Não é comum que esses projetos tenham como foco eficiência energética, visto que já há uma parte da ROL especificamente destinada a EE. No entanto, essa é uma possível fonte de recursos para projetos de pesquisa.

Uma alternativa ainda são as parcerias público-privadas e com as universidades. Assim, há um estímulo à pesquisa aliado à implementação prática das soluções, atendendo ambos objetivos.

Dada a situação atual de crise econômica e aumento das tarifas, também há oportunidades para pequenos empreendedores desenvolverem novas tecnologias. Algumas áreas que têm apresentado grande avanço nos últimos anos são as de energia solar fotovoltaica distribuída e de tecnologia da informação para consumidores.

> É importante estimular o desenvolvimento de equipamentos que supram de forma eficiente os usos finais com consumos energéticos mais elevados, como indústrias e residências. A concepção de ideias com foco no público alvo brasileiro tem maiores chances de levar em consideração diferenças culturas e do modo de produção e consumo nacionais.

Projetos de P&D podem ser desenvolvidos por empresas e governos em horizonte de curto prazo. Dentre seus benefícios está a criação de alternativas à cultura de expansão exagerada do parque gerador.

6.1.5 Incentivos financeiros e/ou tributários

Um elemento estrutural fundamental para o sucesso de programas de EE está relacionado à viabilidade econômico-financeira dos projetos de redução no consumo de energia. Nesse sentido, as medidas abaixo propostas buscam criar mecanismos que aumentem a viabilidade dos projetos, tornando-os mais atrativos.

É importante salientar que as medidas não devem ser caracterizadas como subsídios, mas como alocação de custos, pois conforme apresentado no Capítulo 3, possuem benefícios diretos na redução dos custos de operação e expansão do SIN, além de gerar economia nas contas de energia, ainda que se considere a amortização dos custos de implementação das medidas em si.

Tributação reduzida para produtos eficientes e rebates

Um mecanismo efetivo para incrementar EE é a redução da alíquota de imposto sobre a compra de máquinas e equipamentos eficientes. A redução de IPI para eletrodomésticos da linha branca (geladeiras, máquinas de lavar etc.), por exemplo, ainda que não motivada pelo aumento da EE, tem efeito indireto na conservação pela substituição de equipamentos antigos por outros novos, mais eficientes. O que se pretende é ir além: criar um mecanismo que induza a EE a partir de vantagem competitiva no ambiente de mercado. No mencionado desconto do IPI para linha

branca, esse só estaria disponível para equipamentos com alto padrão de EE. E, ainda, o grau de incentivo fiscal variaria de acordo ao consumo específico do equipamento.

O mecanismo incentivaria os fabricantes a buscar excelência em seus equipamentos de forma complementar aos selos Procel, que possuem alguma influência (ainda que restrita, vide barreira desinformação) na escolha dos consumidores.

Um exemplo desse mecanismo é a redução do Imposto de Importação para carros híbridos[19] de acordo com a eficiência energética de cada veículo (em proporção à economia que cada modelo alcança por quilometro rodado).

Uma variante desse mecanismo é a depreciação acelerada (Lei no 12.788, de 2013) para veículos automotores usados em transportes de mercadorias, além de vagões, locomotivas e afins, que reduz o imposto de renda, aumentando a rentabilidade dos projetos.

Ao examinar o potencial de redução do consumo de energia (identificado no Capítulo 3), fica claro que medidas que reduzissem a tributação para a compra de motores elétricos de maior rendimento fabricados no Brasil, por exemplo, seriam efetivas. A medida teria alcance nacional e poderia ser implementada a partir de Medida Provisória com posterior conversão em Lei. Apesar do âmbito federal, poderia haver alíquotas diferenciadas por estados. Os resultados esperados seriam a substituição de motores elétricos antigos da indústria e incentivo aos fabricantes para adoção de níveis mínimos de rendimento para os motores. A tributação reduzida facilita ainda a obtenção de financiamento para a compra de equipamentos ao reduzir o montante a ser investido.

A Aneel, no âmbito do PEE, abriu chamada pública sobre proposta de projeto prioritário de EE sob o título: *Incentivo à substituição de motores elétricos – promovendo a eficiência energética no segmento de força motriz* (Chamada nº 002/2015). O objetivo é aplicar recursos do PEE na indústria através da substituição de equipamentos. A medida é positiva por aumentar os recursos do PEE destinados à indústria (a participação atual é marginal) com maior efetividade entre recursos gastos e economia de energia obtida, além das externalidades positivas às empresas, como o aumento de competitividade. As principais justificativas para tratar dessa questão como projeto prioritário são:

- Alto índice de energia consumido pela indústria;
- Desincentivo a recondicionamento de motores elétricos; e
- Atualização de parque de motores no setor produtivo.

A proposta da Aneel é oferecer um rebate para a substituição de motores fabricados até 2009, com potência superior a 15 CV e tempo de operação superior a 6.000 horas/ano. Essa caracterização (motores antigos com alto fator de uso) é aquela que, com maior probabilidade, resulta em menor tempo de *payback*. Por essa razão recomenda-se:

Ampliar o uso de recursos do PEE para a troca de motores e incentivar a prática de *rebates* com outras fontes de recursos em situações análogas às caracterizadas pela Aneel.

Criação de um fundo garantidor

O Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), em parceria com o Programa de Desenvolvimento das Nações Unidas (Pnud) e o Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF) criaram um Mecanismo de Garantia de Eficiência Energética (EEGM). Trata-se de instrumento de garantia desenvolvido para facilitar a obtenção de empréstimos ou financiamentos para projetos de eficiência energética e energias renováveis em edificações no Brasil. Oferece garantia de crédito (fiança) que permite acesso a diversas linhas de crédito disponíveis no mercado por meio de bancos privados ou públicos. Também serve de garantia nos contratos de *performance* das ESCO que garantem desempenho do projeto ao cliente final. É um mecanismo bastante útil que ajuda a eliminar uma das barreiras identificadas, que é a dificuldade das empresas de conseguir apresentar garantias que as permitam ter acesso aos financiamentos de equipamentos necessários às suas atividades de EE.

[19] O veículo híbrido possui um motor elétrico e outro a combustão. Quando este último funciona, movimenta o carro e recarrega a bateria do motor elétrico. Em baixas velocidades, o motor elétrico passa a funcionar.

O governo deve buscar aproximação entre a linha BNDES Eficiência Energética e instrumentos garantidores (ex. EEGM), aumentando o atual escopo de aplicação (edificações).

Os resultados esperados com essa medida são um maior montante de recursos aplicados em projetos de EE e uma reavaliação de riscos dos projetos por parte dos órgãos de financiamento, devido à presença de um fundo garantidor, o que tende a facilitar os financiamentos.

Melhorias no BNDES Eficiência Energética (ex Proesco)

A linha de crédito Proesco, do BNDES, foi reformulada e agora passa a se chamar BNDES Eficiência Energética. O objetivo dessa linha é apoiar projetos de EE tendo como beneficiários ESCO e usuários finais de energia. As principais alterações em relação à Proesco são:

- Flexibilização de prazo, antes limitado a 72 meses (carência mais amortização);
- Não está mais restrita a ESCO;
- Operações de financiamento nas modalidades direta e indireta;
- Redução do valor mínimo de financiamento para R$ 5 milhões, com possibilidade de agrupar investimentos em locais distintos na mesma operação. Para as operações abaixo desses R$ 5 milhões, pode ser utilizada a linha BNDES Automático, produto operado pelos agentes financeiros credenciados.
- Juros de TJLP (mais spread) com alavancagem máxima de 70%;
- Itens financiáveis: repotenciação de usinas, redes elétricas inteligentes, edificações (ar condicionado, iluminação e geração distribuída), processos produtivos (cogeração e outras intervenções), auditoria energética.

Apesar dos avanços, as seguintes recomendações melhorariam a linha BNDES Eficiência Energética:

(1) Reduzir o valor mínimo em operações indiretas para R$ 1 milhão;

(2) Reduzir o tempo médio para aprovação na modalidade de operação direta (que hoje é de cerca de 12 meses); e

(3) Devido à necessidade de modernização do parque fabril, rever o foco excessivo em sistemas de cogeração.

A medida teria alcance nacional e seria implementada em âmbito federal, com a alteração nas regras de financiamento por parte do BNDES.

Os resultados esperados com essa medida são mais pedidos de financiamento, principalmente por parte das pequenas e médias empresas, maior flexibilidade e agilidade nos projetos executados pelas ESCO e maior participação de outras instituições financeiras (através das operações indiretas).

Off Balance Sheet

Uma iniciativa em desenvolvimento pelo Grupo de Trabalho de Eficiência Energética promovido pela Confederação Nacional da Indústria (CNI) e pela Associação Brasileira de Grandes consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace) é criar um modelo comercial com a criação de uma *Sociedade para Eficiência Energética (SEE)*. Nessa proposta seria constituída uma Empresa ou Sociedade de Propósito Específico (SPE) que teria como cotistas as empresas interessadas em realizar os investimentos em eficiência energética.

O objetivo da proposta é permitir que os projetos de EE possam ser implementados nas empresas interessadas, mas de modo que não impliquem despesas de capital (Capex) e que não onerem seus passivos com financiamentos ou empréstimos (*off balance sheet*).

A medida necessária para implementação do *Off Balance Sheet* é a coordenação de um grupo de empresas (usuários finais ou ESCO) dispostas a assumir os riscos do mecanismo (governança e aporte de capital).

• • •

O compartilhamento de pessoal treinado em EE entre as empresas cotistas é uma vantagem.

O alcance dessa medida está restrito às empresas dispostas a assumir os riscos inerentes do mecanismo, e sua forma de implementação depende da capacidade de coordenação entre elas. A implementação pode se dar em curto prazo.

O resultado esperado com essa medida é transformar os gastos antes considerados como Capex, que reduzem a capacidade de endividamento das empresas, em gastos operacionais (Opex), facilitando a obtenção de recursos financeiros e incentivando a priorização da EE na fila de investimentos das empresas. O compartilhamento de pessoal treinado em EE entre as empresas cotistas é uma vantagem. Esses benefícios somados ajudam a reduzir os riscos associados à medida.

6.2 Tecnologias prioritárias

Tecnologias prioritárias podem ser definidas como aquelas que possuem maior potencial técnico para conservação de energia. Destaca-se, nessa seção, duas tecnologias maduras e amplamente comercializadas: motores elétricos de alto rendimento e iluminação por LED. No entanto, há diversas outras que têm sido foco de intensa pesquisa e, em breve, terão custos reduzidos significativamente, como nanomateriais utilizados em processos de dessalinização[20], que conseguem reduzir significativamente o gasto energético com a osmose reversa, e baterias de lítio-íon[21] utilizáveis em painéis solares, que permitem maior penetração de fontes renováveis intermitentes, celulares e carros elétricos.

6.2.1 Motores elétricos

No Brasil, de acordo a EPE[22], a indústria consome 37,8% de toda energia elétrica nacional, e a força motriz em operação usa 62% dessa energia elétrica. Sendo assim, constata-se que aproximadamente 24% de toda a energia elétrica do Brasil é consumida por motores elétricos.

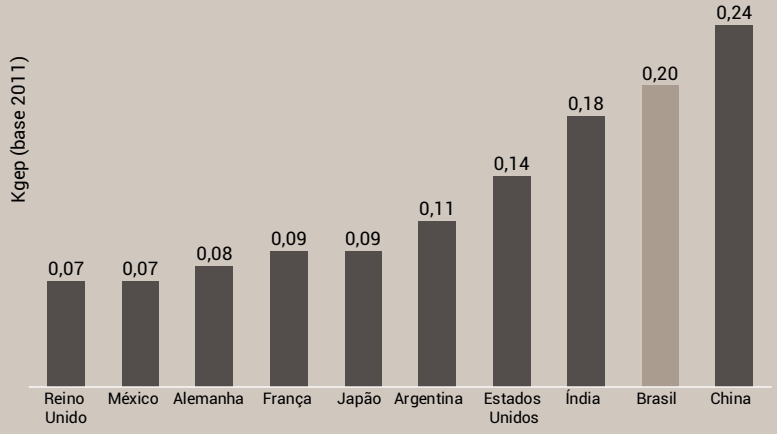
Estudo publicado na Revista Exame (Figura 6.9) mostrou que, no Brasil, gastamos muito mais energia do que quase todos os países considerados para gerar cada dólar do PIB na indústria. Ainda fazemos isso pagando a energia elétrica mais cara entre os países pesquisados, o que é um atropelo na competitividade da nossa indústria.

[20] https://www.technologyreview.com/s/538596/what-will-it-take-to-commercialize-better-desalination-technologies/.

[21] Atualmente, a tecnologia líder do mercado das baterias, sendo utilizada em sistemas de armazenamento para geração distribuída por ter atingido uma eficiência energética entre 80% e 90%. Apresenta uma durabilidade relativamente boa (entre 2.000 e 3.000 cargas) e um preço de $ 300/kWh. Além disso, domina o cenário dos eletrônicos, o que contribui ainda mais para sua esperada redução de preço em um futuro próximo.

[22] Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015 (ano base 2014) da EPE.

FIGURA 6.9 – CONSUMO TOTAL DE ENERGIA PARA GERAR CADA DÓLAR DO PIB



• • •

É comum, nos casos em que se faz a adequação de potência, obter-se economia de até 14% no consumo de energia.

Essa situação também pode ser vista de outra forma, quando analisamos que a idade média de nosso parque industrial, segundo a Associação Brasileira de Manutenção e Gestão de Ativos (Abraman), em sua pesquisa nacional de 2013, é de 17 anos.

Essas oportunidades foram visualizadas pelo governo e tiveram ações como a Lei no 10.295/2001, complementada pela Portaria no 553/2005, que determinou a obrigatoriedade de níveis mínimos de rendimentos para motores elétricos trifásicos de 1 CV a 250 CV (a grande maioria do parque industrial brasileiro), fabricados a partir de dezembro de 2009 ou comercializados a partir de junho de 2010.

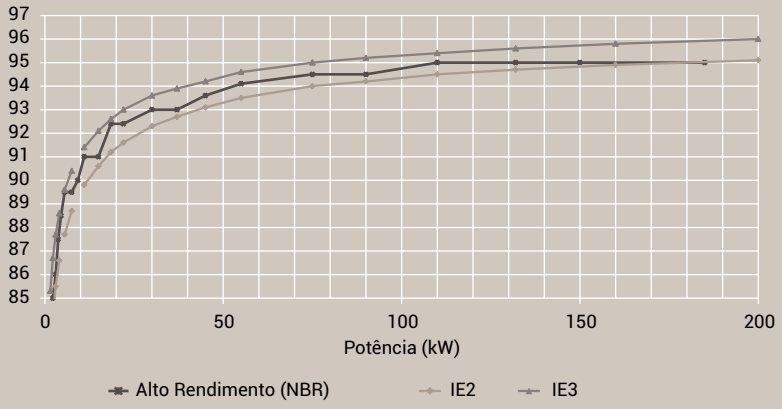
Entretanto, a lei serve apenas para novas aquisições, nada determinado para o parque atual instalado, antigo e continuamente reparado mesmo após as queimas, o que reduz a eficiência original, que, nesse caso, já é ultrapassada. Soma-se a isso, o fato usual de motores operarem de modo superdimensionado, o que faz com que gastem bem mais do que o requerido. É comum, nos casos em que se faz a adequação de potência, obter-se economia de até 14% no consumo de energia.

A não atuação no parque instalado aponta grandes desperdícios. Estudo[23] da PUC Rio 2014 mostra que o aproveitamento irregular de motores elétricos, principalmente pelo mercado de motores usados à margem da lei, provoca um desperdício de 7.000 GWh/ano.

Para fins de comparação, a figura abaixo mostra como os padrões europeus IE2 e IE3, mencionados na diretiva europeia 2005/32/CE de *ecodesign*, se relacionam com o padrão brasileiro vigente:

[23] http://www.valor.com.br/empresas/3455320/motores-ilegais-desperdicam-7-milhoes-de-mwh-por-ano.

FIGURA 6.10 – RENDIMENTO DE MOTORES TRIFÁSICOS DE INDUÇÃO ROTOR GAIOLA DE ESQUILO DE 4 POLOS (%)



Segundo a diretiva, a partir de junho de 2011, o nível de eficiência dos motores elétricos não pode ser inferior ao nível IE2 e, a partir de janeiro de 2015, a eficiência dos motores com potência efetiva entre 7,5 kW e 375 kW não pode ser inferior ao nível IE3 (ou IE2, desde que equipados com um variador de velocidade). A partir de janeiro de 2017, essa regulação se estende para motores com potência efetiva entre 0,75 kW e 375 kW. Nota-se, portanto, que há um contínuo aprimoramento dos padrões na Europa, enquanto no Brasil as revisões ocorrem com intervalos muito espaçados.

Nesse contexto, é muito positiva a nova frente de ação lançada pela Aneel para estimular a troca de motores elétricos antigos por equipamentos mais modernos e eficientes. O projeto "Incentivo à substituição de motores elétricos: promovendo a eficiência energética no segmento de força motriz" foi publicado por meio de chamada pública no último mês de novembro e se insere na política de incentivo a ações que façam o Brasil produzir mais gastando menos energia.

A indústria brasileira possui equipamentos mais antigos e não possui o mesmo nível de eficiência e automação quando comparada às dos países desenvolvidos. Temos a cultura do ajuste, da recuperação dos equipamentos, ao passo que, na Alemanha, por exemplo, o tempo médio de uso é de quatro anos. Esse posicionamento, somado aos nossos custos exorbitantes de energia elétrica, tem nos colocado um estágio atrás da indústria mundial.

Apesar da recuperação de equipamentos se mostrar negativa do ponto de vista energético, o incentivo à compra constante de novos equipamentos também não é positivo do ponto de vista ambiental, pois estimula a geração de resíduos eletroeletrônicos. Como, no Brasil, a logística reversa e a destinação final ambientalmente adequada ainda não estão devidamente implementadas ao longo das cadeias produtivas, faz-se necessário um esforço adicional, principalmente dos fabricantes, para promover uma alternativa de reinserção dos equipamentos ineficientes no ciclo produtivo (reciclagem), reduzindo a geração de resíduos e o consumo de matéria-prima. Um bom exemplo dessa prática é o Plano de Troca WEG, programa que incentiva a substituição de motores antigos, danificados ou com baixos níveis de rendimento. No programa, um motor usado de qualquer marca entra como parte do pagamento de um motor WEG novo de maior eficiência energética.

A indústria brasileira tem um único caminho: aumentar a eficiência energética, em especial dos motores elétricos. Os incentivos à logística reversa e à reciclagem se mostram importantes para que o uso eficiente de energia seja realizado de forma sustentável.

6.2.2 Iluminação por LED

A tecnologia LED (*Light Emitting Diode* – ou diodo emissor de luz) é a mais recente promessa do setor de iluminação. Em 2014, o número de lâmpadas de LED vendidas no Brasil foi de 20 milhões de unidades, seis vezes mais do que em 2011, segundo a Associação Brasileira da Indústria de Iluminação (Abilux). Nesse ritmo, as lâmpadas LED devem representar metade do total de vendas do setor nos próximos dois anos.

Esse crescimento acelerado se deve à maior eficiência em comparação com outras tecnologias presentes no mercado e à queda nos custos verificada nos últimos anos. Com relação às lâmpadas incandescentes, mais antigas, a economia de energia com as do tipo LED supera 80%. Comparada com as fluorescentes, a tecnolo-

gia também é mais eficiente, sendo o consumo energético estimado 35% menor. Já em comparação com as lâmpadas de vapor de sódio, que predominam na iluminação pública, a economia é de cerca de 50%.

No final de 2014, as lâmpadas LED foram incluídas no selo Procel. Para fazer jus ao selo, os fabricantes têm de comprovar que o produto tem, no mínimo, 25 mil horas de vida garantidas. Outros requisitos exigidos para a concessão do selo são eficiência mínima de 80 unidades de medida lúmen por watt (80 lm/W) e Índice de Reprodução de Cor 80 (IRC 80), o que equivale dizer que a luz é fidedigna à luz solar. Alguns fabricantes, no intuito de aumentar sua fatia de mercado, têm como estratégia diminuir a vida útil de suas lâmpadas, reduzindo consideravelmente seu preço, ainda que para isso tenham que abrir mão do selo Procel. Tal conduta deve ser um ponto de atenção para os consumidores e deve ser desestimulada pelo governo no longo prazo, ainda que possa ser aceitável como forma de estímulo à conversão para LED no curto prazo.

Desde 1º de julho de 2015, as lâmpadas incandescentes de 60 watts (W) deixaram de ser vendidas no mercado brasileiro. A iniciativa atende à determinação da Portaria Interministerial nº 1.007, que fixou os índices mínimos de eficiência luminosa e estabeleceu prazos para a retirada gradual das lâmpadas incandescentes do mercado nacional. Já foram retiradas de circulação as lâmpadas incandescentes de 100 W, 150 W e 200 W. As incandescentes com potência entre 25 W e 40 W deixarão de ser produzidas em 30 de junho de 2016.

As lâmpadas LED possuem grande potencial de conservação de energia, principalmente nos setores industrial, de iluminação pública e residencial. Para garantir que esse potencial seja atingido de forma que maximize a conservação de energia, sugere-se que um plano de metas seja estabelecido para as lâmpadas LED, de forma a definir níveis mínimos de eficiência.

Na iluminação pública, além da conservação advinda da substituição das lâmpadas de vapor de sódio, devido à baixa tensão das LED, é possível a conexão às baterias de acumuladores, dispensando o auxílio da rede comum de tensão. Dessa forma, pode-se promover iluminação para municípios e rodovias que ainda não possuem linhas de transmissão.

Outros benefícios podem ainda ser destacados, como a não emissão de radiação ultravioleta, evitando a atração de insetos à luminária e sua degradação, contribuindo para redução dos custos para manutenção; maior resistência a impactos e vibrações; contribuição para a redução da poluição luminosa (iluminação direcionada).

Está em curso, no município de São Paulo, licitação para implantação da tecnologia LED nas 618 mil luminárias espalhadas pela cidade. O projeto, que será desenvolvido por uma parceria público privada (PPP), tem o horizonte de cinco anos para concluir a modernização.

Para a iluminação pública, bem como para o setor industrial, considerando o consumo de 12 h/d, o tempo de *payback* da iluminação por LED é de dois anos. No setor residencial, as LED também podem ser empregadas, principalmente em substituição às lâmpadas fluorescentes. Considerando o consumo de 6 h/d, o tempo de *payback* da tecnologia é de quatro anos.

A produção nacional da tecnologia LED deve ser incentivada para que as flutuações cambiais não atrapalhem a implementação da tecnologia e para que os produtos nacionais tenham mais valor agregado.

6.3 Ações de EE

As ações de EE são atitudes práticas que podem ser tomadas por indivíduos ou empresas visando à conservação de energia. Essas ações podem ser do tipo comportamental, quando representam uma mudança nos hábitos de consumo, geralmente não apresentando muitos custos associados ou ainda envolver a substituição de tecnologias e sistemas por outros mais eficientes, o que aumenta sua complexidade.

Dentro de cada classe de consumo, o uso final da energia elétrica pode variar segundo sete categorias diferentes, como apresentado na Figura 6.1. Sendo assim, as próximas seções apresentam ações de EE que podem ser tomadas para cada classe/uso final.

6.3.1 Ações de EE para a classe Industrial

A análise do potencial de conservação da classe industrial foi realizada para cada gênero de consumo, conforme apresentado na Tabela 3.2. As ações aqui apresentadas podem em geral ser aplicadas para todos os gêneros industriais:

- Substituição de lâmpadas incandescentes e fluorescentes por lâmpadas LED;
- Substituição de motores elétricos antigos por modelos mais novos de alto rendimento, reduzindo consequentemente as situações onde há motores sobredimensionados;
- Aplicação de novas tecnologias, especialmente no uso final *Eletroquímico* e nos gêneros *Metais Não Ferrosos* (segmentos de alumínio, cobre e zinco) e *Química,* com vistas a reduzir o consumo específico de eletricidade;
- Substituição do combustível utilizado no uso final *Aquecimento Direto* por um diferente da energia elétrica;
- Otimização do sistema de refrigeração (vedação, uso de termostato, evaporador, posicionamento dos equipamentos, combate aos vazamentos), em especial no gênero *Alimentos e Bebidas;*
- Redução do uso de equipamentos em modo *standby*, por mudança de comportamento ou por automação;
- Utilização de controladores de velocidade em certas aplicações (por exemplo, o acionamento de bombas, ventiladores, ou compressores com regimes de operação bastante variáveis); e
- Substituição dos fornos elétricos antigos, especialmente os utilizados na etapa de fusão e redução do metal no gênero *Metais Não Ferrosos* (segmentos de alumínio, cobre e zinco), por modelos mais novos de alto rendimento.

6.3.2 Ações de EE para a classe Comercial

A classe Comercial inclui estabelecimentos como shoppings, hospitais, restaurantes e supermercados. Ela engloba equipamentos semelhantes aos da classe Residencial, porém ao mesmo tempo apresenta um uso massivo e por cargas horárias prolongadas, mais semelhantes ao da classe Industrial. As ações sugeridas são:

- Substituição de lâmpadas incandescentes e fluorescentes por lâmpadas LED;
- Substituição de equipamentos por tecnologias mais eficientes; e
- Otimização do sistema de refrigeração (vedação, uso de termostato, evaporador, posicionamento dos equipamentos, combate aos vazamentos).

6.3.3 Ações de EE para a classe Residencial

Essa classe se caracteriza por grande consumo devido a eletrodomésticos, iluminação, ar condicionado e refrigeração. As ações propostas são:

- Conscientização em relação a melhores hábitos de consumo, como desligar equipamentos quando não houver uso, manter fechados os ambientes com temperatura condicionada e dimensionar adequadamente velocidade de ventiladores e temperatura de condicionadores de ar;
- Desligar aparelhos em *standby.* O uso de "tomadas inteligentes", que possuem interruptores próprios pode facilitar essa ação;
- Substituir lâmpadas fluorescentes por LED;
- Instalar boilers solares para aquecimento de água de banho; e
- Construir e reformar casas considerando uma participação maior de iluminação natural e/ou novas tecnologias de reflexão de luz (que mantêm a mesma luminosidade com uma menor potência requerida de lâmpadas).

• • •

Quanto mais medidas forem adotadas, mais barreiras vão sendo superadas.

6.3.4 Ações de EE para a classe Outros

A classe Outros é bem variada, incluindo estabelecimentos da zona rural, demandas do setor público como saneamento e iluminação e consumo das centrais geradoras. Algumas ações sugeridas são:

- Trocar lâmpadas de vapor de sódio por LED (iluminação pública);
- Substituição de equipamentos por outros mais eficientes; e
- Otimização do sistema de refrigeração.

6.4 Abrangência das ações nos cenários

Na seção 3.4.1 apresentamos apenas as tabelas com a energia conservada total de cada cenário, sem detalhar como foram obtidos. O motivo dessa forma de apresentação foi a necessidade de contextualizar a EE dentro de seus vários aspectos e estabelecer as medidas necessárias para incentivar mais ações de conservação nas diversas unidades consumidoras.

Portanto, a energia conservada total de cada cenário é dada por:

Economia = *Consumo* x *Potencial* x *Abrangência*

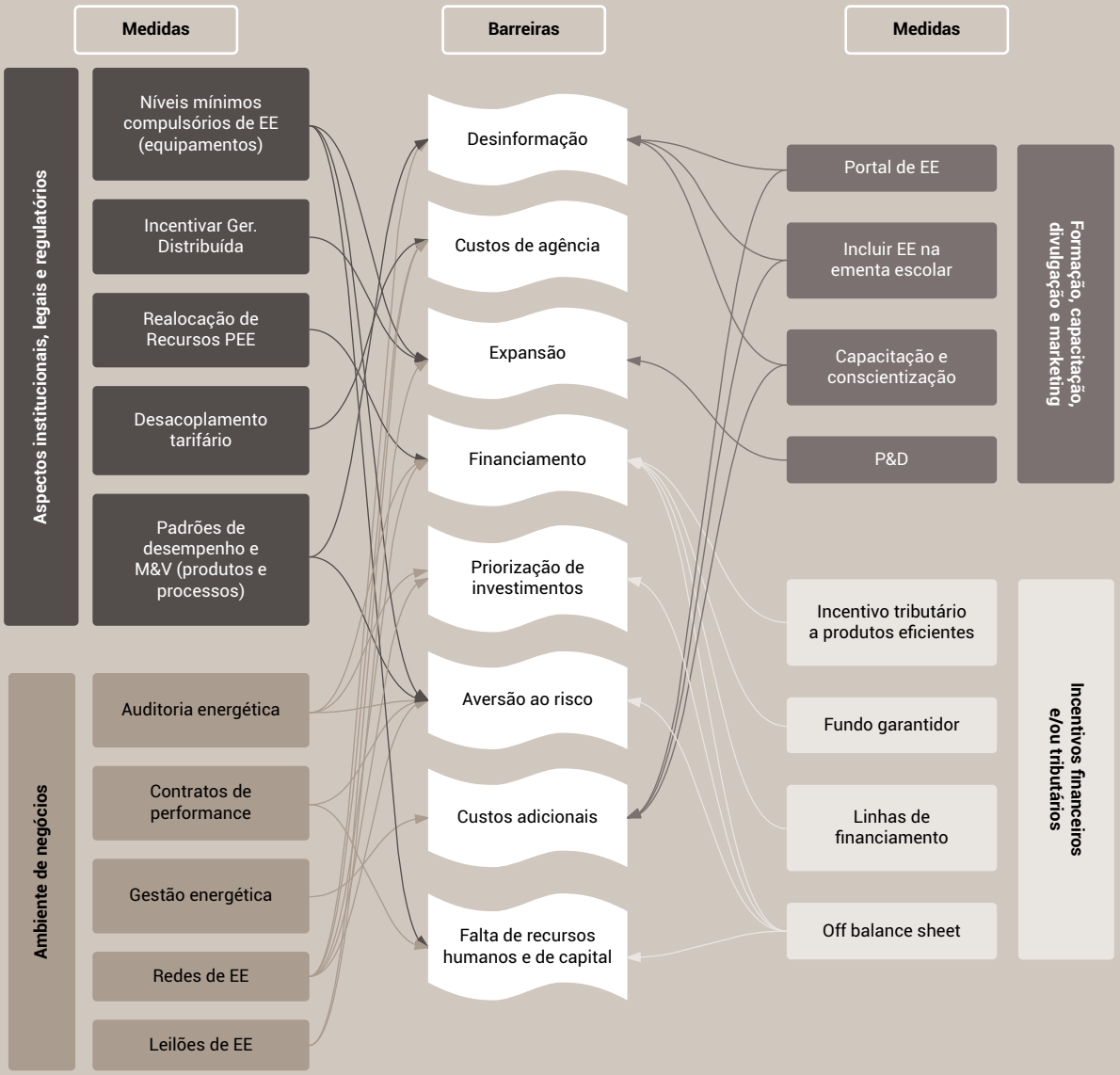
O Consumo de energia elétrica segue o indicado no Capítulo 4. O Potencial de conservação deriva de análise crítica sobre os dados de MME (2005).

A Abrangência, por sua vez, mede a relação entre o potencial técnico da conservação e aquele que pode ser desenvolvido, considerando a atratividade econômica da ação. Neste trabalho, seguimos R.W. Beck (2009), que relaciona o máximo potencial de inserção de um produto ou ação com seu tempo de *payback* (o potencial cai exponencialmente com o aumento do tempo).

A taxa de caimento por sua vez, depende do conjunto de medidas adotadas para incentivar as unidades consumidoras a executar ações de conservação de energia. Depende, portanto, de como serão endereçadas as barreiras que impedem as ações de EE a serem executadas.

O racional por traz da função Abrangência é que, quanto mais medidas de EE forem adotadas, mais unidades consumidoras irão tomar ações de conservação de energia, o que leva a diferentes cenários de redução no consumo de eletricidade. Isso ocorre porque quanto mais medidas forem adotadas, mais barreiras vão sendo superadas. A Figura 6.11 relaciona as medidas que foram detalhadas na seção 6.1, com as barreiras estabelecidas na seção 5.2.

FIGURA 6.11 – ALOCAÇÃO QUALITATIVA DE MEDIDAS PARA SUPERAR BARREIRAS À EE



Da Figura 6.11, observa-se qualitativamente que as medidas institucionais e regulatórias, bem como as que envolvem o ambiente de negócios, são as mais efetivas para atuar sobre as barreiras identificadas. Assim, para cada Cenário de Expansão (INDC, INDC+ e INDC++) foi estimado o coeficiente da função exponencial que traduz o impacto do conjunto de medidas na abrangência de ações de EE.

A Tabela 6.3 apresenta as medidas que devem ser adotadas para a realização do potencial de conservação de eletricidade de cada cenário simulado. Essas medidas são incrementais, ou seja, as que se aplicam ao cenário INDC também são aplicáveis aos cenários INDC+ e INDC++.

TABELA 6.3 – CONJUNTO DE MEDIDAS DE CADA CENÁRIO

Cenários	Medidas	Categoria	Barreiras que pretende superar
INDC	Níveis mínimos compulsórios de EE	Aspectos institucionais, legais e regulatórios	Expansão, falta de recursos humanos e aversão ao risco
	Rever a alocação de recursos do PEE	Aspectos institucionais, legais e regulatórios	Financiamento
	Portal de Eficiência Energética	Formação, capacitação, divulgação e marketing	Desinformação e custos adicionais
	Capacitação e conscientização	Formação, capacitação, divulgação e marketing	Desinformação e custos adicionais
	Melhorias no BNDES Eficiência (ex-Proesco)	Incentivos financeiros e/ou tributários	Financiamento
	Realização de auditorias energéticas	Ambiente de negócios	Financiamento, priorização de investimentos e aversão ao risco
INDC+	Tributação reduzida e "rebates" para produtos eficientes	Incentivos financeiros e/ou tributários	Financiamento
	Realização de contratos de performance com ESCO	Ambiente de negócios	Aversão ao risco e falta de recursos humanos e de capital
	Rede de Eficiência Energética	Ambiente de negócios	Desinformação, custos de agência, priorização de investimentos e aversão ao risco
	Incentivo à geração distribuída	Aspectos institucionais, legais e regulatórios	Expansão
	Padrões de desempenho energético e M&V	Aspectos institucionais, legais e regulatórios	Desinformação e aversão ao risco
	Projetos de pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias	Formação, capacitação, divulgação e marketing	Expansão
INDC++	Otimização da gestão energética (ISO 50.001)	Ambiente de negócios	Custos adicionais
	Leilões de eficiência energética	Ambiente de negócios	Custos de agência e expansão
	Desacoplamento tarifário	Aspectos institucionais, legais e regulatórios	Custos de agência
	Incluir EE na ementa escolar	Formação, capacitação, divulgação e marketing	Desinformação e custos adicionais
	Criação de um fundo garantidor (ex.: EEGM do BID)	Incentivos financeiros e/ou tributários	Financiamento
	Off Balance Sheet	Incentivos financeiros e/ou tributários	Financiamento, priorização de investimentos e aversão ao risco

6.5 Priorização de ações

Conforme mostra a Figura 6.1, as ações de EE possuem três parâmetros a elas associados: potencial de conservação, tempo de *payback* e abrangência. Desses parâmetros, apenas a abrangência varia com o cenário. A priorização de ações, ou seja, a ordem de mérito idealizada para indicar quais ações devem ser realizadas primeiro, se baseou no tempo de *payback*. Assim, quanto menor o *payback*, maior o incentivo econômico para a realização das ações. As ações consideradas neste trabalho estão listadas por ordem de tempo de *payback* na Tabela 6.4.

TABELA 6.4 – AÇÕES DE EE ORDENADAS POR TEMPO DE PAYBACK

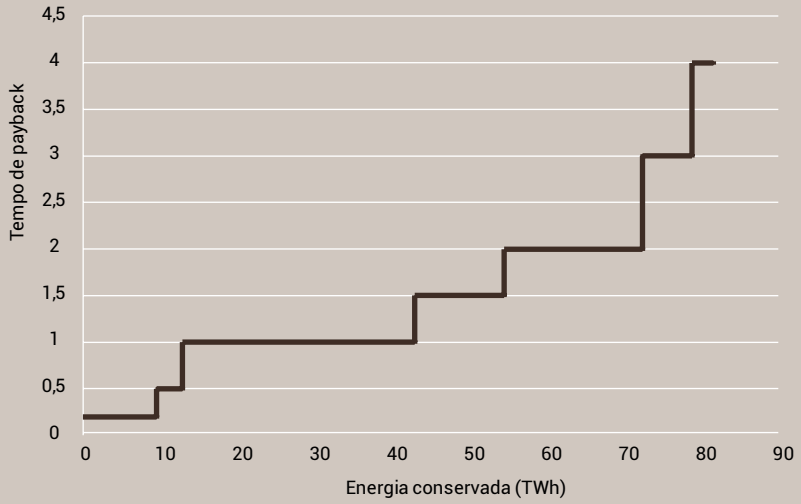
#	Ação de EE	Classe/Gênero	Uso final	Payback (anos)
A1	Desligar aparelhos em standby	Residencial	Outros usos	0,2
A2	Melhorar hábitos de uso de equipamentos (fechar portas e janelas, dimensionar velocidade e temperatura)	Residencial	Refrigeração e ar condicionado	0,5
A3	Redução do uso de equipamentos em modo standby, seja por mudança de comportamento ou por automação	Comercial	Outros usos	0,5
A4	Redução do uso de equipamentos em modo standby, seja por mudança de comportamento ou por automação	Outros	Outros usos	0,5
A5	Redução do uso de equipamentos em modo standby, seja por mudança de comportamento ou por automação	Industrial	Outros usos	0,5
A6	Instalação de boilers solares	Residencial	Aquecimento direto	1
A7	Substituição por equipamentos mais eficientes	Comercial	Força motriz	1
A8	Substituição por equipamentos mais eficientes	Outros	Força motriz	1
A9	Substituição de motores	Industrial	Força motriz	1,5
A10	Trocar lâmpadas fluorescentes por LED	Comercial	Iluminação	2
A11	Trocar lâmpadas de vapor de sódio por LED (Iluminação pública)	Outros	Iluminação	2
A12	Otimização do sistema de refrigeração	Comercial	Refrigeração e ar condicionado	2
A13	Otimização do sistema de refrigeração	Outros	Refrigeração e ar condicionado	2
A14	Trocar lâmpadas por LED	Industrial	Iluminação	2
A15	Substituição por equipamentos mais eficientes	Residencial	Força motriz	2
A16	Otimização do sistema de refrigeração (vedação, uso de termostato, evaporador, posicionamento dos equipamentos, combate aos vazamentos)	Industrial	Refrigeração e ar condicionado	3
A17	Otimização	Industrial	Calor de processo	3
A18	Trocar lâmpadas fluorescentes por LED	Residencial	Iluminação	4
A19	Substituição do combustível por um diferente da energia elétrica	Industrial	Aquecimento direto	4
A20	Substituição do combustível por um diferente da energia elétrica	Comercial	Aquecimento direto	4
A21	Substituição do combustível por um diferente da energia elétrica	Outros	Aquecimento direto	4
A22	Aplicação de novas tecnologias	Industrial	Eletroquímico	5

As ações com menor tempo de *payback*, que, portanto, devem ser primeiramente incentivas, são as que envolvem mudança comportamental como desligar aparelhos em *standby* e manter fechados ambientes refrigerados.

A Figura 6.12 apresenta a curva de conservação de energia[24] para o Cenário INDC. O montante de energia conservada, produto dos três parâmetros, varia entre as ações, como indicado no eixo X.

[24] Baseada em Meier e Rosenfeld (1982)

FIGURA 6.12 – PRIORIZAÇÃO DE AÇÕES – CENÁRIO INDC



As duas figuras abaixo apresentam a curva de conservação de energia para os cenários INDC+ e INDC++. A ordem de priorização das ações não muda (tempos de *payback* não se alteram por cenário), porém, o montante de energia conservada aumenta conforme o cenário.

FIGURA 6.13 – PRIORIZAÇÃO DE AÇÕES – CENÁRIO INDC+

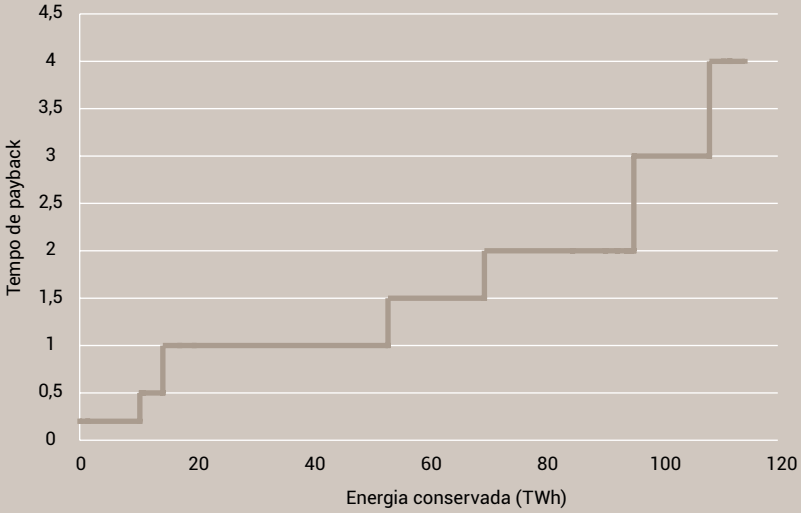
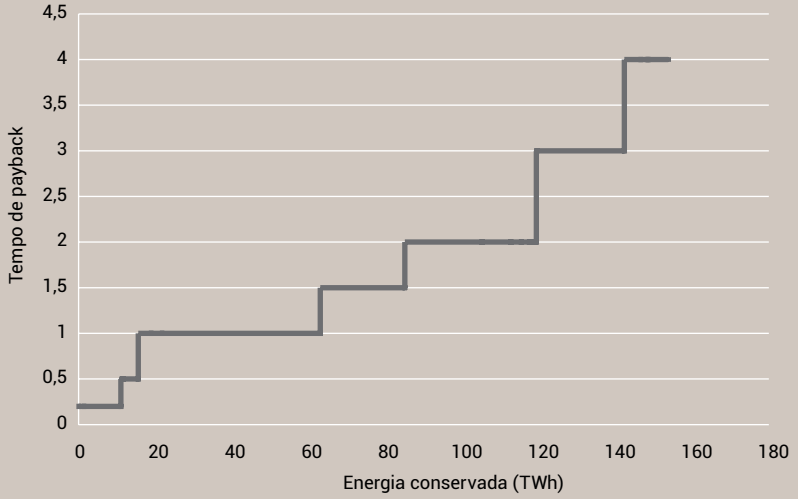
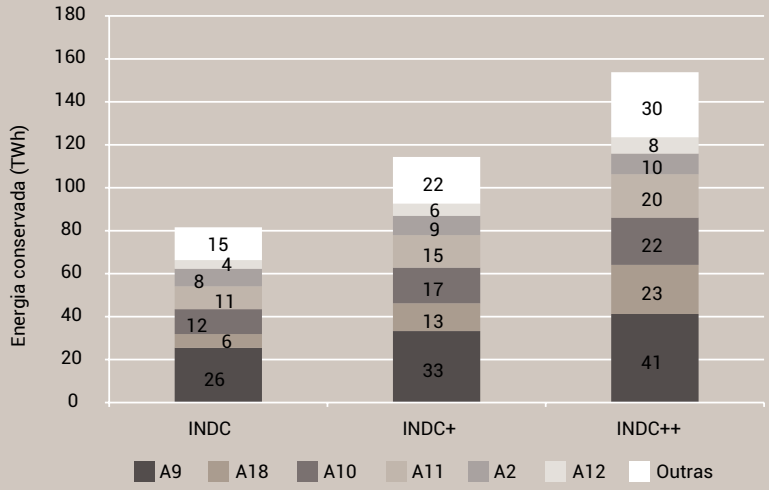


FIGURA 6.14 – PRIORIZAÇÃO DE AÇÕES – CENÁRIO INDC++



Por fim, é importante identificar as ações que representam maior conservação de energia em cada cenário e comparar como o montante de energia conservada se altera de acordo com os cenários (mudança de abrangência). A Figura 6.15 apresenta os montantes de energia conservada pelas principais ações em cada cenário.

FIGURA 6.15 – MONTANTES DE ENERGIA CONSERVADA POR TIPO DE AÇÃO



Portanto, para todos os cenários, as ações que conservam mais energia são:

(1) Substituição de motores (classe Industrial);

(2) Troca de lâmpadas fluorescentes ou de vapor de sódio por LED (classes Comercial, Outros e Residencial);

(3) Melhorar hábitos de uso de equipamentos como fechar portas e janelas e dimensionar adequadamente velocidades e temperaturas (classe Residencial).

A Tabela 6.5 apresenta os investimentos acumulados e as emissões evitadas por ação nos Cenários Alternativos (vide Anexo III):

TABELA 6.5 – CUSTOS DE IMPLEMENTAÇÃO E EMISSÕES EVITADAS POR AÇÃO

	Custo de implementação (milhões de R$)			Emissões evitadas (milhões de tCO_2)		
Ação	INDC	INDC+	INDC++	INDC	INDC+	INDC++
A1	28	29	29	0,16	0,17	0,18
A2	422	461	495	1,02	1,11	1,20
A3	12	14	15	0,03	0,03	0,04
A4	5	5	6	0,02	0,02	0,03
A5	12	13	14	0,01	0,01	0,01
A6	145	173	199	0,36	0,43	0,49
A7	145	173	200	0,30	0,36	0,42
A8	69	82	95	0,26	0,31	0,36
A9	1.242	1.622	2.008	3,17	4,14	5,13
A10	1.921	2.741	3.644	1,45	2,06	2,74
A11	972	1.387	1.844	1,32	1,89	2,51
A12	408	582	774	0,49	0,70	0,94
A13	82	117	156	0,18	0,26	0,34
A14	113	161	214	0,14	0,20	0,26
A15	35	50	67	0,04	0,05	0,07
A16	42	72	111	0,06	0,10	0,15
A17	4	7	11	0,01	0,01	0,01
A18	1.263	2.571	4.546	0,79	1,61	2,84
A19	110	224	396	0,15	0,30	0,53
A20	72	146	257	0,06	0,12	0,21
A21	7	15	26	0,01	0,02	0,04
A22	161	390	795	0,13	0,32	0,64
	7.271	11.035	15.902	10,15	14,22	19,13

6.6 Ganhos adicionais no setor

6.6.1 Eficiência energética na geração

Resultados da operação hidroenergética do SIN indicam uma eficiência da produção hidrelétrica inferior àquela que considera os parâmetros "oficiais" das usinas. Quão significativa é esta diferença? Uma maneira de estimá-la é comparar, para dados de produção hidrelétrica reais, qual teria sido o volume armazenado ao final de um ano de operação contra o volume armazenado real. Isso, para um ano de *benchmark*, com dados conhecidos. Se transformarmos essa diferença em termos de *energia armazenada* e dividirmos pela energia hidrelétrica total produzida no período (idêntica para a operação real e para a simulação), obtemos um valor de 11%. De maneira simplificada, isso significa que, se os coeficientes de produção (MWh por m3) das usinas hidrelétricas fossem reduzidos em 11%, a evolução simulada dos reservatórios coincidiria com a evolução real. Dada a importância da geração hidrelétrica no sistema brasileiro, esse fator de ajuste afetaria significativamente as análises de segurança de suprimento para os próximos anos e precisa ser investigado pela Aneel por meio de auditorias sobre a produção das usinas.

6.6.2 Perdas técnicas e comerciais

O sistema elétrico de potência é dividido em geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. As distribuidoras recebem a

energia dos agentes supridores (transmissoras, geradores ou outras distribuidoras), entregando-a aos consumidores finais, sejam eles residenciais, comerciais, rurais, industriais ou pertencentes às demais classes. A energia medida pelas distribuidoras nas unidades consumidoras será sempre inferior à energia recebida dos agentes supridores. Essa diferença se deve a perdas de energia, tanto na transmissão de energia entre as usinas geradoras e o limite dos sistemas de distribuição, como na distribuição de energia. Nesse último caso, as perdas podem ser divididas em dois tipos:

- **Perdas Técnicas:** Inerentes ao transporte da energia elétrica na rede, relacionadas à transformação de parte da energia elétrica em calor nos condutores (efeito Joule).
- **Perdas Não Técnicas:** Devidas a furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição etc. Esse tipo de perda está diretamente associado à gestão comercial da distribuidora.

As perdas técnicas de cada distribuidora são calculadas na revisão tarifária. De forma resumida, com base nas características da rede da distribuidora, estima-se o percentual de perdas técnicas relativas à energia injetada na rede. Limites são estabelecidos para as perdas não técnicas das distribuidoras através de metodologias que compararam seus desempenhos e considerando as diferenças na realidade (e complexidade) das áreas de concessão. O objetivo é induzir as empresas a adotarem melhores práticas.

Entretanto, o gráfico a seguir, de uma importante distribuidora de energia da região Sudeste, sugere que a Aneel precisa reforçar o sinal regulatório das perdas não técnicas. As perdas totais em 2013 superam aquelas observadas em 2010. É preciso reduzir a parcela das perdas não técnicas transferida para as tarifas, de forma a pressionar as empresas a buscarem conter as perdas.

FIGURA 6.16 – PERDAS TOTAIS (TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS) DE UMA CONCESSIONÁRIA DE ENERGIA

7 Conclusões

Eficiência Energética é o conjunto de medidas que reduzem a quantidade de energia utilizada para prover produtos e serviços. Medidas de EE possuem benefícios diretos e indiretos para toda a sociedade como: evitar custos e impactos ambientais relativos à expansão e operação do SIN. A conservação de energia através dessas medidas contribui para que o Brasil cumpra seu compromisso de redução de emissões de CO_2 (INDC), além de aumentar a competitividade das empresas que investem em EE.

O presente estudo apresenta um panorama da eficiência energética elétrica no Brasil, bem como uma agenda para seu aprimoramento. A partir do potencial de economia da energia elétrica por classes, avalia-se os benefícios diretos aos usuários finais (redução nas tarifas de energia) e indiretos ao país (benefício líquido relativo aos custos evitados na expansão e operação do SIN e à implantação direta de medidas e ações de EE) caso parte desse potencial seja aproveitado. Essa avaliação é feita com o auxílio do modelo SDDP. As simulações no modelo são realizadas a partir da definição de quatro cenários de desenvolvimento do potencial de EE em 2030: cenário Referência (sem acréscimo de eficiência, nem mesmo de natureza tendencial), cenário INDC (10% de energia conservada), cenário INDC+ (15% de energia conservada) e cenário INDC++ (20% de energia conservada).

O trabalho avalia ainda as principais barreiras que têm dificultado o desenvolvimento do potencial de eficiência energética brasileiro. A partir das barreiras identificadas e de experiências internacionais de sucesso, medidas governamentais e corporativas são propostas para superar as dificuldades atuais, considerando a viabilidade econômica (relação entre custos e benefícios) dessas medidas.

Com relação à conservação de energia elétrica, conclui-se que a classe Industrial apresenta o maior potencial, seguida da Residencial. Com base nos usos finais, levando em conta todas as classes, Refrigeração e ar condicionado é o uso de maior consumo de eletricidade, seguido de Força Motriz.

A análise dos cenários simulados mostra que a redução dos custos operativos varia entre 24%, no Cenário INDC, até 38%, no Cenário INDC++. Já a redução dos investimentos em nova oferta é ainda mais significativa, indo de 42% a 72%. A redução das emissões de CO_2 tem uma variação menor e mais diretamente relacionada ao montante de energia conservada, indo de 10% a 23%. Isso porque apenas os fatores de emissão das usinas térmicas são considerados diferentes de zero, fazendo com que a redução do CO_2 emitido dependa majoritariamente do *mix* de fontes definido para cada cenário.

Tendo em vista o benefício líquido, as simulações indicam montantes de 59, 71 e 91 bilhões de reais para os cenários INDC, INDC+ e INDC++, respectivamente. Já a análise dos custos de conservação versus custos de produção por unidade de energia mostra que aumentar a EE é mais barato que investir na expansão através de qualquer fonte de energia nova.

Aumentar a EE é mais barato que investir na expansão através de qualquer fonte de energia nova.

O estudo apontou oito barreiras como sendo as principais causas de entraves ao desenvolvimento da EE. De forma geral, essas barreiras são ligadas ao comportamento da sociedade e dos profissionais, ao acesso e qualificação de recursos financeiros e humanos e às políticas estratégicas coorporativas e governamentais.

A agenda de medidas para desenvolvimento de EE no Brasil elaborada para este estudo conta com 18 medidas, agregadas em quatro categorias. Tais medidas estão relacionadas com: (i) a esfera de atuação dos agentes mais capacitados para desenvolvê-las; (ii) o horizonte de execução mais indicado; e (iii) as barreiras cujo impacto de sua implementação é mais representativo. Algumas ações pontuais para a implementação das medidas também são apresentadas. Dessa forma, observa-se qualitativamente que as medidas institucionais e regulatórias, bem como as que envolvem o ambiente de negócios, são as mais efetivas para atuar sobre as barreiras identificadas.

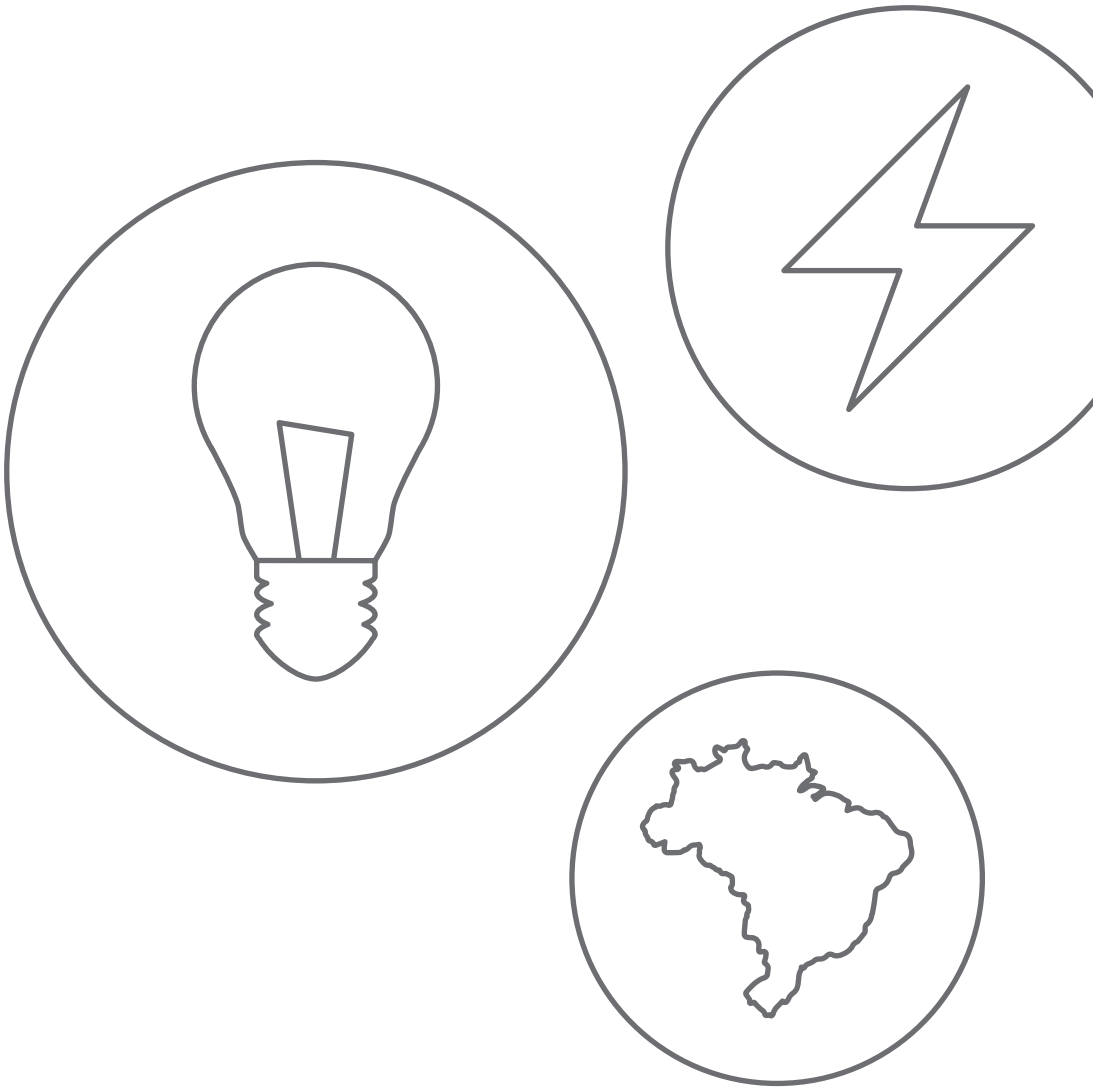
Para cada cenário de estudo, um conjunto de medidas de EE é progressivamente selecionado para implementação, de forma que no cenário INDC++ todas as medidas são incluídas. Assim, se constrói diferentes abrangências para as ações de EE de cada cenário. Essas ações de EE, que são atitudes práticas tomadas por indivíduos ou empresas visando à conservação de energia, são propostas de acordo com a classe de consumo e o uso final.

A implementação das medidas depende majoritariamente dos governos, principalmente o Federal. A ele cabe modificar as regulamentações, aprimorar as condições para desenvolvimento do mercado de EE, promover a conscientização e a capacitação da população e dar os incentivos necessários para que as empresas e a sociedade civil possam realizar as ações de EE propostas neste trabalho.

Curvas de conservação de energia são propostas para cada cenário, de modo que as ações com menor *payback* são indicadas primeiro, partindo da premissa de que possuem maior incentivo econômico para implementação. Sendo assim, as ações que envolvem mudança de comportamento, como desligar aparelhos em *standby* e manter fechados ambientes refrigerados, são as que devem ser primeiramente incentivadas.

Com relação ao montante de conservação de energia, as ações de EE mais indicadas são: (i) substituição de motores elétricos na classe Industrial; (ii) troca de lâmpadas fluorescentes ou de vapor de sódio por LED (classes Comercial, Outros e Residencial); e (iii) mudança de hábitos de uso de equipamentos como fechar portas e janelas e dimensionar adequadamente velocidades e temperaturas, especialmente na classe Residencial.

Além da eficiência energética nos usos finais, é importante considerar as eficiências nos segmentos de geração e transmissão. A análise mostra que há uma diferença de 11% na produtividade oficial e prática das hidrelétricas brasileiras. Sendo assim, a Aneel deve investigar esse aspecto, pois ele reflete diretamente nas análises de segurança de suprimento do setor elétrico para os próximos anos. Com relação à transmissão, a análise mostrou que a Aneel precisa reforçar o sinal regulatório das perdas não técnicas, pois elas são transmitidas nas tarifas, prejudicando todos os consumidores.



Referências bibliográficas

ACEEE The Best Value for America's Energy Dollar: A National Review of the Cost of Utility Energy Efficiency Programs - Maggie Molina, ACEEE Research Report U1402 – March 2014.

ACEEE The 2014 International Energy Efficiency Scorecard. Disponível em: <http://aceee.org/research-report/u1408>. Acesso em: 10 out. 2015.

ACEEE Energy Efficiency as a Resource. Disponível em: <http://aceee.org/topics/energy-efficiency-resource>. Acesso em: 15 fev. 2016.

ANEEL Relatórios de tarifas. Disponível em: < http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSampClasseCons.xlsx&Source=http://relatorios.aneel.gov.br/RelatoriosSAS/Forms/AllItems.aspx&DefaultItemOpen=1>. Acesso em: Nov. 2015.

ELETROBRAS. Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso, ano base 2005: classe Residencial Relatório Brasil - Sumário Executivo. Rio de Janeiro: ELETROBRAS; PROCEL, 2009. 187 p. (Avaliação do Mercado de Eficiência Energética no Brasil).

ELETROBRAS, PROCEL–Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. Sítio: https://www.procelinfo.com.br Acesso em: 05/02/2016.

Energy Efficiency Policies and Measures in Germany - ODYSSEE- MURE 2010 - Monitoring of EU and national energy efficiency targets. Fraunhofer, *Karlsruhe, November 2012*. Disponível em http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/publikationen/National-Report_Germany_November-2012.pdf Acesso em: 05/02/2016.

EPE Balanço Energético Nacional 2008: Ano base 2007: Resultados Preliminares. Rio de Janeiro, 2008.

EPE. Eficiência Energética no Plano Nacional de Energia. Apresentação realizada no Fórum sobre Eficiência Energética e Geração Distribuída realizado pela Aneel. Brasília, 2014a.

EPE. Nota Técnica DEA 13/14. Demanda de Energia 2050. Rio de Janeiro, 2014b.

EPE. Nota Técnica DEE-RE 010/2016-r0 Custo Marginal de Expansão CME. Rio de Janeiro, 2016.

GARCIA, A.G.P. Leilão de Eficiência Energética no Brasil. Tese de doutorado da COPPE/UFRJ, 2008.

GELLER, H. O uso eficiente da eletricidade – uma estratégia de desenvolvimento para o Brasil. Rio de Janeiro: INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética, 1991.

GELLER, H., Leilão de Eficiência Energética. Workshop Leilão de Eficiência Energética. 2006.

HADDAD, J. (Org.), Eficiência Energética: Integrando Usos e Reduzindo Desperdícios. Aneel/ANP, Brasília, 1999.

INMETRO, PBE-Programa Brasileiro de Etiquetagem. Sítio: http://www2.inmetro.gov.br/pbe/; Acesso em: 05/02/2016.

IBGE Projeção da população. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/>. Acesso em: 17/09/2015.

JANNUZZI, Gilberto de Martino; SWISHER, Joel N. P. Planejamento integrado de recursos energéticos: meio ambiente, conservação de energia e fontes renováveis. São Paulo: Autores Associados, 1997.

Lei número 10.295, de 17 de outubro de 2001. "Dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia e dá outras providências".

Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. "Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências."

Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000. "Dispõe sobre realização de in¬vestimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências".

MC KINSEY & CO Energy Efficiency: A compelling global resource, McKinsey Sustainability & Resource Productivity, 2010.

MCTI, Arquivos dos fatores de emissão. Disponível em http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html Acesso em 04/03/2016.

MEIER AND ROSENFELD, Supply curves of conserved energy for California's residential sector. Energy Vol. 1, No. 4, pp. 347-358, 1982.

MME-Ministério de Minas e Energia, Balanço de Energia Útil – BEU, 2005. Disponível em http://www.feng.pucrs.br/~eberson/Balan%E7o%20de%20Energia%20%DAtil%202005.pdf Acesso em 04/03/2016.

MME-Ministério de Minas e Energia e EPE-Empresa de Pesquisa Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia: 2014/2023, Brasília, 2014.

MME-Ministério de Minas e Energia e EPE-Empresa de Pesquisa Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia: 2015/2024, Brasília, 2015.

MME-Ministério de Minas e Energia, Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf)- Premissas e Diretrizes Básicas, 2011.

MME-Ministério de Minas e Energia e EPE-Empresa de Pesquisa Energética, Plano Nacional de Energia 2030 (Volume. 11. Eficiência energética), Brasília, 2007.

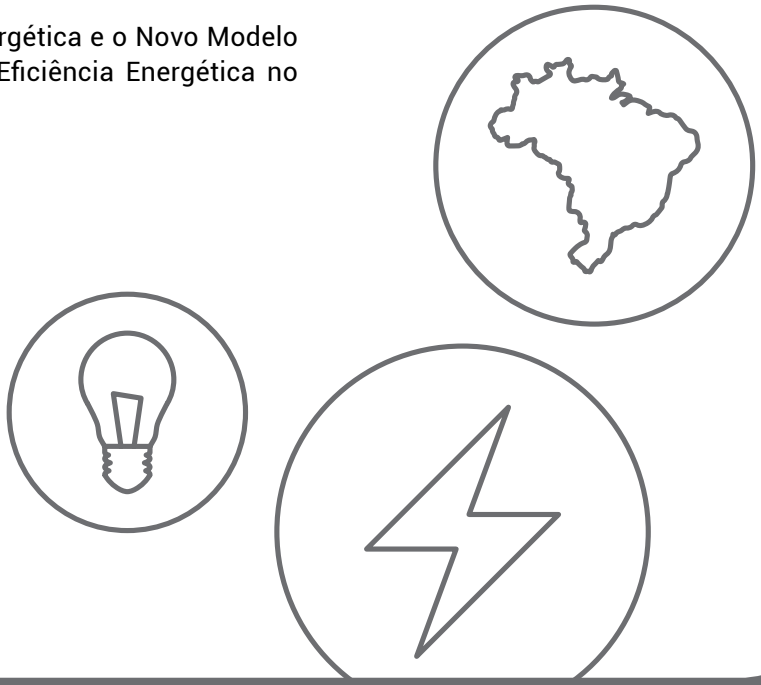
MME-Ministério de Minas e Energia, Relatório de Atividades do Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética – CGIEE, 2014.

Projeto SWERA Disponível em http://en.openei.org/datasets/dataset Acesso em 8/8/2009.

SCHAEFFER, R. Leilão de Eficiência e Certificados Brancos. Workshop sobre Leilão de Eficiência Energética. Palestras. Rio de Janeiro: EPE, 2006.

SZKLO, A. S. e GELLER, H. S. Policy Options for Sustainable Energy Development. In Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development. Capítulo 9. Viena: IAEA, 2006.

TOLMASQUIM, M. T. O Leilão de Eficiência Energética e o Novo Modelo do Setor Elétrico. Workshop sobre Leilão de Eficiência Energética no Brasil. Palestras. Rio de Janeiro: EPE, 2006.



9

Anexo I
CENÁRIO DE EXPANSÃO

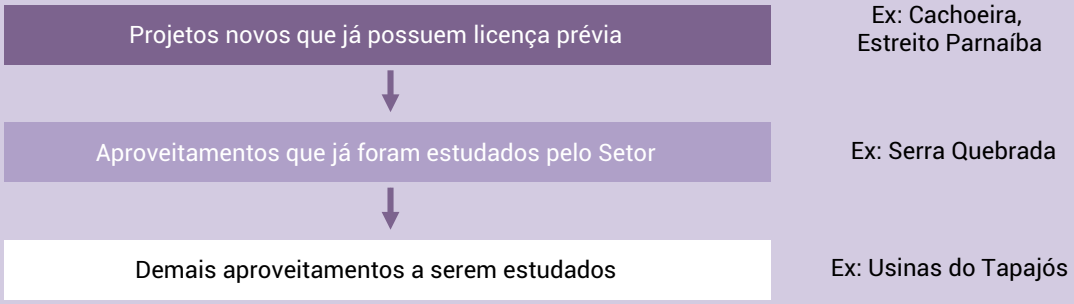
Opções de expansão da oferta de geração

Hidrelétricas

Apesar da escassez de estudos de inventário e de viabilidade econômica para usinas hidrelétricas, novos estudos estão sendo preparados pela EPE e devem resultar em novas opções de geração de energia hidrelétrica que podem ser oferecidas nos leilões de energia de 2016, a fim de iniciar a operação em 2021. No entanto, a emissão de licenças ambientais pode limitar a participação dos projetos nos leilões e será definitivamente o obstáculo mais importante para o desenvolvimento da geração hidrelétrica no Brasil.

A Figura 10.1 mostra o critério de prioridade para inserção de hidrelétricas:

FIGURA 10.1 – PRIORIZAÇÃO DE UHE



O processo de inserção também considera os entraves ambientais de cada projeto.

> A emissão de licenças ambientais pode limitar a participação dos projetos nos leilões

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

A Resolução CNPE nº 03/2011 indica os seguintes projetos de geração de energia elétrica como estratégicos de interesse público, estruturantes e prioritários para efeito de licitação e implantação:

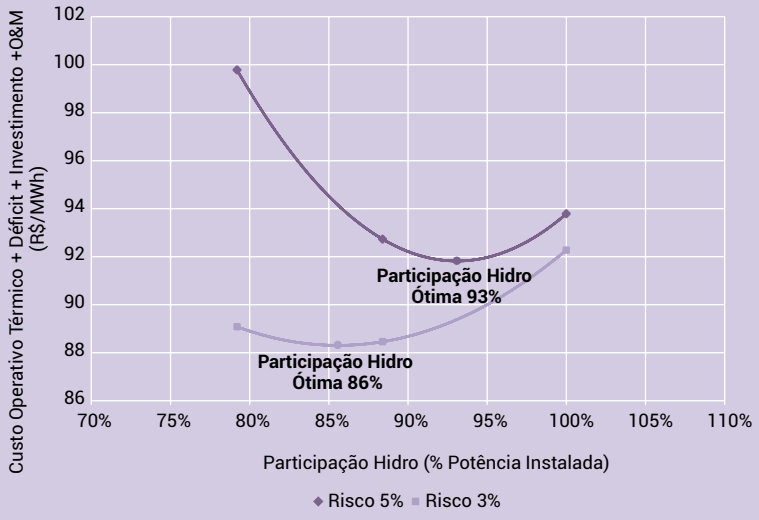
- UHE São Luiz do Tapajós (5.918 MW):
  - Total de 31 máquinas, com a motorização ocorrendo de Mai/2022 a Jul/2027;
  - Garantia Física de 3.264 MW médios.
- UHE Jatobá (2.336 MW):
  - Total de 40 máquinas, com a motorização ocorrendo de Jan/2024 a Jul/2028;
  - Garantia Física de 1.265 MW médios.

- UHE Jardim do Ouro (227 MW):
  - Total de 4 máquinas, com a motorização ocorrendo de Jul/2022 a Abr/2023;
  - Garantia Física de 102 MW médios.
- UHE Chacorão (3.335 MW):
  - Total de 21 máquinas, com a motorização ocorrendo de Jan/2026 a Mai/2029;
  - Garantia Física de 1.728 MW médios.

Termelétricas convencionais

Mesmo em um cenário onde haja plena disponibilidade de projetos hidrelétricos sem entraves ambientais, a expansão do parque gerador de menor custo para o consumidor final é um "*mix*" de usinas termelétricas e hidrelétricas. Isso ocorre porque essas usinas possuem atributos complementares. Por um lado, as termelétricas contribuem para a segurança operativa do sistema, sendo acionadas nos períodos onde as hidrologias são desfavoráveis. Por outro lado, as hidrelétricas permitem que os custos operativos das térmicas sejam economizados durante os períodos de boa hidrologia.

FIGURA 10.2 – RELAÇÃO ENTRE PARTICIPAÇÃO HIDRELÉTRICA E CUSTO TERMELÉTRICO



Outro atributo importante das termelétricas, referente apenas às usinas flexíveis, é a "despachabilidade". Ou seja, essas usinas são acionadas "fora da ordem de mérito" todas as vezes que ocorrem eventos inesperados no sistema.

Com relação às possibilidades de oferta, termelétricas convencionais, usinas a gás natural, carvão e óleo combustível são as opções naturais.

Gás Natural

Em sistemas com predominância hidrotérmica, como o Brasil, a inserção de geração térmica a gás natural enfrenta o grande desafio de compatibilizar volatilidade do despacho com a remuneração dos investimentos do setor de gás. Como não é econômico construir uma infraestrutura de produção e transporte que permaneça ociosa grande parte do tempo, o perfil irregular de consumo termoelétrico dificulta a construção da infraestrutura necessária sem cláusulas de *Take or Pay* e *Ship or Pay* nos contratos entre produtores e os donos das termelétricas. Entretanto, essas cláusulas tendem a retirar a atratividade econômica de novas usinas termelétricas a gás natural.

Nesse panorama, o suprimento de gás flexível baseado em Gás Natural Liquefeito (GNL) surgiu como uma atrativa opção de geração. Os terminais de regaseificação foram construídos em Pecém (Ceará) e no Rio de Janeiro, e existem projetos planejados para o Rio Grande do Sul, Bahia e Suape (Pernambuco), como uma estratégia para reduzir a dependência do gás boliviano e para aumentar a flexibilidade. Apesar do GNL ter preços mais voláteis (usualmente atrelados aos mercados internacionais como o *Henry Hub*[25]), os contratos de GNL podem ser flexíveis (sem cláusulas de *take or pay*). A operação flexível tem uma grande atratividade no sistema brasileiro: devido aos preços *spot*[26] de energia serem baixos durante grande parte do tempo,

[25] *Henry Hub* é um ponto de precificação de contratos futuros de gás natural negociados na Bolsa Mercantil de Nova Iorque (NYMEX).

[26] Preço *spot* é o preço de uma transação no mercado à vista de energia. Se contrapõem ao preço acordado em contratos de mais longo prazo.

> As principais reservas de gás onshore estão localizadas na Bacia do Parnaíba e na Bacia do São Francisco.

uma usina flexível pode se beneficiar atendendo sua obrigação contratual por meio da compra de energia "barata" no mercado de curto prazo e, consequentemente, economizar despesas com combustível e aumentar sua competitividade mesmo com um preço de combustível maior (quando comparado a uma planta com cláusula de *take or pay*).

Os contratos de GNL apresentam normalmente uma série de cláusulas que ampliam a volatilidade de preços (indicador de preços *Henry Hub*, número e porte de navios metaneiros[27], antecedência de contratação etc.). Desde 2007, os contratos oferecidos nos leilões de energia nova foram indexados às características de suprimento de gás natural regaseificado.

Esse panorama foi alterado no início de 2011, quando os contratos de fornecimento de gás natural oferecidos aos participantes do leilão de energia nova A-3 de 2011 voltaram a conter cláusulas de *take or pay*. Como principais razões para esse movimento, podemos citar: (i) a situação conjuntural de excesso de gás natural nacional, principalmente nas bacias de Santos e Espírito Santo; (ii) descobertas de gás natural *onshore* no Brasil[28]; (iii) baixo preço do gás no mercado internacional (Henry Hub) devido ao desenvolvimento do *shale gas* (gás de xisto) nos Estados Unidos[29]; e (iv) valorização do real.

No entanto, esse cenário mudou desde o final de 2011 devido a: (i) a alteração na regulação do gás natural para os leilões de energia elétrica; e (ii) a alteração no preço do gás natural. A mudança regulatória foi a Portaria no 52 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), publicada em 29 de setembro de 2011, e a Portaria MME nº 514, de 2 de setembro de 2011, que afirma que todos os contratos de gás natural devem ser respaldados por reservas provadas de gás natural. Considera-se que há espaço para uma mudança de regulamentação nos próximos leilões, a fim de permitir a participação desse tipo de combustível.

A segunda questão é uma consequência das descobertas de gás de xisto e restrições nos EUA para construir unidades de liquefação para exportar GNL, que pressionaram para baixo o preço do Henry Hub, e do desastre de Fukushima[30], que aumentou os volumes de exportação de gás para a Bacia do Pacífico. Uma vez que os preços do gás natural nessa área estão ligados ao petróleo, a formação de preços de GNL passou de Henry Hub para o índice de Brent. A Figura 10.3 compara os preços FOB[31] de GNL pagos pela Petrobrás para cargas de GNL com esses dois índices. Observa-se que, desde 2011, houve um aumento de preço de 5,4 a 13,5 US$/MMBTU nos preços do GNL, de acordo com a tendência de preço do Brent. Por outro lado, o índice Henry Hub ficou abaixo de 4 US$/MMBTU.

[27] Navio-tanque que realiza o transporte de gás natural liquefeito (GNL).

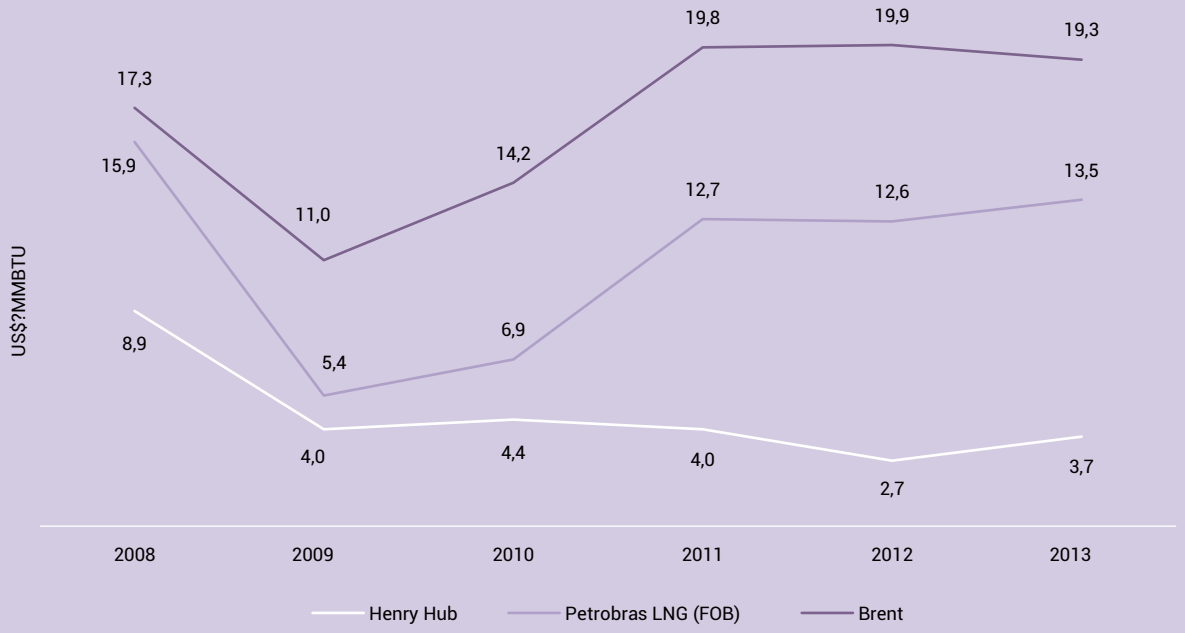
[28] As principais reservas de gás *onshore* (no continente) estão localizadas na Bacia do Parnaíba e na Bacia do São Francisco. Como essas bacias estão localizadas em regiões com baixo potencial para o consumo de gás industrial e residencial, a principal âncora para a monetização das reservas seria termelétricas inflexíveis.

[29] Em 2008, de acordo com o EIA, a perspectiva do preço do gás natural para os próximos dez anos era da ordem de 7,0 US$/MMBTU. A projeção mais recente do EIA (2011, Energy Outlook) apontou para um preço médio da ordem de 4,5 US$/MMBTU.

[30] O desastre de Fukushima foi um desastre nuclear ocorrido na Central Nuclear de Fukushima I, no Japão, em 11 de março de 2011, causado pelo derretimento de três dos seis reatores nucleares da usina. A falha ocorreu quando a usina foi atingida por um tsunami provocado por um terremoto de magnitude 9,0 na escala Richter.

[31] FOB é o preço *free on board*, que se refere à mercadoria disponibilizada no local de fabricação ou armazenamento, significando que o comprador precisa arcar com as despesas adicionais de carga, transporte, seguro, descarga etc.

FIGURA 10.3 – HISTÓRICO DE PREÇO DO GNL NO BRASIL



Como consequência dessas duas barreiras para o desenvolvimento das plantas movidas a gás, não se considera que novas usinas vão ganhar os leilões até 2016. A hipótese assumida é de que termelétricas a gás natural sejam licitadas a partir do leilão A-5 de 2015 e entrem em operação em 2020. Dois tipos de usinas térmicas foram consideradas no cenário de expansão: as centrais a gás com os requisitos de *take or pay* de 50% sobre o acordo de fornecimento de combustível e usinas a gás 100% flexíveis.

Carvão

O carvão mineral brasileiro está restrito à região Sul do país, o que torna natural que a expansão termelétrica nessa região tenha predominância dessa opção. Para as demais regiões, o carvão mineral importado pode ser uma alternativa interessante, pois há uma relativa abundância de carvão no mundo, o que traz maior tranquilidade quanto à segurança de suprimento do combustível. Além disso, o carvão está menos sujeito aos problemas geopolíticos do petróleo e do gás.

A preocupação com relação a essa fonte estaria no aumento do preço da *commodity* no mercado internacional no último ano e ao seu nível de emissão de CO_2, o que tem criado resistência por parte de movimentos ambientalistas. Embora o governo tenha mostrado intenções claras de não estimular o desenvolvimento de novas usinas movidas a carvão, elas foram autorizadas a participar do leilão A-5 de 2014. Isso reflete a preocupação do governo com a falta de projetos hidrelétricos a serem oferecidos nos leilões e dificuldades com o abastecimento de gás.

O cenário de expansão de referência considera a tecnologia como candidata para os leilões de energia nova, refletindo uma janela de oportunidade para o desenvolvimento dessa fonte devido às restrições para a participação do gás natural nos leilões.

Óleo combustível

As térmicas a óleo combustível (OC), por apresentarem tempo de construção reduzido (de um a três anos), representam uma alternativa de geração em um ambiente com incerteza no crescimento da demanda de energia. Esses projetos podem ser rapidamente oferecidos em leilões regulados de energia nova A-3, onde projetos de outras tecnologias são mais restritos, por demandarem maior tempo de construção ou por não apresentarem volume de energia relevante. A incerteza associada a essa tecnologia está relacio-

nada com o custo de combustível: com a volatilidade dos preços das *commodities* atreladas ao petróleo no mercado internacional, o custo do combustível negociado com a distribuidora local pode inviabilizar a comercialização da energia produzida. Além disso, assim como o carvão mineral, existe uma preocupação com relação ao nível de emissão dessas fontes. Desde 2007, o governo tem restringido a participação do óleo combustível em leilões de energia nova, introduzindo um limite para o custo variável unitário de usinas termelétricas para registro. O limite foi reduzido ano após ano, chegando a 146 R$/MWh em 2011, o que torna inviável a participação dessas usinas em leilões de energia nova.

O cenário de expansão de referência não considera essa tecnologia como possibilidade de nova oferta.

Nuclear

As primeiras reservas de urânio no Brasil foram descobertas em meados da década de 1970 e totalizavam 9.400 toneladas. Atualmente, o país registra a sétima maior reserva geológica de urânio do mundo, com cerca de 309.000t de U_3O_8[32], atrás da Austrália, Cazaquistão, Rússia, África do Sul, Canadá e Estados Unidos. Os principais estados produtores são Minas Gerais (4.500 t), Bahia (100.770 t) e Ceará (142.500 t)[33]. Observa-se que essas reservas estão associadas a custos inferiores a US$ 80/kgU, que são bastante competitivos segundo os padrões internacionais (custos inferiores a US$ 130/kgU).

A primeira usina nuclear do Brasil, Angra 1, de 657 MW, iniciou sua construção em 1972 e sua operação comercial em 1985. A segunda usina, Angra 2, com 1.350 MW, decorreu do Acordo Brasil-Alemanha, firmado em junho de 1975. Após diversas paralisações em suas obras, a usina iniciou operação comercial em 2000. A terceira usina, Angra 3, com 1.350 MW, teve sua obra interrompida em 1985, com 30% dos investimentos já realizados, referente à maior parte dos equipamentos. A conclusão do projeto possui prazo estimado entre 5 e 6 anos e terá um investimento adicional de R$ 7 bilhões.

Atualmente, o Brasil domina a tecnologia de todo o ciclo do combustível, inclusive a principal fase, o enriquecimento, utilizando o processo de enriquecimento isotópico de urânio por ultracentrifugação. Essa fase é a principal, tanto em termos econômicos, pois representa quase a metade dos investimentos do ciclo, como em termos políticos e estratégicos, pela sua potencial aplicação na produção de armas nucleares, o que a faz objeto de controle e salvaguardas internacionais.

De acordo com o Plano Nacional de Energia de 2030, considerando-se que apenas as reservas com custo inferiores a US$ 40/kgU serão desenvolvidas, existe um potencial para o desenvolvimento de mais duas centrais nucleares, totalizando mais 4.500 MW de capacidade instalada dessa fonte no sistema. Incorporando-se as reservas com custos entre 40 e 80 US$/kgU e que já foram medidas e indicadas (177.500 tU_3O_8),

[32] Octóxido de urânio, também chamado yellowcake, é o pó amarelo resultante de um minério de urânio purificado e concentrado.
[33] Fonte: Indústrias Nucleares do Brasil (INB).

> Estudos diversos estimam um potencial eólico brasileiro da ordem de 60.000 MW médios, a ser desenvolvido em grande parte na região nordeste do país.

seria possível construir mais 15 centrais nucleares, o que totalizaria uma capacidade instalada de 17.500 MW no sistema.

O cenário de expansão de referência considera que, no horizonte até 2030, o aumento na capacidade instalada de origem nuclear será dado pela conclusão das obras da usina Angra 3 (contratada em leilão de reserva) e pela instalação de duas unidades de 960 MW médios na região Nordeste, em 2024 e 2030, e uma unidade de 960 MW médios na região Sudeste, em 2028.

Fontes complementares

Biomassa

O processo de cogeração utilizando o bagaço de cana apresenta uma grande atratividade econômica e, por isso, admite-se que essa seja outra importante opção para expansão da oferta, concentrada na região Sudeste. Conforme amplamente discutido, o Brasil é um forte produtor de etanol utilizando a cana-de-açúcar como matéria bruta. A produção de etanol/açúcar é autossuficiente em termos de eletricidade: o bagaço de cana é utilizado como combustível nas turbinas de vapor que produzem eletricidade. Nesse contexto, as sobras de energia podem ser automaticamente vendidas para a rede. Com a expansão da produção de etanol, novos campos estão sendo desenvolvidos e caldeiras mais eficientes estão sendo instaladas, o que resulta em um excedente maior de energia para ser vendida no mercado. Entretanto, o desenvolvimento do etanol celulósico no longo prazo pode criar um custo de oportunidade para o bagaço da cana-de-açúcar (atualmente esse custo é nulo), o que pode elevar o custo da venda do excedente de energia. Raciocínio similar aplica-se ao recente desenvolvimento de processos que permitem, através de enzimas e bactérias, a transformação de açúcar em diesel[34].

A recente associação entre empresas de petróleo e de bioenergia (ex.: Shell e Cosan, participação da BP na usina Tropical Energia) reflete o interesse dessas empresas nesse tipo de tecnologia de produção de etanol e diesel e pode ser uma ameaça à disponibilidade de bagaço para cogeração de energia.

Eólica

A energia eólica ainda representa uma pequena percentagem de eletricidade produzida no Brasil (menos de 2 GW), sendo a maior parte desse montante contratado no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa), com preços para 2013 em torno de 330 R$/MWh. A primeira participação competitiva de projetos de energia eólica no setor elétrico brasileiro ocorreu por meio do Leilão de Energia de Reserva, realizado em 2009. A partir de então, após sete leilões de energia foramrealizados, os preços das eólicas caíram 69% desde os tempos do Proinfa e a capacidade eólica contratada aumentou sete vezes, chegando a 8,6 GW em 2016.

Estudos diversos estimam um potencial eólico brasileiro da ordem de 60.000 MW médios[35], a ser desenvolvido em grande parte na região Nordeste do país. Os estados do Ceará e Rio Grande do Norte apresen-

[34] Ver http://www.technologyreview.com/energy/24554/.
[35] Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 20ª edição, 2005.

tam uma expressiva participação nesse potencial, da ordem de 12.000 MW médios. Mais recentemente, diversos estados da federação, como São Paulo, Bahia, Alagoas e Rio Grande do Sul, têm procurado realizar novo mapeamento de seus territórios, mais atualizado com o progresso da geração eólica, que agora situa as turbinas em estruturas próximas a 100 m de altura do solo. Também o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) vem preparando o novo Atlas Eólico, com medidas de vento a 100 m de altura. Como resultado, o valor numérico do potencial brasileiro deve ser consideravelmente ampliado. Um exemplo, que não deve ser generalizado, é o expressivo aumento do potencial eólico do Rio Grande do Sul, que passou de 15,8 GW a 50 m para 115,2 GW para a altura de 100 m.

É interessante observar que a localização regional das eólicas é bastante complementar à das demais fontes renováveis, já que a maior parte do potencial hidrelétrico ainda não desenvolvido concentra-se na região Norte, enquanto a bioeletricidade tem maior potencial nas regiões Sudeste e Centro-Oeste.

Também é interessante observar que a absorção de flutuações na geração de energia, devido à variabilidade dos ventos, que é um problema importante que a geração eólica enfrenta em outros países[36], não existe no Brasil. A razão é que os reservatórios das usinas hidrelétricas permitem absorver com relativa facilidade qualquer variação na produção de energia[37]. Outro obstáculo comum, que é a necessidade de construir extensas redes de transmissão – por exemplo, o "corredor de vento" no centro dos Estados Unidos está a milhares de quilômetros dos principais centros de carga daquele país –, também tem pouco impacto no Brasil, pois o potencial eólico em geral está localizado perto do litoral, onde também se concentra boa parte da população e do consumo de energia elétrica[38].

Dado que a energia eólica é amplamente viável em termos físicos para o Brasil, o desafio se concentra no custo dessa energia comparado ao das demais opções de expansão. Esse paradigma vem sendo quebrado nos leilões realizados em 2010 e 2011, onde a energia eólica foi contratada por preços da ordem de 100 R$/MWh, valor competitivo quando comparado ao preço da energia proveniente de PCH, biomassa e gás natural. Esse nível de preço das eólicas fez com que fosse necessária a realização de leilões por fonte para viabilizar a contratação de termelétricas, como foi o caso dos leilões A-5 de 2013 e 2014.

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)

Finalmente, é importante considerar a possibilidade da implementação de novas pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Essa tecnologia já é bastante madura e amplamente conhecida no setor, o que permitiu ao longo dos anos uma redução dos custos de instalação e disponibilidade de equipamentos eficientes. Apesar de possuir menor porte, seu preço é comparável ao das hidrelétricas tradicionais, tendo em vista: (i) a possibilidade de utilização de regime fiscal em lucro presumido; (ii) maior facilidade na obtenção de licenciamento ambiental, (iii) isenção de pagamento pelo Uso do Bem Público (UBP); (iv) isenção de encargos (P&D e CFUHR); e (v) menor prazo de implementação e manutenção do investimento. Além disso, as PCH dispensam licitação para obtenção da concessão, bastando o empreendedor obter autorização da Aneel. De acordo com o Banco de Informações de Geração (Aneel), de setembro de 2015, existem 468 usinas em operação (4.834 MW), 34 em construção (416 MW) e 132 em outorga (1.856 MW). Segundo estimativas do Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH), o Brasil possui um potencial de 12,31 GW[39].

Adicionalmente, as PCH são muito atrativas para o mercado livre devido à regulamentação da contratação incentivada, a qual prevê redução nas tarifas de distribuição/transmissão dos geradores e dos respectivos consumidores dessa energia. De acordo com a Lei no 9.427/1996, fontes alternativas (PCH, biomassa, eólica e solar) têm direito a um desconto de, no mínimo, 50% nas suas tarifas de transmissão e distribuição. O direito a esse desconto é estendido também aos consumidores dessa energia, em particular a um segmento de consumidores que só podem se tornar livres ao contratarem energia com esses geradores. São os chamados consumidores

[36] Na Alemanha, por exemplo, foi necessário construir um parque térmico de *backup* para compensar variações de produção das usinas eólicas e solares.

[37] O mesmo ocorre com a bioeletricidade, onde a geração hidrelétrica compensa o padrão de produção sazonal, que coincide com a colheita de cana-de-açúcar.

[38] Os investimentos de transmissão no Brasil podem ser mais onerosos se, ao invés de parques com capacidade expressiva de geração, em áreas relativamente densas, houver uma grande dispersão geográfica dos aerogeradores.

[39] Fonte: CERPCH (julho de 2012). Esse valor considera 5,72 GW já outorgados pela Aneel.

especiais que, para se enquadrar como tal, necessitam ter uma carga maior que 0,5 MW e ser do Grupo A[40]. Podem ainda ser considerados consumidores especiais um conjunto de consumidores do Grupo A, localizados no mesmo submercado, desde que estejam localizados em áreas contíguas ou possuam o mesmo CNPJ.

Embora criados em 1998, esses incentivos somente foram regulamentados após a Audiência Pública (AP) da Aneel nº 33, iniciada em 2005 e finalizada em novembro de 2006. Como resultado da AP, a Aneel emitiu a Resolução Normativa nº 247, regulamentando a venda de energia elétrica dos geradores incentivados. Como pontos importantes para o desenvolvimento desse mercado, destacam-se: i) a possibilidade de combinar a produção desses geradores com a produção de outros geradores, de modo a compensar períodos de baixa produção; e ii) a possibilidade de comercializar a energia incentivada com comercializadoras sem que o consumidor adquirente dessa energia perca o benefício do desconto ao contratar com a comercializadora. Esse último item, traz para os geradores incentivados e comercializadores oportunidades de venda de energia relevantes, uma vez que terão acesso a um segmento de mercado atualmente cativo que não tem possibilidade de se tornar livre, a menos que adquira energia de geradores incentivados[41].

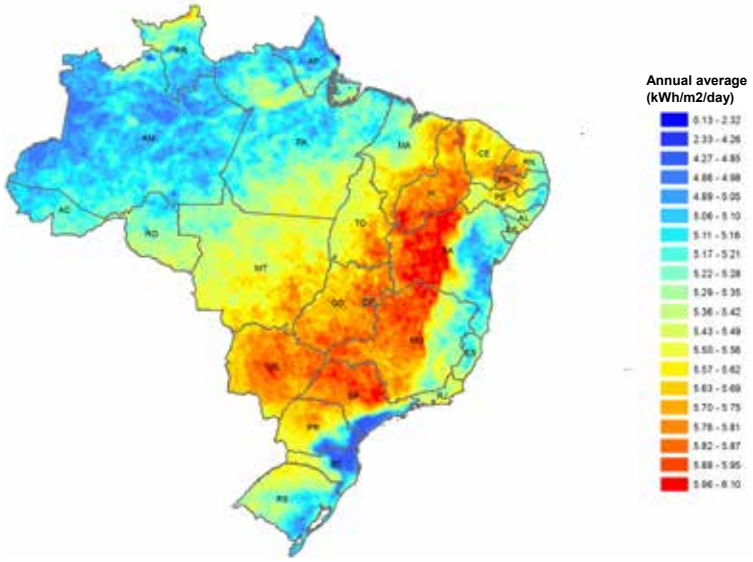
[40] O Grupo A corresponde aos consumidores conectados em alta tensão, acima de 2,3 kV. As tarifas desse grupo variam com o nível de tensão de fornecimento.

[41] No Brasil, qualquer novo consumidor cuja demanda é maior que 3 MW é potencialmente livre, e pode escolher de onde comprar energia. Consumidores existentes, para se tornarem livres, além de atenderem a demanda mínima de 3 MW, precisam estar conectados em nível de tensão igual ou superior a 69 kV.

Solar

De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, publicado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe), como resultado do projeto de Avaliação dos Recursos de Energia Solar e Eólica, a radiação solar média diária no Brasil é entre 4,1 e 6,5 kWh/m_2/dia, enquanto os melhores locais na Alemanha têm 3,4 kWh/m_2/dia. A Figura 10.4 apresenta o total de radiação solar para superfícies inclinadas (kWh/m_2/dia) para o Brasil, com uma resolução de 10 km x 10 km. Os valores de radiação solar mais elevados são observados na região central do Brasil, em lugares como Tocantins, oeste da Bahia, sul do Maranhão e Piauí. No entanto, a energia solar fotovoltaica (PV) atualmente representa apenas 0,01% do total da capacidade instalada no Brasil (menos de 20 MW).

FIGURA 10.4 – IRRADIAÇÃO TOTAL PARA SUPERFÍCIES INCLINADAS (RESOLUÇÃO: 10 KM X 10 KM)



Em abril de 2012, a Aneel emitiu a Resolução Normativa nº 482, que estabeleceu as condições para a inclusão de microgeração e minigeração distribuída. A principal inovação introduzida foi um mecanismo de resolução para as tarifas dos consumidores cativos, estabelecendo o conceito de medição de líquidos. Essa regra de liquidação permite ao consumidor injetar energia na rede, pagando apenas seu consumo de energia líquido. A energia gerada por hidrelétrica, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, com potência de até 1 MW e conectada à rede de distribuição, tem direito a esse sistema de compensação.

Apesar da energia solar fotovoltaica não ter vantagens explícitas sobre outras tecnologias que também podem participar desse sistema de medição de líquidos, há grande expectativa de que esse mecanismo possa facilitar o desenvolvimento da energia solar de cobertura no

Brasil (painéis fotovoltaicos instalados nos telhados das residências). As estimativas sugerem que o custo nivelado de um sistema fotovoltaico já é bastante próximo do valor da tarifa residencial. Além disso, a abundância do recurso solar em áreas densamente urbanizadas, de concessão das empresas de distribuição (ao contrário dos recursos hídricos e de bioeletricidade, por exemplo) e a modularidade dos painéis fotovoltaicos, que é mais adequada para sistemas de energia com menos de 1 MW, também contribuem para a produção fotovoltaica.

O cenário de expansão considera o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica como geração distribuída na região Sudeste/Centro-Oeste a partir de 2022 em diante, atingindo 5 GW de capacidade instalada em 2030.

Resumo

Em resumo, as vocações de cada subsistema em termos de opções de expansão são:

- Na região Norte, admite-se que a expansão da oferta ocorra por meio do potencial hidrelétrico disponível;
- Nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, admite-se que a expansão da oferta se componha do potencial hidrelétrico ainda a aproveitar e de usinas termelétricas. Como referência, considera-se, como padrão, a tecnologia a ciclo combinado utilizando o gás natural e a turbina a vapor, utilizando bagaço de cana. Há também a possibilidade de energia solar fotovoltaica;
- Na região Sul, além das opções admitidas para as regiões Sudeste e Centro-Oeste (com exceção da biomassa), inclui-se a energia eólica;
- Na região Nordeste, com o potencial hidrelétrico praticamente esgotado, restam apenas as opções de importação de energia (das regiões Norte e/ou Sudeste), geração térmica local (GNL, carvão mineral importado e nuclear) e energia eólica. Como referência, admite-se para a região Nordeste a expansão baseada em energia eólica, nuclear e importação de energia das outras regiões.

Importante salientar que isso não significa que toda expansão termelétrica venha a ser feita com a tecnologia padrão correspondente. A realidade do mercado é que dirá como a expansão da oferta aqui sinalizada se concretizará.

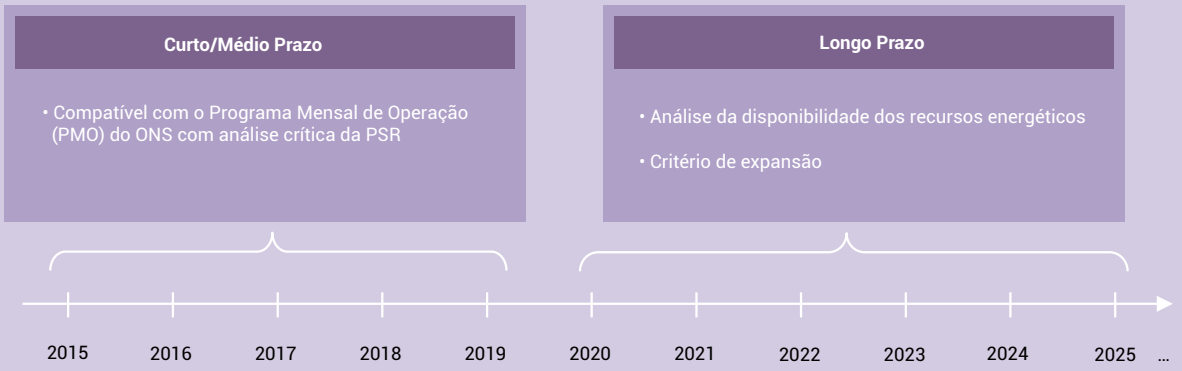
Critérios de escolha das fontes de geração

O cenário de expansão é obtido a partir da projeção de demanda e da disponibilidade de projetos candidatos (quantidade), considerando a competitividade das tecnologias (preços) e mantendo a conformidade com o critério de confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro.

A oferta de curto prazo é baseada no cronograma do Programa Mensal de Operação (PMO) de setembro/2015 divulgado pelo ONS, com ajustes nos cronogramas de entrada em operação de alguns projetos, com efetivas restrições para entrar em operação. Uma avaliação criteriosa dos relatórios de fiscalização de geração e transmissão da Aneel é realizada.

O custo nivelado de um sistema fotovoltaico já é bastante próximo do valor da tarifa residencial.

FIGURA 10.5 – CENÁRIO DE EXPANSÃO



Curto e médio prazo

A expansão em curto e médio prazo (2016 até 2019) procura manter coerência com a expansão divulgada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em seus sucessivos Planos Mensais de Operação (PMO). Neste estudo, utilizou-se como referência para a expansão da oferta no curto/médio prazo o PMO de setembro de 2015.

Nesse horizonte, o Cenário de Expansão está praticamente definido com o resultado dos leilões de energia nova realizados. São eles: o leilão de dezembro de 2005, os leilões A-3 (julho) e A-5 (outubro) de 2006, o leilão de fontes alternativas de junho de 2007, os leilões A-3 e A-5 de 2007, os quais foram realizados em julho e outubro, respectivamente, o leilão de reserva de biomassa de 2008, A-3 e A-5 (setembro) de 2008, o leilão A-3 de 2009, o leilão de reserva de eólica de 2010, os leilões A-5 de 2010 (julho e dezembro), os leilões de energia de reserva e de fontes alternativas de 2010 e 2011, os leilões A-3 e A-5 de 2011, leilão A-5 de 2012, leilão de reserva de 2013, leilão A-3 de 2013 e dois leilões A-5 realizados em 2013.

O relatório de fiscalização da Aneel mostra as restrições para o cumprimento da data de entrada em operação fixada na outorga de cada empreendimento e considera três tipos de oferta:

Oferta "verde": Não existem impedimentos para entrada em operação (licença ambiental de instalação vigente e obras civis iniciadas);

Oferta "amarela": Existem impedimentos para entrada em operação (obras não iniciadas, atraso na obtenção das licenças ambientais, comprometimento do cronograma);

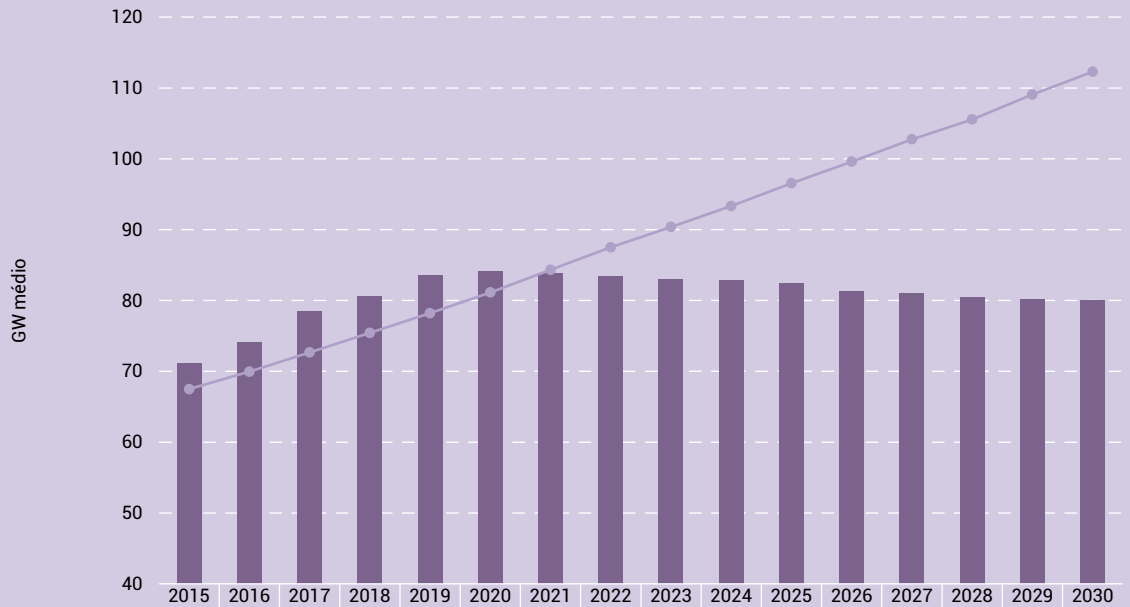
Oferta "vermelha": Graves restrições para entrada em operação (suspensão do processo de licenciamento ambiental, demandas judiciais, declaração de inviabilidade ambiental do empreendimento, entre outros).

Se o empreendedor iniciou a construção da usina, mesmo com atraso, e está cumprindo o novo cronograma acordado, a Aneel considera a usina como oferta "verde". Por esse motivo, podem haver divergências entre a contabilização de atrasos em relação ao status da usina ("verde", "amarela" ou "vermelha") e o cronograma da obra ("adiantado", "normal" ou "atrasado")

Longo prazo

Para o horizonte de longo prazo (pós-2019), a expansão da oferta de energia elétrica é obtida de acordo com o processo de "ajuste" do Cenário de Expansão. A necessidade de acréscimo de nova oferta ao sistema (por exemplo, visando obter níveis adequados de confiabilidade no atendimento à demanda) é feita pela inserção de novos projetos de acordo com os critérios estabelecidos e diferenciados para empreendimentos hidrelétricos, termelétricos e renováveis.

FIGURA 10.6 – ESPAÇO DE CONTRATAÇÃO DE NOVA OFERTA



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Oferta Garantida	71,1	74,0	78,5	80,6	83,6	84,2	83,8	83,4	83,0	82,9	82,5	81,3	81,0	80,5	80,2	80,0
Oferta-Dem	3,6	4,1	5,9	5,2	5,4	3,0	-0,5	-4,1	-7,3	-10,5	-14,1	-18,3	-21,8	-25,1	-28,9	-32,3
Demanda	67,5	70,0	72,7	75,4	78,2	81,1	84,3	87,5	90,4	93,3	96,6	99,6	102,8	105,6	109,1	112,3

1 - Dem = Requisito de Energia, incluindo as demandas da ANDE, bombas da Light e consumo de Itaipu.
2 - A oferta garantida inclui as usinas em operação e as já contratadas nos leilões de energia nova.

Inserção hidrelétrica

O cenário de expansão contempla aproveitamentos hidrelétricos que foram estudados no passado (por exemplo, estudos conduzidos pela Eletrobras e pelo MME) e aqueles que tenham sido alvo de interesse de investidores privados.

Ressalta-se que, depois de terminada a fase de aprovação do estudo de viabilidade, o empreendimento ainda necessita obter a Licença Prévia (LP) para poder participar dos leilões de energia nova. Ou seja, mesmo que uma usina tenha seu estudo de viabilidade aprovado em 2014, o processo de licenciamento pode durar um ano, o que tem ocorrido em muitos casos, possibilitando a participação da usina somente no Leilão A-5 de 2015. Como exemplo de atraso na obtenção de LP, podemos citar o episódio do leilão A-5 de 2009 que, de acordo com o MME, foi cancelado devido à frustração na obtenção do licenciamento ambiental prévio de sete aproveitamentos hidrelétricos, que totalizam 905 MW de potência instalada.

No Cenário de Expansão, a definição das datas de entrada em operação das UHE levou em consideração a situação do estudo de viabilidade, bem como uma análise da situação ambiental do empreendimento. Por exemplo, existem bacias com pouca resistência local, onde o licenciamento é obtido de forma mais tranquila, possibilitando um cronograma para entrada das usinas a partir de 2019. Por outro lado, existem outras bacias com maior resistência para a construção de barragens, como, por exemplo, a bacia do Uruguai e a bacia do Araguaia.

Além dos aproveitamentos com estudos de viabilidade em andamento, o cenário de expansão contempla usinas cuja outorga de concessão já tenha sido licitada e que não possuam previsão de entrada em operação pela fiscalização da Aneel.

Essas usinas participaram dos leilões federais ocorridos entre 1996 e 2002, nos quais ganhava a licitação o investidor que oferecesse o maior pagamento pelo Uso do Bem Público (UBP). Como esses empreendimentos não podem participar dos leilões de energia nova do ACR, a única possibilidade atrativa seria a venda de energia no mercado livre. Outra possibilidade seria que a concessão dessas usinas

fosse revertida para o governo, o que possibilitaria que o projeto participasse de um leilão de energia nova.

A Tabela 10.1 apresenta essas usinas e suas datas de entrada no Cenário de Expansão, que foram definidas de acordo com o "ajuste" do cenário para o longo prazo.

TABELA 10.1 – USINAS UBP NO HORIZONTE DO LONGO PRAZO

Usina	Tipo	UF	Potência (MW)	Entrada em Operação
Baú I	UHE	MG	110	Jan-24
Cachoeirinha	UHE	PR	45	Jan-22
Pai Querê	UHE	SC/RS	292	Jun-21
Couto Magalhães	UHE	GO/MT	150	Jul-22
São João	UHE	PR	60	Jan-22
Tijuco Alto	UHE	SP/PR	129	Abr-23

Inserção termelétrica e eólica

A inserção de empreendimentos termelétricos é dada através de módulos padrão de usinas termelétricas alocados nos diversos submercados de modo que, em conjunto com a expansão das hidrelétricas e das grandes interligações, contemple uma oferta total de energia elétrica que satisfaça a projeção de demanda dentro de critérios de qualidade de suprimento compatíveis com os aspectos energéticos e comerciais que se esperaria para um sistema em equilíbrio oferta x demanda. É importante salientar que essas térmicas não possuem identificação imediata (foram denominadas "térmicas genéricas") e, portanto, não permitem associação específica com futuros projetos a serem desenvolvidos. Elas representam apenas a "necessidade" de energia no sistema que deverá ser ocupada por uma central térmica.

Os módulos de empreendimentos termelétricos "genéricos", considerados na construção do Cenário de Expansão, são constituídos de:

- Módulos de 450 MW de usinas termelétricas com tecnologia a ciclo combinado utilizando gás natural (submercado Sudeste/Centro-Oeste);
- Módulos de 750 MW de usinas eólicas;
- Módulos de 1.200 MW de usinas nucleares.

O módulo de 750 MW para eólica representa um conjunto de parques eólicos localizados nas regiões Nordeste e Sul. Considerou-se uma geração fixa, com fator de capacidade de 40% e as sazonalidades típicas das regiões Nordeste e Sul, baseada na informação dos projetos que se inscreveram nos leilões de energia nova. Para o cálculo da garantia física, considerou-se o fator de 40%.

Para as usinas térmicas, o módulo de 450 MW utilizado representa um empreendimento com tecnologia ciclo combinado composto de duas turbinas ciclo gás de 176 MW e uma de ciclo vapor de 176 MW, supondo uma perda de potência de 15% decorrente dos efeitos de altitude, temperatura e degradação.

Dois tipos de projetos a gás natural são considerados:

- Termelétrica flexível:
  - Geração mínima = 0%;
  - Preço do gás no *city gate* (ex-impostos) = 11,6 US$/MMBTU (data base 2015);
  - Reajuste pelo Brent;
  - CVU = 369 R$/MWh (data base 2015);
  - GF = 45% da potência disponível (calculada com CMO = CME = 154 R$/MWh e com CVaR).
- Termelétrica inflexível:
  - Geração mínima = 70%;
  - Preço do gás natural no *city gate* (ex-impostos) = 8 US$/MMBTU;
  - Reajuste pelo Brent;
  - CVU = 223 R$/MWh (data base 2015);
  - GF = 84% da potência disponível (CMO = CME = 154 R$/MWh e com CVaR).

Obs: Premissas para CVU: ICMS de 5%, PIS/Cofins de 9,25%, margem da distribuidora de 1 R$/MMBTU, consumo interno de 2,5%, perdas na rede básica de 2,5%, *heat rate* de 6,8 MMBtu/MWh (PCS), O&M de 6 R$/MWh, evolução do câmbio de acordo com o relatório Focus de ago/2015.

O cenário considera que a expansão termelétrica flexível está condicionada a uma redução no preço do gás natural oferecido para as termelétricas. Caso contrário, a fonte termelétrica seria deslocada pela energia eólica.

Devido às restrições na regulamentação e preços do gás natural, os módulos de usinas a gás natural estarão aptos para entrar no sistema a partir de 2021. Esses projetos cobrem a necessidade de nova oferta e, dependendo da disponibilidade de combustível, podem ser substituídos por carvão, biomassa ou óleo combustível.

A inserção de módulos termelétricos e vento no cenário de expansão leva em consideração a necessidade das empresas de distribuição de gerir a incerteza sobre o crescimento da demanda. Se o crescimento da demanda fosse completamente previsível, o tempo de construção dos projetos não teria importância. Nesse caso, a solução de menor custo para o sistema seria construir os projetos mais baratos para atender o crescimento da demanda. Por exemplo, no caso de centrais hidrelétricas, seria necessário prever a demanda cinco anos antes.

No entanto, em face da incerteza sobre o crescimento da demanda, um projeto que requer menos tempo para ser construído terá um maior valor econômico, porque faz com que a expansão do sistema seja mais flexível. Em outras palavras, apesar de ter um preço nominal menor em relação às outras fontes, o alto tempo de construção e a baixa adaptabilidade às mudanças na taxa de crescimento da demanda fazem com que as usinas hidrelétricas levem a maiores custos para o consumidor.

Esse atributo faz com que usinas térmicas e eólicas, apesar de serem mais caras (nominalmente), sejam mais economicamente atraentes para o consumidor final como parte de uma estratégia de contratação: como a incerteza no crescimento da demanda torna arriscado para uma empresa de distribuição contratar toda a energia para os próximos cinco anos, é mais prudente contratar uma parte dessa energia com cinco anos de antecedência e esperar para complementar essa compra em um futuro próximo. Esse é o conceito que originou os leilões de energia nova A-3 e A-5, onde a contratação de energia é feita com três e cinco anos de antecedência, respectivamente.

Além disso, as usinas térmicas têm os seguintes atributos: capacidade de atendimento na ponta (capacidade de fornecer a carga máxima requerida pelo sistema), despachabilidade (capacidade de ser despachada a qualquer momento) e localização próxima ao centro da carga (redução das perdas de transmissão e as necessidades de expansão da transmissão). Embora esses atributos não sejam considerados diretamente no mecanismo de precificação dos leilões, alguns deles são precificados indiretamente. Um exemplo é a restrição atual de *take or pay* para usinas a gás, que não pode ser superior a 50%. Essa restrição significa que a flexibilidade tem um valor no leilão. Outro exemplo é o leilão A-5 realizado em dezembro de 2013, que separou os produtos de energia eólica e térmica com preços máximos de 122 R$/MWh e 144 R$/MWh, respectivamente. Isso significa que os atributos das usinas térmicas têm um valor indireto de 22 R$/MWh.

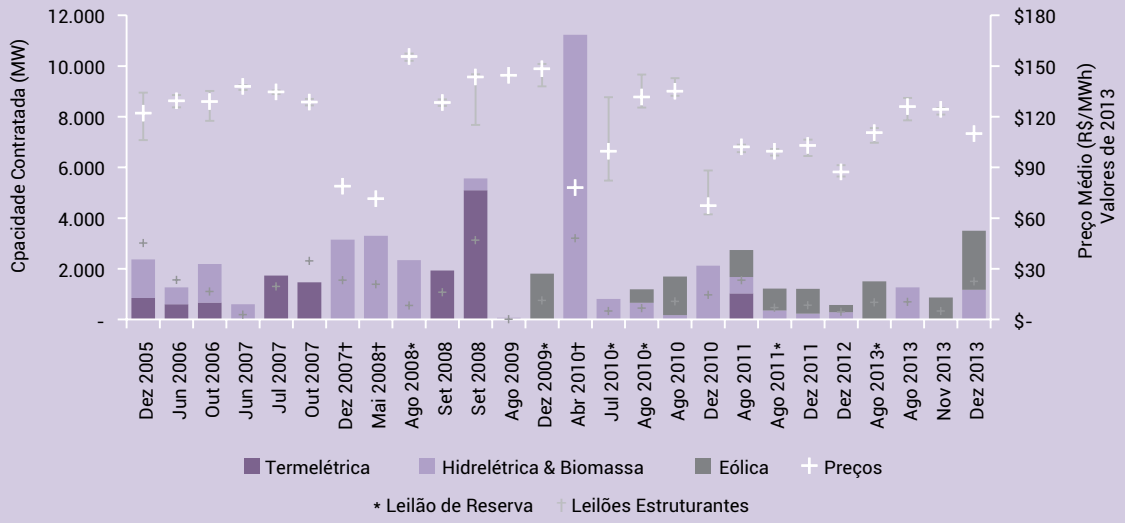
Dessa forma, o cenário de expansão considera uma quantidade mínima de contratação termelétrica. Isso significa que, em um cenário onde a oferta hidrelétrica está disponível, haveria uma oferta térmica mínima, contratada devido a seus atributos.

Em relação ao preço do gás natural, em ambos os casos, um preço de referência indexado ao Brent foi considerado. Para a usina com cláusula de *take or pay* de 50%, considera-se um prêmio de 5% em relação ao Brent (sem impostos) e, para uma usina totalmente flexível, considera-se um prêmio de 9% em relação ao Brent (sem impostos).

Adequabilidade com relação aos leilões de energia nova

A Figura 10.7 apresenta a evolução do preço (médio, superior e inferior) e da energia contratada em cada leilão de energia nova. Observa-se uma redução no preço de energia desde 2010, com o aumento de contratos de energia eólica.

FIGURA 10.7 – EVOLUÇÃO DE PREÇOS E MONTANTE DE ENERGIA CONTRATADA EM LEILÕES DE ENERGIA NOVA



A partir desses leilões, cerca de 5 GW de capacidade instalada de usinas a óleo não foram considerados no cenário de expansão a gás. O motivo foi a revogação da autorização devido a não construção dos empreendimentos.

Interconexões entre subsistemas

Metodologia

Tão importante quanto a construção do Cenário de Expansão por meio da adição de oferta de energia é a sinalização incluída no cenário de ampliações nas interconexões entre os submercados. Essa sinalização é obtida ao longo do processo de ajuste do cenário, por meio da verificação de parâmetros específicos, tais como o "benefício marginal de transmissão" (BMT).

O benefício marginal de transmissão de uma determinada interligação, expresso em R$/kW/ano, fornece a redução do custo de operação do sistema quando se amplia a capacidade dessa interligação em 1 kW. Esse parâmetro, obtido como subproduto da solução ótima do problema de otimização associado ao despacho hidrotérmico estocástico[42], é então comparado ao custo de investimento do circuito e, caso o benefício seja superior ao custo, é justificada uma expansão no tronco em análise.

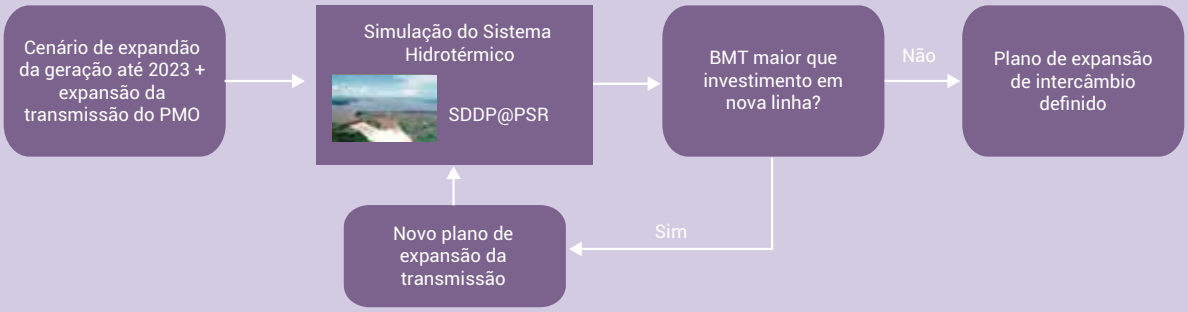
Desse modo, na construção do Cenário de Expansão, algumas ampliações nas interligações foram incorporadas ao sistema, função da avaliação dos benefícios marginais de transmissão.

No horizonte de mais curto prazo, essas capacidades de transmissão são definidas de forma coerente com os valores utilizados pelo ONS no seu último Plano Mensal de Operação. Em médio-longo prazos, são definidas de acordo com o "benefício marginal de transmissão".

A Figura 10.8 apresenta um resumo do processo de construção do cenário de expansão da transmissão:

[42] Esse subproduto é o multiplicador de Lagrange (preço sombra) da restrição de capacidade de transmissão associada ao problema de despacho hidrotérmico.

FIGURA 10.8 – PROCESSO DE CONSTRUÇÃO DO CENÁRIO DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO



Configuração da rede

A Figura 10.9 e a Figura 10.10 apresentam, respectivamente, a configuração geográfica e esquemática dos diversos subsistemas considerados na simulação da operação do sistema:

FIGURA 10.9 – REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA (GEOGRÁFICA)

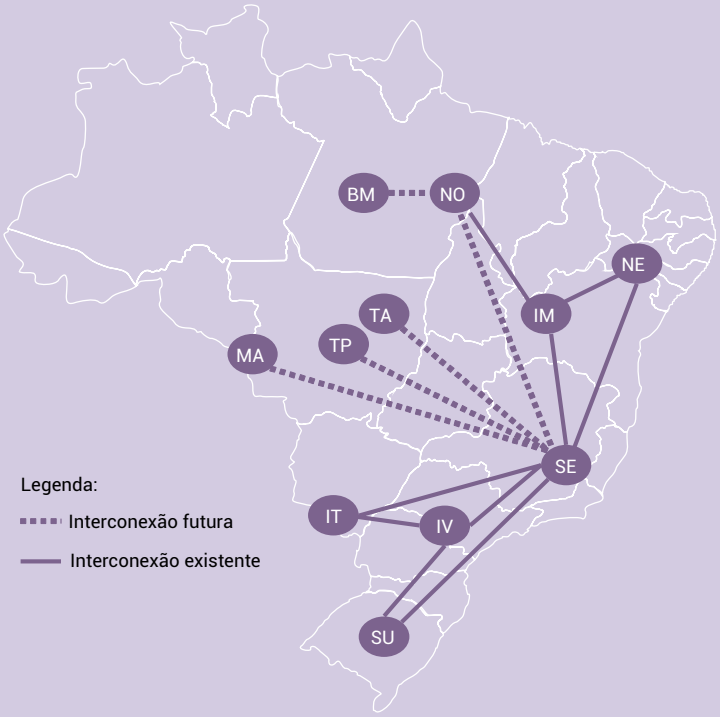
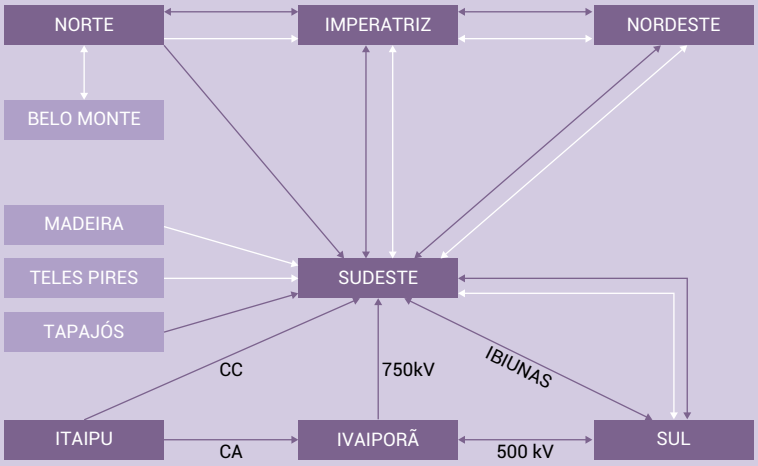


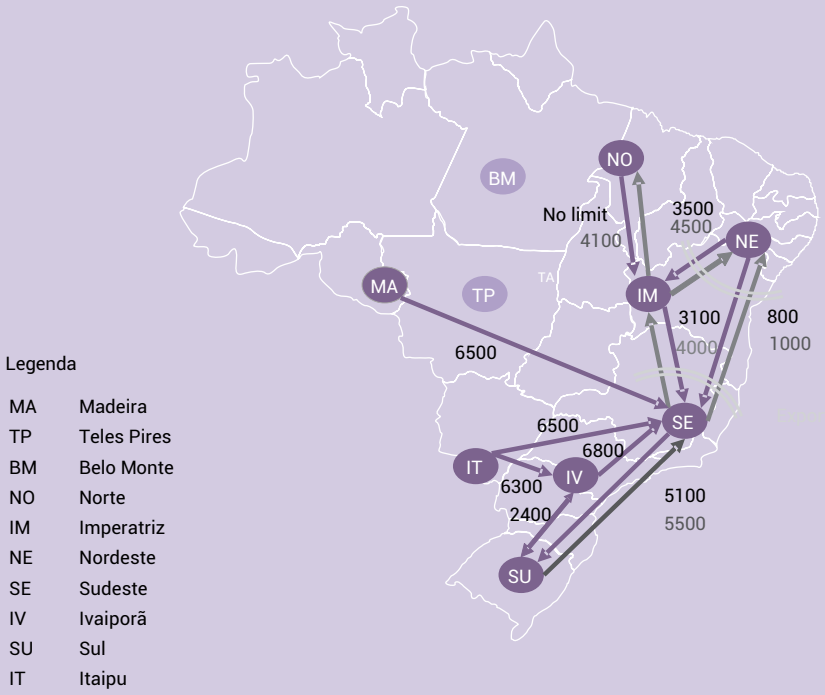
FIGURA 10.10 – REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA (ESQUEMÁTICA)



Resultado da expansão dos intercâmbios

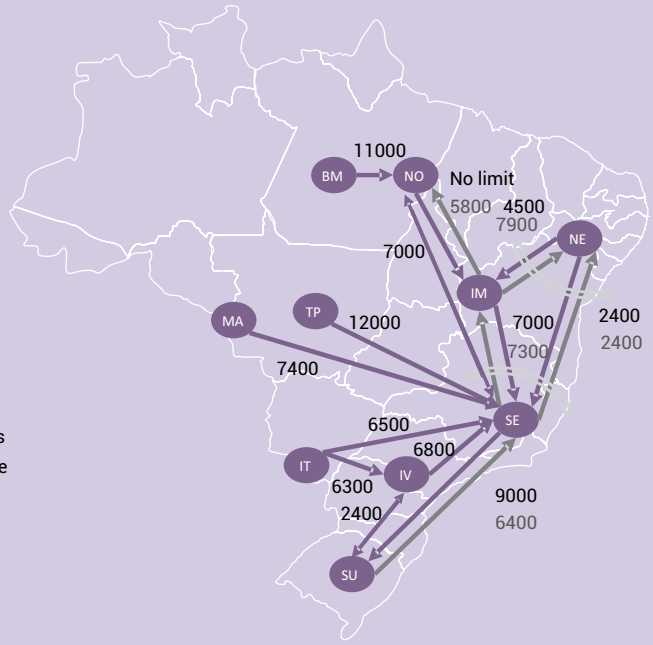
A Figura 10.11 apresenta a capacidade de intercâmbio existente entre os subsistemas em 2015:

FIGURA 10.11 – CAPACIDADE DE INTERCÂMBIO ENTRE OS SUBSISTEMAS EM 2015



A Figura 10.12 apresenta a capacidade de intercâmbio entre subsistemas planejada para o ano de 2020, de acordo com a metodologia descrita na seção anterior:

FIGURA 10.12 – CAPACIDADE DE INTERCÂMBIO ENTRE OS SUBSISTEMAS EM 2020

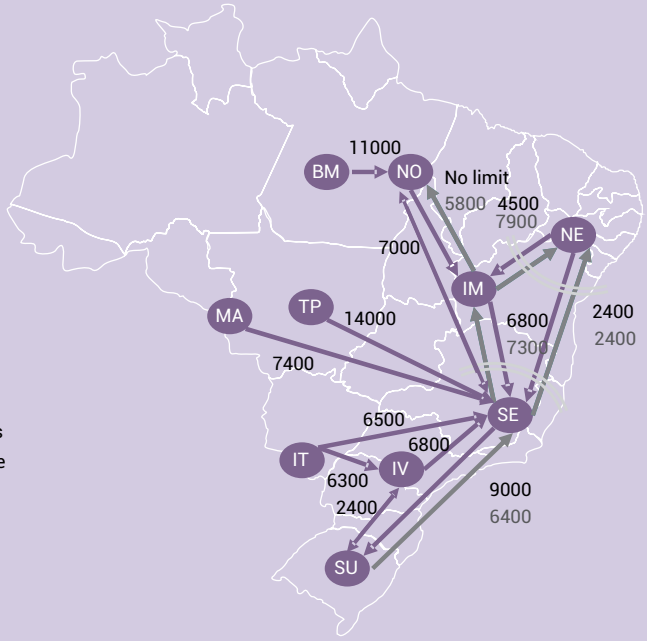


Legenda

MA	Madeira
TP	Teles Pires
BM	Belo Monte
NO	Norte
IM	Imperatriz
NE	Nordeste
SE	Sudeste
IV	Ivaiporã
SU	Sul
IT	Itaipu

A Figura 10.13 apresenta a capacidade de intercâmbio entre os subsistemas necessária em 2025, de acordo com a metodologia descrita anteriormente:

FIGURA 10.13 – CAPACIDADE DE INTERCÂMBIO ENTRE OS SUBSISTEMAS EM 2025

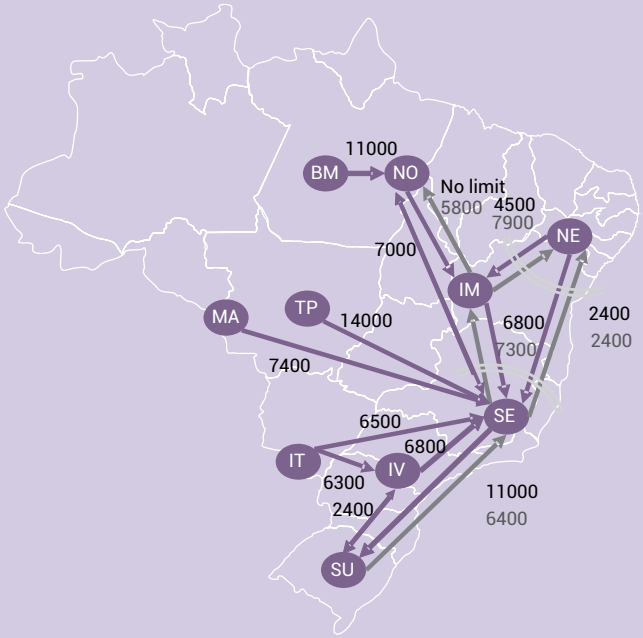


Legenda

MA	Madeira
TP	Teles Pires
BM	Belo Monte
NO	Norte
IM	Imperatriz
NE	Nordeste
SE	Sudeste
IV	Ivaiporã
SU	Sul
IT	Itaipu

A Figura 10.14 apresenta a capacidade de intercâmbio entre os subsistemas necessária em 2030, de acordo com a metodologia descrita na seção acima:

FIGURA 10.14 – CAPACIDADE DE INTERCÂMBIO ENTRE OS SUBSISTEMAS EM 2030



Legenda

MA	Madeira
TP	Teles Pires
BM	Belo Monte
NO	Norte
IM	Imperatriz
NE	Nordeste
SE	Sudeste
IV	Ivaiporã
SU	Sul
IT	Itaipu

Redução na expectativa de produção eólica

Considera-se que as plantas eólicas leiloadas até 2013 produzirão 15% menos do que suas respectivas garantias físicas (energia vendida no leilão). A redução de 15% é uma estimativa da diferença entre o P90 e o P50 de sua produção certificada, sendo o P50 o percentil utilizado pela EPE até 2013 para definir o valor de garantia física de geração eólica e que serviu de base para os projetos vencedores dos leilões realizados entre 2009 e 2012.

Critério de Garantia de Suprimento

Antecedentes

Um plano de expansão da oferta de energia ótimo pode ser definido como aquele que atende ao critério de segurança de suprimento, minimizando o custo de investimento e operação do sistema. O critério de segurança definido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é que o risco de insuficiência da oferta de energia (déficit) não deve exceder 5% em nenhum dos subsistemas que compõem o SIN. Esse critério era utilizado também no cálculo das garantias físicas dos empreendimentos de geração.

Já o plano de mínimo custo, segundo a teoria econômica, é obtido quando o custo marginal de operação (CMO) é igual ao custo marginal de expansão (CME). Por exemplo, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2007-2016), elaborado pela EPE, utilizou como critério de expansão um CME de 138 R$/MWh, valor que representa a média ponderada de preços dos empreendimentos que venderam energia no leilão A-5, realizado em outubro de 2006, para entrega a partir de 2011.

Sendo assim, o processo tradicionalmente utilizado no setor elétrico para a elaboração de um plano de expansão pode ser sintetizado nos seguintes passos:

- **i.** Define-se o custo de déficit de energia de um patamar[43], atualmente 2.950,00 R$/MWh;
- **ii.** Elabora-se um plano de expansão que, simultaneamente, atenda ao critério de segurança de suprimento (risco menor que 5%) e que o CMO seja igual ao CME, ou seja, 138 R$/MWh.

Entretanto, como mencionado anteriormente, o critério de segurança de suprimento também é utilizado nas simulações que calculam as garantias físicas das usinas, e essas simulações resultam em CMO ao redor de 230 R$/MWh, ou seja, bem acima do CME. Ora, se as garantias físicas de todos os empreendimentos são calculadas a partir de uma simulação que possui CMO de cerca de 230 R$/MWh e, por definição, nessa simulação existe um equilíbrio entre oferta e demanda de energia[44], a única maneira de se atingir o critério de mínimo custo é através de uma sobreoferta no sistema.

Por exemplo, no PDE 2008-2017, para atender aos critérios de expansão do sistema, foi necessário elaborar um plano de expansão com um excesso de oferta de cerca de 8% em relação à demanda. Porém, essa alta sobreoferta não encontra respaldo nas regras atuais de contratação, onde a demanda deve estar 100% contratada com a oferta, ou seja, o critério de expansão não é coerente com o critério comercial do modelo[45]. Por essa razão, acredita-se que o PDE não é uma referência realista para análises de tarifas, preços e comercialização de energia em geral.

> No caso das distribuidoras, os custos com a contratação de energia acima de 103% da demanda não podem ser repassados para oconsumidor final.

Isso ocorre porque existe uma "incoerência" entre o valor do custo de déficit utilizado nessas simulações (2.950,00 R$/MWh) e os critérios de expansão adotados. Em outras palavras, não é viável com esse custo de déficit definir um plano de expansão que ao mesmo tempo garanta: (i) risco de déficit menor que 5%; (ii) CMO igual ao CME; e (iii) oferta igual à demanda.

A solução para esse entrave passaria primeiramente por uma revisão no critério de segurança do sistema, afinal um risco de déficit de 5% significa que existe uma probabilidade acumulada de 19% de haver algum déficit durante um mandato presidencial (a cada quatro anos). O valor sugerido pelo grupo consultor seria de 3%, o que equivale a uma probabilidade acumulada de 11% de ocorrer algum déficit a cada quatro anos.

Entretanto, uma alteração no critério de segurança causaria impacto direto no cálculo das garantias físicas dos empreendimentos. Segundo estimativas realizadas, isso implicaria em uma redução de 4% na garantia física das usinas. Somando-se essa redução ao fato de que a demanda tem que estar 100% contratada, pode-se concluir que haveria a necessidade de contratar nova oferta.

Por exemplo, considere que um sistema em equilíbrio (oferta = demanda) possui 100 MW médios. Com

[43] O planejamento da expansão utiliza patamar único de déficit, ou seja, o custo déficit é sempre igual a 2.950 R$/MWh, não importando a profundidade do déficit. Com isso, cortar 10% da demanda custa o dobro de cortar 5% da demanda. Já na operação do sistema, utiliza-se um custo de déficit em quatro patamares, onde cortar 10% da demanda custa mais que o dobro de cortar 5% da demanda.

[44] A garantia física total do sistema pode ser interpretada como a demanda máxima que esse sistema pode atender com 95% de probabilidade. O seu processo de cálculo consiste em, dado uma configuração hidrotérmica, aumentar a demanda até que os riscos de déficit sejam iguais a 5%. Essa demanda é conhecida como carga crítica do sistema. Após esse processo, existe um critério para ratear a carga crítica entre as usinas da configuração. Sendo assim, nessa configuração, a oferta de garantia física é igual à demanda.

[45] No caso das distribuidoras, os custos com a contratação de energia acima de 103% da demanda não podem ser repassado para o consumidor final.

a revisão das garantias físicas, a oferta seria reduzida para 96 MW médios, havendo a necessidade de contratação de mais 4 MW médios para que o sistema volte ao equilíbrio.

Como a garantia física de um empreendimento é um direito adquirido e sua redução envolve perdas financeiras, o processo de revisão do critério de suprimento poderia ser atingido mantendo-se as garantias físicas originais e obrigando os consumidores livres e cativos a contratar mais do que 100% da demanda. Nesse caso, a oferta original continuaria sendo 100 MW médios que, somados aos 4 MW médios que a demanda tem que contratar, resultariam em 104 MW médios, ou seja, uma sobreoferta de 4%.

Considerando que não haveria revisão da garantia física dos empreendimentos existentes, a transição para o novo critério de segurança de suprimento (risco de déficit menor que 3%) poderia ser feita com a contratação de reserva, mecanismo previsto na Lei no 10.848/2004, e cujo primeiro leilão foi realizado em agosto de 2008. Já os novos empreendimentos a serem licitados, teriam a sua garantia física calculada de acordo com o novo critério.

Igualdade entre CMO e CME

Em julho de 2008, o CNPE mudou o critério para o cálculo da garantia física das usinas por meio da Resolução no 9. No entanto, ao contrário do esperado por todos, o critério proposto pelo conselho não se baseou no risco de suprimento, e sim na definição de um *valor de referência* para o *valor esperado do custo marginal de operação* (E[CMO]).

Com esse novo critério, não é possível saber *a priori* qual será o nível de confiabilidade de suprimento do país. Em outras palavras, a confiabilidade de suprimento deixou de ser um indicador *primário* para a necessidade de expansão da oferta e passou a ser um "efeito colateral", isso é, uma *consequência* da definição do valor de referência para o E[CMO].

Por exemplo, em julho de 2008, a EPE definiu o CME em 148 R$/MWh[46]. Como consequência, os riscos de déficit resultantes da nova metodologia do CNPE são 3,6% na região Sudeste; 2,2% na região Sul; 2,9% na região Nordeste; e 2,3% na região Norte[47]. Além de ser difícil justificar porque diferentes regiões teriam diferentes níveis de confiabilidade, chama a atenção o fato da região Sudeste, onde se concentra boa parte das atividades com alto valor agregado para o suprimento de eletricidade, ser a região com pior qualidade de suprimento.

De acordo com a resolução do CNPE, a garantia física dos novos empreendimentos será calculada utilizando a nova metodologia. No caso de usinas térmicas, isso significa uma redução tão mais severa quanto for o seu custo variável unitário (CVU), chegando a 30% no caso de térmicas a óleo. No caso das hidrelétricas, essa redução é de cerca de 6%.

A resolução estabelece também que os empreendimentos existentes com garantia física calculada e publicada pelo MME, em data anterior à data da resolução, continuarão sendo regidos pelo critério antigo (risco de déficit igual a 5%). Entretanto, a resolução não é clara com relação à garantia física das UHE existentes após a renovação das concessões.

Sendo assim, no Cenário de Expansão, as seguintes premissas foram consideradas para o cálculo da garantia física dos empreendimentos:

- Para as usinas com garantia física já calculada e publicada pelo MME, considerou-se a garantia física original;
- Para as usinas futuras, considerou-se a garantia física calculada já pelo novo critério.

Como discutido anteriormente, desde setembro de 2013, o despacho hidrotérmico passou a ser realizado considerando a metodologia de aversão ao risco CVaR na política operativa. Essa nova metodologia aumenta a garantia física de usinas hidrelétricas e usinas térmicas com baixo CVU. No caso da usina térmica com CVU elevado (> 120 R$/MWh), quanto maior o CVU, maior a redução da garantia física devido ao CVaR.

O cenário de expansão considera o impacto dessa metodologia no cálculo da garantia física dos novos projetos, mas não considera que os certificados de plantas existentes serão revistos.

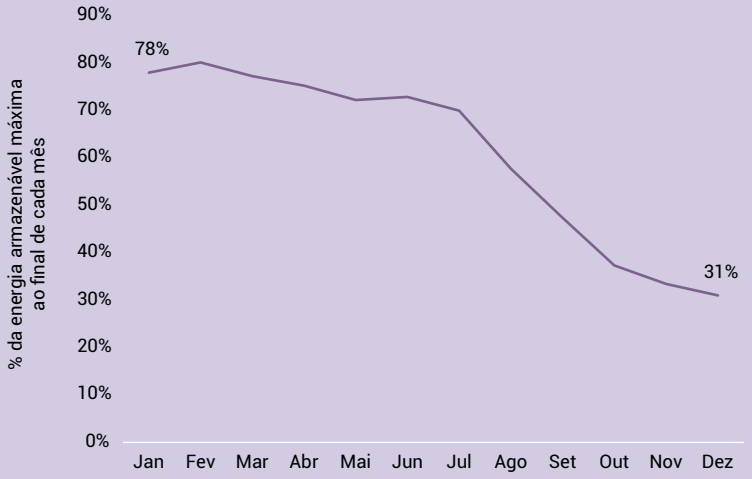
O fator de fricção

O comportamento do sistema hidrelétrico em 2012 trouxe muita perplexidade aos agentes desde o final de 2013, quando custos bilionários resultantes do acionamento de usinas termelétricas passaram a ser arcados pelos agentes. O Sistema Interligado Nacional (SIN) iniciou o ano de 2012 com o maior

[46] Observe que este valor é diferente do CME definido pela própria EPE no PDE 2007-2016.
[47] Fonte: EPE.

nível de armazenamento dos últimos 16 anos, porém, terminou com o pior nível de armazenamento dos últimos 12 anos, conforme observado na Figura 10.15.

FIGURA 10.15 – ESVAZIAMENTO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) EM 2012

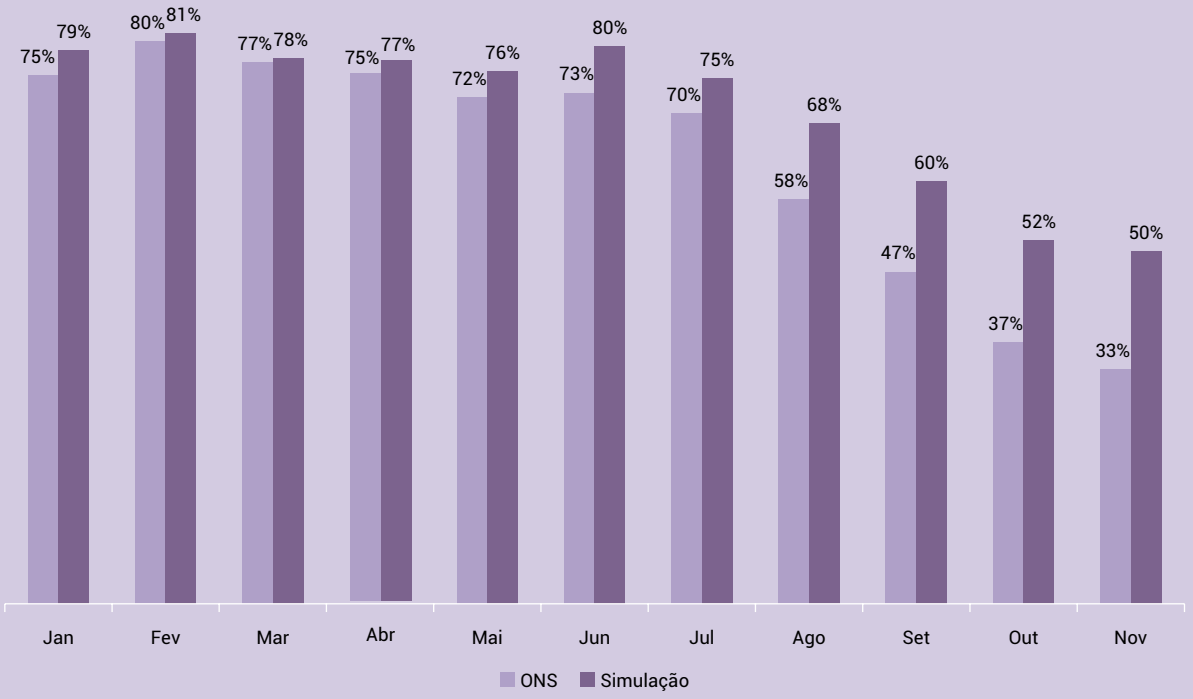


A primeira suspeita para o motivo desse esvaziamento abrupto seria uma afluência extremamente severa em 2012, porém, 20 das 80 séries do histórico (25%) são mais "secas" do que a afluência de 2012. A segunda suspeita seria um desequilíbrio entre a oferta de garantia física do sistema e a demanda. A visão dos agentes no início de 2012 era de "sobra" de garantia física no sistema, com o balanço de garantia física mostrando uma sobra de 2,4 GW médios. No entanto, devido aos atrasos na entrada em operação de nova oferta de geração (redução de cerca de 1.500 MW médios no balanço) e restrições de transmissão na região Nordeste, que reduziram em cerca de 800 MW médios no balanço, essa sobra não se materializou ao longo de 2012.

Na tentativa de encontrar uma explicação para essa depleção acentuada, foi simulada a operação do sistema para 2012 utilizando como dados de entrada os mesmos valores que efetivamente ocorreram: demanda; geração renovável (eólicas, biomassa etc.); geração térmica (mesmas decisões operativas do ONS); e afluências. A geração hidrelétrica também foi a mesma (dada pela diferença demanda – geração renovável – geração térmica), o que leva a situação onde o único "grau de liberdade" do modelo de simulação foi como esvaziar os reservatórios. O gráfico da Figura 10.16 apresenta o resultado das simulações[48].

[48] O ONS e alguns agentes procuraram reproduzir os resultados acima e obtiveram resultados diferentes. As diferenças encontradas se devem ao fato de que, a cada semana (ou mês), esses agentes voltavam a utilizar os volumes iniciais reais, ao invés do resultante da simulação. Com isso, não se representou o efeito acumulado dos desvios.

FIGURA 10.16 – 2012: SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO X VALORES REALIZADOS (ONS)

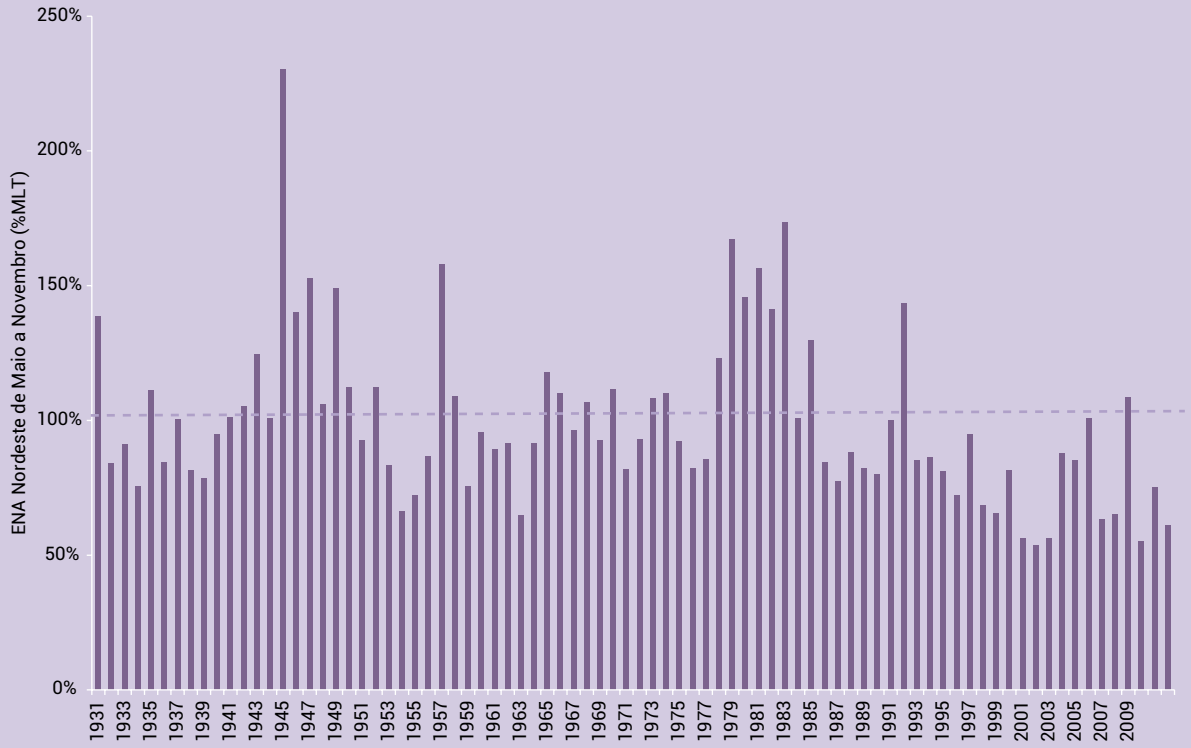


A diferença encontrada foi de 17 p.p. no nível de armazenamento do SIN, ou seja, enquanto o armazenamento real do SIN foi de 33%, a simulação resultou em um nível de armazenamento de 50% para o SIN. Dado que os técnicos do ONS seguramente sabem como operar o sistema, a única explicação é que há restrições operativas na vida real que não estão representadas no modelo de operação. Isso é preocupante porque todas as análises de risco feitas pelo governo utilizam modelos de simulação semelhantes aos que foram utilizados na presente análise; portanto, haveria um viés otimista na análise de segurança.

A forma simplificada de quantificar o efeito de restrições operativas na vida real, que não estão representadas no modelo de operação, foi dividir a energia armazenada adicional indicada pelo modelo de simulação (diferença entre 50% e 33% de armazenamento) pela energia hidrelétrica total produzida de janeiro a novembro (lembrando que a energia hidrelétrica total é idêntica para a operação real e para a simulação). O resultado obtido foi 9%. Novamente de maneira simplificada, é como se existisse um "fator de fricção" que levasse as hidrelétricas a gastar 9% a mais de água do que o esperado para produzir cada MWh.

Parte desse efeito seria explicado por afluências anômalas na região Nordeste: desde 1993 as vazões do período seco do Nordeste estão abaixo da média histórica, conforme mostrado na Figura 10.17. Como os modelos estocásticos utilizados no despacho hidrotérmico apresentam projeções que convergem para a média histórica (MLT) em um prazo de seis a 12 meses, existe um "otimismo" frequente na programação do despacho hidrotérmico, indicando uma necessidade de exportação de energia para a região Nordeste menor do que a necessária. A consequência é uma depleção real mais acelerada do que o indicado pelos modelos computacionais. Para eliminar esse viés, foram incrementadas as retiradas d'água a montante de Sobradinho no período seco, de maneira a representar, em termos médios, a média das vazões pós-1993. Trata-se de uma calibração manual feita somente para o caso do Rio São Francisco.

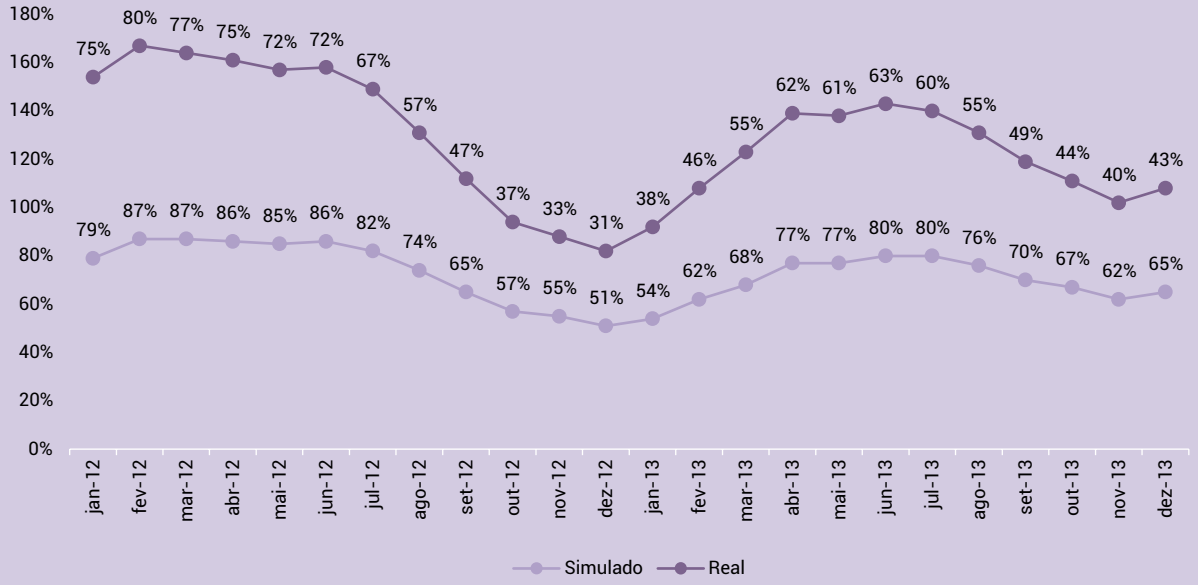
FIGURA 10.17 – HISTÓRICO DE VAZÕES DO NORDESTE



A outra parte do efeito do "fator de fricção" viria de restrições na operação das hidrelétricas que não estão incorporadas nos modelos computacionais, tais como: (i) assoreamento dos reservatórios; (ii) restrições elétricas; (iii) limites operacionais de turbinamento máximo e mínimo causados por restrições ambientais; (iv) coeficientes de produção das hidrelétricas que não estariam refletindo a real capacidade de produção física das usinas; (v) necessidade de reserva girante; entre outros. Dos 17 p.p. encontrados de diferença total no armazenamento final de 2012, 3 p.p. são explicados pelas vazões do Nordeste e 14 p.p. pelas restrições das hidrelétricas.

A Figura 10.18 apresenta o mesmo exercício apresentado para o ano 2013. Assim como ocorrido durante 2012, observa-se uma maior depleção dos reservatórios na vida real do que o indicado pelos modelos de simulação. Caso o sistema não estivesse com "fator de fricção", o nível dos reservatórios no final de dez/13 chegaria a 65% (22 pp maior). Essa diferença possibilitaria o atendimento a uma carga anual de 5,3 GW médios.

FIGURA 10.18 – 2012/2013: SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO X VALORES REALIZADOS (ONS)



Em resumo, os resultados dos modelos de simulação podem ser aproximados aos da operação real ajustando-se alguns "parâmetros". Foram identificados dois parâmetros críticos que precisariam ser ajustados:

- Vazões anômalas na região NE (que provocam uma transferência de energia para essa região maior do que a indicada pelos modelos). Esse ajuste foi realizado considerando que a projeção das vazões do Nordeste convergem para a média dos últimos 21 anos (1992-2012); e
- Desajustes entre os parâmetros reais e de projetos de usinas hidrelétricas. Esse ajuste foi realizado considerando uma redução de 4% na capacidade de produção das hidrelétricas.

Esse descompasso entre as simulações e a realidade, conhecido como fator de fricção, faz com que o sistema fique desequilibrado estruturalmente, mesmo que a oferta de energia seja igual à demanda. Caso não houvesse esse desequilíbrio estrutural, o reservatório do SIN chegaria ao final de dezembro de 2013 com um nível 22 pp mais elevado.

Necessidade de energia de reserva no sistema

Conforme discutido na seção anterior, o "fator de fricção" faz com que exista um desequilíbrio estrutural no sistema mesmo que a oferta seja igual à demanda. Para calcular o montante de energia necessário para reequilibrar o sistema, o seguinte procedimento foi utilizado:

1. Calcula-se a carga crítica do sistema por meio de uma simulação estática (a mesma utilizada para o cálculo da garantia física das usinas hidrelétricas e termelétricas), utilizando o critério atual de suprimento (simulação considerando o CVaR, CMO = CME = 139 R$/MWh, critério utilizado no A-5 de 2014), sem fator de fricção.
   a. A simulação estática representa o comportamento do sistema em equilíbrio estrutural;
   b. Esse equilíbrio é definido como 100% da demanda estar contratada com geradores cuja garantia física foi calculada para um mesmo critério de suprimento

2. Calcula-se novamente a carga crítica do sistema da mesma forma do passo 1, porém considerando o fator de fricção. Como nesse caso haverá maior esvaziamento dos reservatórios, a carga crítica do sistema será menor.
3. A necessidade de nova oferta para equilibrar estruturalmente o sistema é dada pela diferença entre a carga crítica calculada em (1) e em (2).

Foi realizado o procedimento acima para a configuração projetada para 2018. O resultado foi a necessidade de contratar 2 GW médios de nova capacidade para reequilibrar o sistema. Essa energia nova é adicional à necessidade de oferta para o atendimento ao crescimento de demanda. Existem duas abordagens para realizar essa contratação adicional:

- **Direta:** Contratação de 2 GW médios de energia de reserva. Nessa abordagem, o governo define o montante de energia que deve ser contratado através dos leilões de energia de reserva. Como a reserva não compõe lastro para o sistema, o montante contratado é adicional ao crescimento da demanda.
- **Indireta:** Reduz-se a garantia física total das hidrelétricas em 2 GW médios (está prevista uma revisão de garantia física das hidrelétricas em 2014 pela Portaria MME nº 303/2004). Essa redução causará uma redução da garantia física das UHE de 4%, resultando em falta de lastro no sistema e, consequentemente, em necessidade de contratação de energia nova.
    - A contratação da energia nova pode ser feita pelas próprias hidrelétricas, caso essas já tenham vendido energia em contratos de longo prazo; ou
    - Pelo consumidor (ACR ou ACL), pois não haverá lastro suficiente para atender o consumo.

A premissa para o cenário de expansão deste estudo é que o governo não irá rever os certificados de garantia física das usinas hidrelétricas, mesmo que se comprove na prática a existência dos fatores de fricção. Dessa forma, uma maneira de compensar o sistema é a contratação de energia de reserva para o SIN, ou seja, a abordagem Direta. Considerou-se a contratação de 1 GW médio de energia de reserva para entrada em operação em janeiro de 2018 e 1 GW médio para entrada em operação em janeiro de 2019.

Critério de planejamento da expansão do sistema

Conforme mencionado anteriormente, o plano de expansão do sistema deve respeitar os seguintes aspectos regulatórios do setor: (i) exigência de 100% de cobertura da demanda por contratos; (ii) necessidade de um grau de sobrecontratação para gerenciar incerteza no crescimento da demanda; e (iii) a reserva de geração proposta pelo governo. Além disso, o cenário deve considerar que os projetos estruturantes, como a importação de energia do Peru e Belo Monte, possuem data de entrada pré-fixada, ou seja, não dependem da necessidade de oferta e nem da sua competitividade *versus* as demais fontes.

Para determinar o grau de sobrecontratação das distribuidoras para gerenciamento da demanda, utilizou-se o modelo ESTD - estratégia de contratação para distribuidoras – desenvolvido pela consultoria PSR. A partir da informação do portfólio de contratados de uma distribuidora, o modelo determina a estratégia ótima de contratação de energia nova (Leilões A-3 e A-5) e energia existente (Leilões A-1 e Leilão de ajuste), considerando o conjunto de regras de mercado atual e a incerteza na demanda. O modelo foi aplicado para o conjunto das 23 distribuidoras mais representativas do Brasil e a simulação da estratégia de contratação considerou todo o horizonte do estudo.

Além da estratégia de contratação da distribuidora, é necessário determinar como será a contratação da energia para a expansão do Ambiente de Contratação Livre (ACL). À primeira vista, o mercado livre poderia se aproveitar da sobreoferta de energia projetada para os próximos anos para atender ao seu crescimento com energia existente, ao invés de investir em nova capacidade. Com isso, a sobreoferta do sistema seria reduzida gradualmente, pois a energia existente seria paulatinamente deslocada para o ACL.

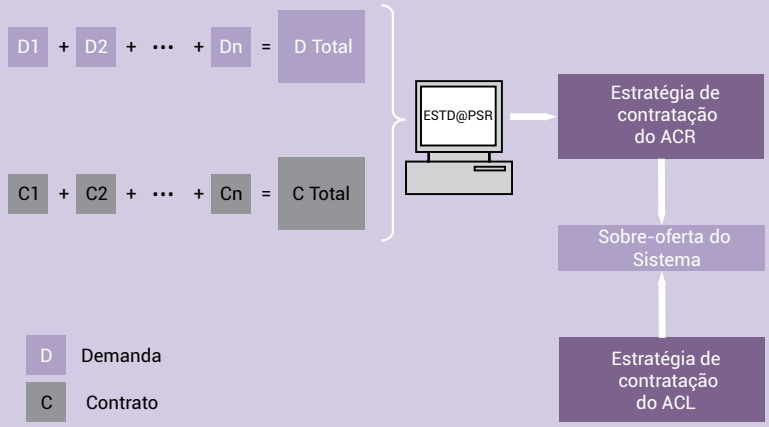
Entretanto, existem novas usinas hidrelétricas (principalmente as hidrelétricas do rio Madeira, Belo Monte e as usinas dos leilões A-5 de 2010) com uma estratégia de venda de parte de sua energia para o mercado livre. Isso significa que, mesmo com a sobreoferta projetada para os próximos anos, haverá expansão do sistema para atendimento ao ACL. O impacto da manutenção dessa sobreoferta será provavelmente uma tendência de redução de preços no mercado livre e, consequentemente, uma mudança na estratégia de venda de energia das hidrelétricas, que passarão a dedicar uma parcela cada vez menor de sua energia para o ACL. Essa tendência se verificou em 2010 com a decisão de reduzir o montante máximo de venda de energia das hidrlétricas no A-5 de dezembro de 30% para 15%. De acordo com informações do governo, o motivo para essa redução foi a dificuldade de alguns empreendedores em vender energia no ACL.

Com o objetivo de capturar essa mudança de comportamento na expansão do parque gerador do SIN, no cenário de longo prazo, as seguintes estratégias para o atendimento ao crescimento do mercado livre foram consideradas:

- 2015 a 2019: Expansão do mercado livre atendida pela parcela de energia das hidrelétricas que não foi vendida para o ACR;
- Pós-2019: Mercado livre responsável por 85% do seu crescimento (autoprodução e/ou contratação de ener-gia nova); 15% restante adquirido das sobras do risco hidrológico das UHE.

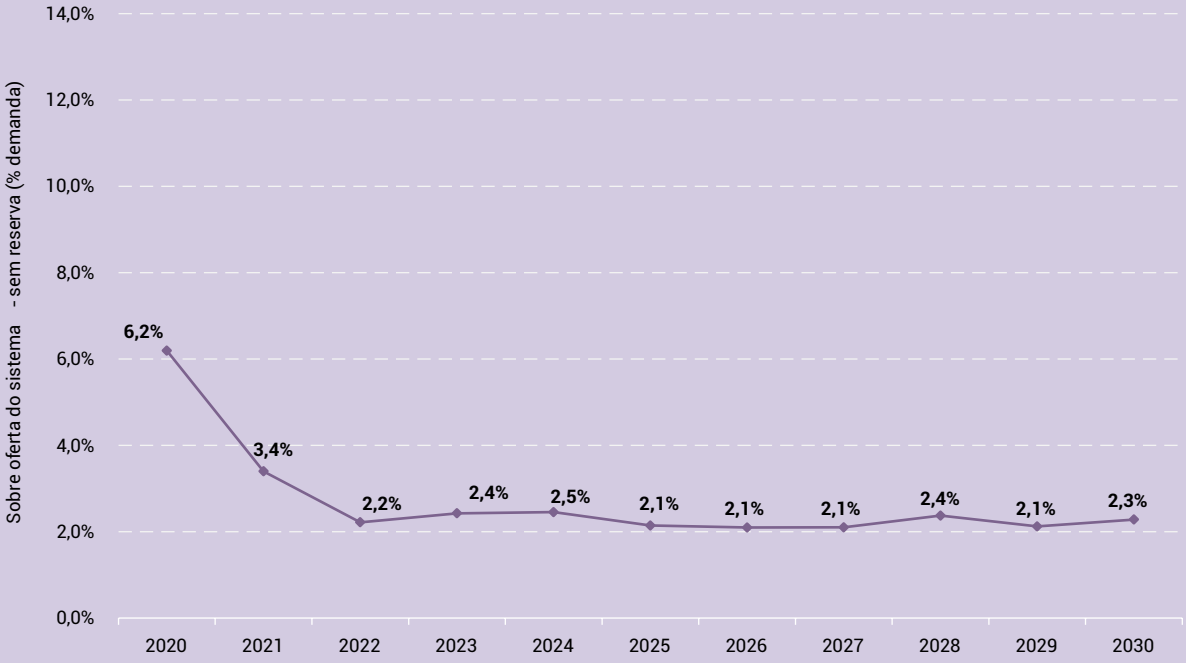
A Figura 10.19 apresenta um resumo do procedimento utilizado:

FIGURA 10.19 – METODOLOGIA PARA CÁLCULO DA SOBREOFERTA DO SISTEMA



A Figura 10.20 apresenta a evolução da sobre-oferta do sistema durante o período 2021-2030:

FIGURA 10.20 – SOBREOFERTA PROJETADA DO SISTEMA (SEM CONSIDERAR ENERGIA DE RESERVA)



Com isso, o critério para o plano de expansão pode ser resumido nas seguintes etapas:

- Define-se a data de entrada dos projetos estruturantes;
- Insere-se nova oferta no sistema até que haja uma sobreoferta de garantia física no sistema de acordo com a simulação da estratégia de contratação dos agentes;
- Insere-se a energia de reserva no sistema.

Em resumo, o plano de expansão de referência considera como critério de expansão do sistema a necessidade de coberta contratual da demanda, ou seja, respaldo de toda a energia demandada por contratos baseados em Garantia Física comprovada. Essa cobertura é medida em termos de garantia física dos empreendimentos, calculados conforme a metodologia descrita no item anterior. O cenário considera um custo de déficit com quatro patamares, sendo os riscos de déficit e o custo marginal de operação um subproduto desse processo, não guardando relação com o custo marginal de expansão[49].

[49] A razão principal é que existem usinas no sistema com garantias físicas calculas com distintos critérios.

Simulação do despacho hidrotérmico do sistema

Depois de convergido o processo de ajuste do cenário, é necessário simular o sistema, considerando *todos os procedimentos operativos* atualmente em vigor, descritos a seguir.

Reajuste dos Custos Variáveis Unitários

As termelétricas contratadas nos leilões de energia nova possuem reajuste da parcela do CVU relativa ao custo de combustível. Por exemplo, as termelétricas que ganharam o primeiro leilão de energia nova, realizado em dezembro de 2005, possuem CVU reajustado anualmente com base na variação do preço do combustível em outubro do ano corrente e outubro do ano anterior. Já para as termelétricas contratadas nos leilões a partir de 2007, o custo com combustíveis é reajustado mensalmente conforme a variação do preço internacional do combustível.

A CCEE é o órgão responsável por reajustar o CVU das termelétricas e informar os novos valores para que o ONS os utilize no PMO. Esse reajuste é feito mensalmente com base nas regras de cada leilão

de energia nova, sendo que o novo valor permanece constante durante todo o horizonte do PMO. Isso significa que se o CVU de uma térmica a gás natural aumentar devido a um problema conjuntural, esse valor irá influenciar a projeção de PLD de todo o horizonte.

Neste estudo, visando a incorporar os reajustes sucessivos dos CVU ao longo do horizonte do estudo, em cada etapa da rodada encadeada descrita no item anterior, o CVU das termelétricas é reajustado com base em uma projeção do preço internacional dos combustíveis. Para o ano de 2014, foram utilizados os reajustes dos CVU modelados no PMO de agosto. Para os demais anos, o CVU foi reajustado de acordo com as projeções dos preços do carvão importado (US$/ton), Henry Hub (US$/MMBtu) e do petróleo (US$/bbl)[50] até 2030. A Figura 10.12 apresenta os valores utilizados para projeção:

TABELA 10.2 – PROJEÇÃO DE COMBUSTÍVEL (MOEDA CONSTANTE).

Ano	Petróleo (US$/bbl)	Henry Hub (US$/MMBtu)	Carvão Imp. (US$/ton)
2016	74	3.8	68
2017	79	3.9	70
2018	79	4.3	72
2019	80	4.7	74
2020	81	5.0	75
2021	83	5.1	77
2022	85	5.2	79
2023	88	5.3	81
2024	90	5.4	83
2025	92	5.5	85
2030	105	5.7	95

Fonte: Relatório EIA de 2015 (Petróleo e Henry Hub); PSR (Carvão).

Se os preços dos combustíveis são mais elevados do que os mostrados na tabela, eles irão afetar os custos variáveis do gás, do carvão importado e da geração movida a óleo, mas sua consequência sobre a projeção de preços futuros será limitada porque o PLD é baseado nos valores de água das usinas hidrelétricas, que por sua vez é uma média dos custos de oportunidade da hidroeletricidade calculados para diversos cenários hidrológicos. Como a maioria (80%) dos cenários hidrológicos resulta em vertimento (zero como custo de oportunidade para a água), alguns cenários (~ 15%) conduzem a unidades térmicas como marginais (tendo os custos variáveis como o custo de oportunidade para a água), e muito poucos cenários (~ 5%) levam a déficits (custo déficit como custo de oportunidade para a água), a média dos diferentes custos de oportunidade produz um número que suaviza o efeito das variações de preços de combustível imediatas no preço à vista da energia. A razão subjacente para isso é o fato de que usinas termelétricas são responsáveis por 25% da nossa capacidade instalada, mas por menos de 10% na produção de energia, e usinas a gás representam cerca de 60-70% da capacidade instalada termelétrica no país. Essa configuração é susceptível de ser alterada no futuro (como mais geração térmica se desenvolve) e é totalmente captada em nossas simulações de acordo com o cenário de expansão.

[50] Com base no preço do petróleo projetou os preços do óleo combustível e do óleo diesel.

Resolução CNPE nº 3

A Resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013, define a adoção de mecanismos de aversão ao risco explícitos na metodologia de cálculo do PLD a partir de setembro de 2013 e também muda as regras de alocação para o pagamento do Encargo de Serviço do Sistema, que serão agora distribuídos entre todos os agentes participantes do mercado: geradores, comercializadores e consumidores.

O MME publicou a nova metodologia a ser utilizada para calcular os preços de curto prazo (PLD), que foi implementada a partir de setembro de 2013. A metodologia adotada foi o CVaR. Essa é uma metodologia probabilística, em que a aversão ao risco é representada por meio de custos operacionais e o modelo busca minimizar uma combinação convexa dos valores esperados de custo operacional e "valor em risco condicional" (CVaR) do mesmo custo. De maneira simplificada, a nova função objetivo dos modelos de despacho hidrotérmico vai passar da minimização do valor esperado dos custos operacionais (Min E (CO)) para a minimização de uma combinação convexa dos valores esperados de custo operacional e de CVaR do mesmo custo para um determinado nível de risco α: $(1-\lambda) \times E(CO) + \lambda\, CVaR\alpha(CO)$, onde α é um parâmetro (entre zero e 1) definido pelo operador do sistema. Os parâmetros definidos para 2014 são: $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$.

Nesta metodologia, o perfil de aversão ao risco é representado indiretamente pela seguinte relação: (i) cenários de maior custo de operação são representados por CVaR na soma ponderada acima; (ii) por sua vez, os cenários mais caros tendem a ser associados com condições hidrológicas mais secas, o que provavelmente inclui o subconjunto de cenários em que ocorreram algum déficit.

Em resumo, a nova metodologia introduz mecanismos de aversão ao risco no cálculo da política operativa hidrotérmica para aumentar a segurança do abastecimento e capturar o custo dessa aversão ao risco no PLD. Este estudo foi realizado considerando a metodologia de aversão ao risco CVaR e utilizando os parâmetros oficiais definidos pelo MME.

Procedimentos operativos de curto prazo (Nível Meta)

A Resolução CNPE nº 3 diz que o Operador Nacional do Sistema (ONS) pode despachar usinas termelétricas fora da ordem de mérito, a fim de aumentar a segurança do abastecimento. Esse despacho foi modelado por meio da simulação do Procedimento Operativo de Curto Prazo (conhecido como POCP). Embora o MME tenha dito que esse procedimento seria muito pouco utilizado após a implementação do CVaR, o operador do sistema continuará a despachar termelétricas fora da ordem de mérito, a fim de atender aos níveis meta pré-definidos dos reservatórios para o final de novembro de cada ano. A metodologia do POCP é descrita a seguir.

O ONS propôs em 2008 uma mudança na metodologia operativa, visando a aumentar a segurança de suprimento. De maneira simplificada, procura-se atingir níveis de armazenamento considerados "seguros" ao final de novembro (início da estação chuvosa): 38% no SE e 35% no NE[51]. A proposta do ONS passou por Audiência Pública (062/2008) e foi aprovada pela Resolução Normativa nº 351, de 2009. Esse novo procedimento operativo de curto prazo (POCP), conhecido como "nível meta" foi implementado no SDDP.

Assim, o CVU das térmicas que são acionadas pelo nível meta não é utilizado na formação do PLD, sendo a diferença entre o CVU e o PLD paga pelos consumidores através do Encargo de Serviço do Sistema (ESS). No entanto, esses despachos influenciam a evolução da trajetória de armazenamento, o que, por sua vez, influencia na evolução dos PLD. Visando a representar essa influência, o seguinte procedimento foi utilizado:

i. **Simulação física do sistema:** Calcula-se a política operativa do sistema considerando os níveis meta para se obter a FCF e as trajetórias de armazenamento do sistema;

ii. **Simulação comercial do sistema:** Com base na FCF e na trajetória de armazenamento do item anterior, simula-se o sistema sem considerar os níveis meta, e assim obter os PLD.

Simulação do fator de fricção

Conforme discutido anteriormente, a simulação do sistema foi realizada considerando o "fator de fricção", através dos seguintes ajustes no modelo de despacho hidrotérmico:

- Vazões anômalas na região NE (que provocam uma transferência de energia para essa região maior do que a indicada pelos modelos). Esse ajuste foi realizado considerando que as projeções de vazões do Nordeste convergem para a média dos últimos 21 anos (1992-2012); e
- Desajustes entre os parâmetros reais e de projetos de usinas hidrelétricas. Esse ajuste foi realizado considerando uma redução de 4% na capacidade de produção das hidrelétricas.

O "fator de fricção" é considerado apenas na simulação final do sistema, uma vez que não é utilizado no cálculo da FCF, ou seja, no cálculo do valor da água.

[51] Valores aprovados pela Aneel no início de 2013 e utilizados neste estudo.

10

Anexo II
MODELO COMPUTACIONAL DE DESPACHO SDDP

Para simular o despacho hidrotérmico do sistema brasileiro foi utilizado o modelo SDDP. O SDDP[52] é um modelo de otimização/simulação operativa de sistemas hidrotérmicos, com representação integrada da rede de transmissão e da infraestrutura de produção e transporte de gás natural. Ele foi desenvolvido no início da década de 1990, e vem sendo utilizado em estudos e/ou como parte do centro de despacho de mais de 40 países, incluindo todos os países da América do Sul, Central e América do Norte, Europa Ocidental (Áustria, França, Espanha e Noruega), os nove países da região dos Bálcãs, Turquia e Ásia/Oceania (Nova Zelândia, China e Malásia). No Brasil, o SDDP passou a ser utilizado a partir de 1998, com a primeira reforma setorial, tanto por empresas do setor elétrico (por exemplo, CPFL) como de gás (por exemplo, Petrobrás).

As principais características de modelagem do SDDP são:

- Representação detalhada ("as usinas individualizadas") do sistema hidrelétrico: Balanço hídrico nas usinas "em cascata", representação de limites de armazenamento, volume morto, turbinamento máximo, defluências mínima e máxima, coeficientes de produção de energia, curva de aversão a risco (CAR) etc.;
- Modelo estocástico de vazões que representa as características do sistema hidrológico (sazonalidade, dependência temporal e espacial, secas severas etc.);
- Representação detalhada das usinas térmicas (curvas de eficiência côncavas ou convexas, térmicas multicombustível, custo de *Start-up* etc.);
- Representação geral de restrições de combustível e detalhada do sistema de produção e transporte de gás natural (produção nos poços, rede de gasodutos, demanda de gás "não termoelétrica", importações de GNL etc.);
- Representação detalhada da rede de transmissão: Modelo de fluxo de potência ativa (as duas leis de Kirchhoff), com perdas quadráticas, limites nos fluxos de potência, restrições de segurança elétrica, tais como o critério N-1, limites de exportação e importação entre áreas elétricas, e limites nas somas de produções e fluxos nas "*tie lines*". Alternativamente, pode-se utilizar uma representação mais agregada, com limites de intercâmbio entre regiões ou submercados;
- Possibilidade de otimização operativa integrada de vários países, ou de operação coordenada entre eles (intercâmbio de oportunidade baseado nos custos marginais de curto prazo em cada país, a cada estágio);
- Representação da demanda por patamar e por barra elétrica em estágios mensais e semanais (para estudos de longo e médio prazos) ou até estágios horários (para estudos de curto prazo).

O SDDP produz dois grupos principais de resultados:

i. **Estatísticas operativas:** Geração de cada usina hidrelétrica e térmica por estágio, patamar e cenário hidrológico; custos operativos térmicos; consumo de combustível; risco de déficit e valor esperado da energia não suprida; intercâmbios de energia entre regiões e fluxos de potência em cada circuito.

ii. **Informações econômicas:** Custos marginais de operação (CMO) por estágio, patamar e cenário hidrológico, por submercado ou para cada barra elétrica; benefício marginal resultante de um aumento da capacidade instalada de usinas térmicas, da potência/armazenamento de usinas hidrelétricas; e de um reforço na capacidade de intercâmbio entre regiões ou de circuitos de transmissão específicos.

[52] O nome SDDP vem da metodologia de otimização da política operativa ("*Stochastic Dual Dynamic Programming*" – programação dinâmica estocástica dual). A mesma metodologia é usada no modelo NEWAVE.

11

Anexo III
CUSTOS DE IMPLEMENTAÇÃO E EMISSÕES

Para as estimativas de custos de implementação das medidas de EE para o horizonte de estudo, foram utilizadas as considerações presentes na Tabela 12.1:

TABELA 12.1 – CUSTOS DE IMPLEMENTAÇÃO DE MEDIDAS

Medidas	Prazo	Considerações	Custo acumulado (milhões 2015 R$) até 2030
Níveis mínimos compulsórios de EE	Curto	O custo de implementação dessa medida envolve reuniões entre tomadores de decisão que já estão previstas em orçamento.	0
Rever a alocação de recursos do PEE	Médio	Realocação de recursos, não envolve custos adicionais.	0
Portal de Eficiência Energética	Curto	O custo de implementação dessa medida está relacionado ao custo de desenvolvimento e manutenção da plataforma Web. Admitimos R$ 2 milhões para o desenvolvimento inicial da plataforma, com todas suas funcionalidades, e 20% desse valor como custo anual de manutenção, suporte e aperfeiçoamentos.	8
Capacitação e conscientização	Curto	O custo para capacitação depende de quantas instituições de ensino serão utilizadas, custo médio por aluno, contratação de professores e compra de material didático. Já o custo para conscientização depende de campanhas publicitárias, canais de comunicação utilizados e abrangência (nacional, estadual ou regional). Consideraremos R$ 3 milhões/ano para esta atividade.	45
Melhorias no BNDES Eficiência (ex-ProEsco)	Médio	O custo de implementação dessa medida depende de quantas pessoas e horas serão utilizadas em reuniões, elaboração de relatórios e pareceres que levem a alteração na política de crédito do banco. Trata-se de um custo administrativo vigente do BNDES, portanto não consideraremos custos *adicionais*.	0
Auditorias energéticas	Curto	Os custos de auditorias energéticas são estimados como pequena fração do custo de implantação das ações de EE no horizonte 2030. Considerando o tempo de *payback* médio das ações e que essas auditorias representam 3% do investimento em EE (valor referencial), as auditorias custariam R$ 50 milhões por ano.	750
Tributação reduzida e *rebates* de produtos eficientes	Médio	O custo de implementação dessa medida depende de quantas pessoas e horas serão utilizadas em reuniões, elaboração de relatórios e pareceres que levem a publicação de portarias ou leis específicas. O custo administrativo já existe (não consideraremos custos *adicionais*). Admitiremos que a redução tributária unitária será compensada por acréscimo de venda de produtos eficientes, sem perda de arrecadação os governos.	0
Realização de contratos de performance com as ESCO	Curto	A medida proposta tem seu custo de implementação atrelado a uma mudança na política de financiamento do BNDES. Propomos uma flexibilização nas operações de financiamento do banco para ESCO, reduzindo exigências de instrumentos garantidores por meio do aumento de *spread* de risco (assumido 1,5%) nos juros das operações de crédito. Essa pode ser uma medida importante para reduzir a barreira financeira e estimular as empresas a realizarem EE via contratos de *performance*.	**750**

Medidas	Prazo	Considerações	Custo acumulado (milhões 2015 R$) até 2030
Redes de Eficiência Energética	Curto	Pode-se estimar com base nos custos de implantação de Redes de EE pela empresa alemã LEEN. Considerou-se 10 redes por ano.	30
Incentivo à geração distribuída	Curto	A alteração da resolução ANEEL 482 em novembro de 2015 trouxe grande incentivo para essa medida. De modo que os custos para aprimoramento adicional envolvem reuniões que já ocorrem periodicamente entre os tomadores de decisão.	0
Padrões de desempenho energético e M&V	Médio	A medida contempla um reforço no orçamento do Procel de R$ 30 milhões por ano (o orçamento atual é da ordem de R$ 20 milhões, mas no passado foi superior a R$ 100 milhões) para aumentar seu escopo de atuação com relação aos produtos que recebem selo e disseminação do significado do selo e sua importância para uma compra mais consciente de equipamentos.	450
Projetos de pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias	Curto	Estimamos um investimento em P&D de novas tecnologias e serviços energeticamente eficientes com recursos diversos (startups, parcerias público privadas – PPP, centros de pesquisas, universidades, laboratórios e outros. Uma parte destes recursos poderia vir dos gastos de projetos de P&D da Aneel pelas concessionárias de energia. Admitimos um total de R$ 50 milhões por ano.	750
Gestão energética ISO 50.001	Médio	O custo de implementação dessa medida corresponde a um incentivo ao Comitê responsável no âmbito da ABNT (CB-116).	1
Leilões de eficiência energética	Médio	O custo de implementação dessa medida depende do número de pessoas e quantidade de horas utilizadas por elas no desenvolvimento de uma solução para a operacionalização de um leilão por ano a R$ 1 milhão.	15
Desacoplamento tarifário	Médio	O custo de implementação dessa medida depende de reuniões, elaboração de estudos de impacto regulatório e pareceres que levem à publicação de portarias ou leis específicas.	10
Incluir EE na ementa escolar	Médio	O custo de implementação dessa medida depende da definição de quantas instituições de ensino serão utilizadas, seu custo médio por aluno, contratação de professores e compra de material didático.	10
Criação de fundo garantidor (ex. EEGM)	Médio	O custo de implementação dessa medida depende de reuniões para desenvolvimento de solução para a operacionalização do fundo.	0
Off Balance Sheet	Médio	O custo de implementação dessa medida depende de reuniões para o desenvolvimento de uma solução para a operacionalização do modelo de negócios.	0
Total			2819

As emissões evitadas por medidas foram calculadas tomando por base os resultados das simulações para os cenários agregados e realizando a desagregação por meio da atribuição de pesos para as quatro categorias de medidas:

TABELA 12.2 – EMISSÕES EVITADAS POR MEDIDA

Cenário	Medidas	Categoria	Emissões evitadas (MtCO2)		Peso
			Total medidas	Por medida	
INDC	Níveis mínimos compulsórios de EE	Aspectos institucionais, legais e regulatórios	19	2,71	2
	Rever a alocação de recursos do PEE	Aspectos institucionais, legais e regulatórios		2,71	2
	Portal de Eficiência Energética	Formação, capacitação, divulgação e marketing		4,07	3
	Capacitação e conscientização	Formação, capacitação, divulgação e marketing		4,07	3
	Melhorias no BNDES Eficiência (ex-PROESCO)	Incentivos financeiros e/ou tributários		2,71	2
	Realização de auditorias energéticas	Ambiente de negócios		2,71	2
INDC+	Tributação reduzida e "rebates" para produtos eficientes	Incentivos financeiros e/ou tributários	19	5,07	4
	Contratos de performance com ESCO	Ambiente de negócios		2,53	2
	Rede de Eficiência Energética	Ambiente de negócios		2,53	2
	Incentivo à geração distribuída	Aspectos institucionais, legais e regulatórios		2,53	2
	Padrões de desempenho energético e M&V	Aspectos institucionais, legais e regulatórios		2,53	2
	Projetos de P&D de novas tecnologias	Formação, capacitação, divulgação e marketing		3,80	3
INDC++	Gestão energética (ISO 50.001)	Ambiente de negócios	9	1,00	2
	Leilões de eficiência energética	Ambiente de negócios		1,00	2
	Desacoplamento tarifário	Aspectos institucionais, legais e regulatórios		1,50	3
	Incluir EE na ementa escolar	Formação, capacitação, divulgação e marketing		1,50	3
	Criação de fundo garantidor (ex. EEGM)	Incentivos financeiros e/ou tributários		2,00	4
	Off Balance Sheet	Incentivos financeiros e/ou tributários		2,00	4

Para a estimativa dos custos de implementação das ações de EE, utilizou-se a metodologia dos custos nivelados de eficiência energética (LCOEE), por meio da relação entre a anuidade do investimento e a energia anual conservada. Para cada R$ investido anualmente em EE, cabe encontrar a quantidade de energia conservada por ação. Essa última é obtida indiretamente do *payback* de cada ação, sua vida útil, taxa de desconto (arbitrada em 10% ao ano), tarifa de energia (valores médios Aneel – ver tabela), que representam o custo de oportunidade para a energia conservada em função da tipologia do cliente.

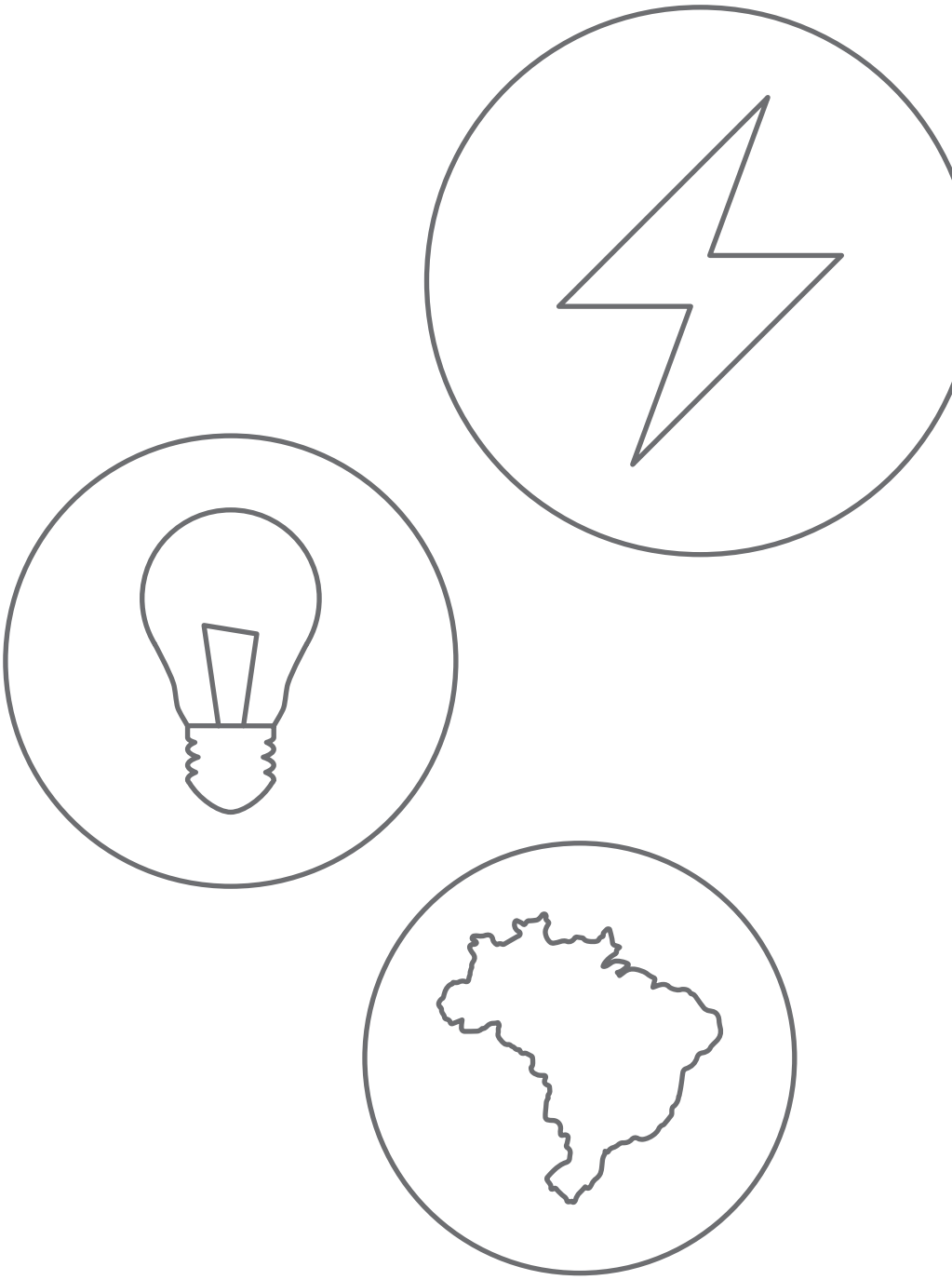
Para o cálculo das emissões evitadas por ação, foi utilizado o fator de emissão médio de 2015 (MCTI, 2016) igual a 0,12 tCO_2/MWh (120 tCO_2/GWh), bastando em cada caso multiplicar o potencial de conservação (GWh) por esse fator de emissão unitário.

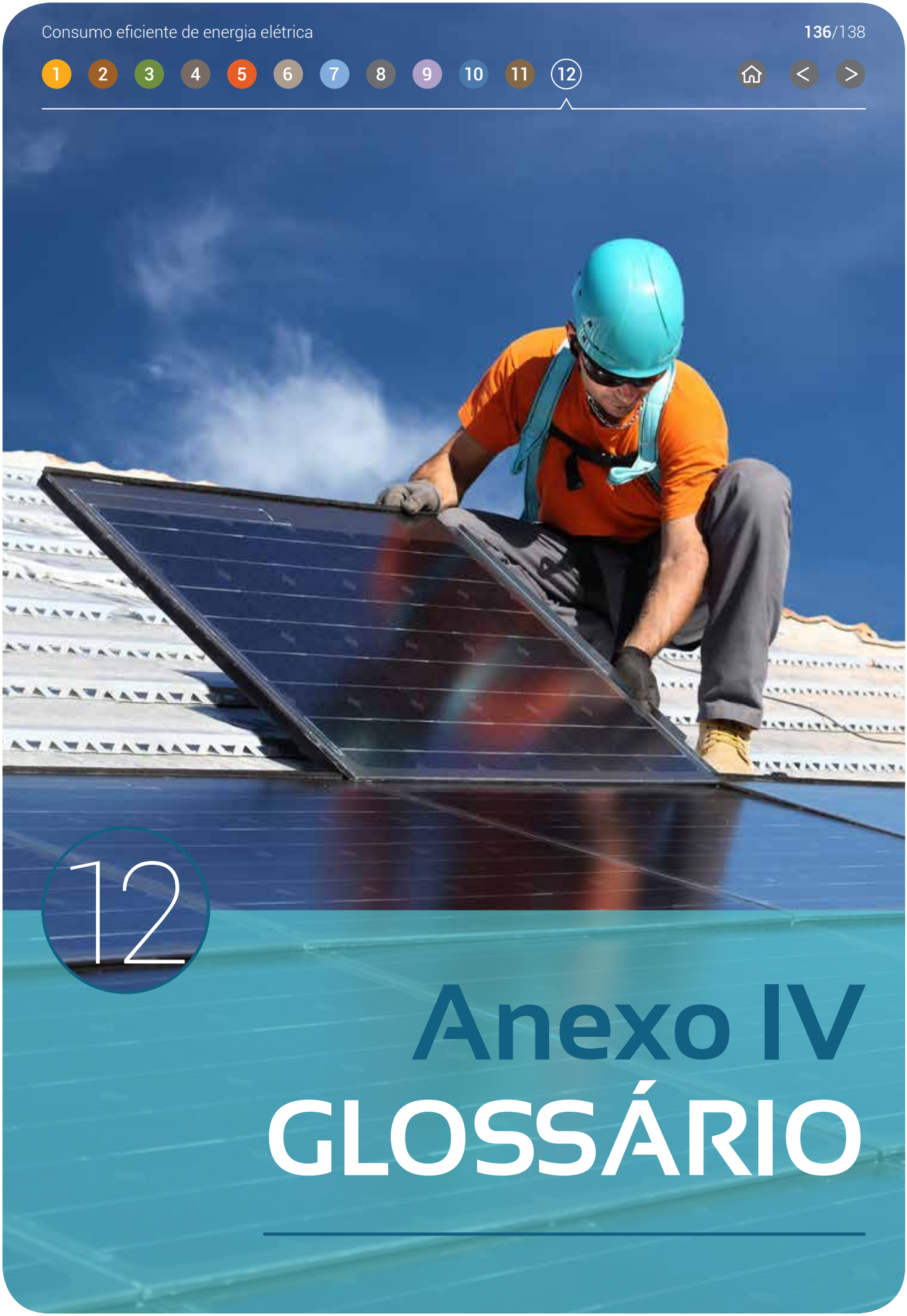
As tarifas consideradas para as diferentes classes de consumo são apresentadas na Tabela 12.3. Os impostos foram desconsiderados para as classes Industrial e Outros.

TABELA 12.3 – TARIFAS CONSIDERADAS PARA CÁLCULOS

Classe de Consumo	Tarifa Média de Fornecimento (R$/MWh)	Tarifa Média de Fornecimento com Tributos (R$/MWh)
Comercial, Serviços e Outras	293.05	403.75
Consumo Próprio	308.26	372.45
Iluminação Pública	178.87	239.69
Industrial	249.01	335.32
Poder Público	305.96	384.65
Residencial	305.35	419.34
Rural	213.10	256.51
Rural Aquicultor	169.92	192.60
Rural Irrigante	171.49	193.77
Serviço Público (água, esgoto e saneamento)	219.79	283.37
Serviço Público (tração elétrica)	221.40	270.88
Totais	**276.97**	**374.35**

Fonte: ANEEL (2016).





12

Anexo IV
GLOSSÁRIO

A-3 / A-5
Ver "LEN A-3/A-5"

ACEEE - American Council for an Energy-Efficient Economy
O Conselho Americano para uma economia energeticamente eficiente é uma organização não governamental dos EUA que fomenta a eficiência energética por meio de estudos, programas de investimentos, atuação política e outros mecanismos.

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica
Agência reguladora do setor de energia elétrica no Brasil, responsável por estabelecer as regras e condições gerais para os agentes.

CMO – Custo Marginal de Operação
Representa o custo (em R$/MWh) de se aumentar marginalmente a demanda do sistema. O CMO de um sistema hidrotérmico depende do custo de oportunidade da água armazenada, envolvendo análises complexas que são realizadas por modelos computacionais.

CVU – Custo Variável Unitário
É o custo variável de geração de uma usina, em R$/MWh. Deve incluir gastos com combustível e de O&M, mas não considera custos fixos ou remuneração do investimento.

Despacho Hidrotémico
É a decisão de fazer uma usina gerar energia em um determinado momento. No Brasil, o despacho do SIN é hidrotérmico, pois nossa matriz interligada é predominantemente composta por usinas hidrelétricas e termelétricas.

Energia Nova
Energia proveniente de usinas a serem construídas.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Empresa pertencente ao governo federal encarregada de realizar estudos técnicos de planejamento energético para o MME.

ESCO – Empresas de Serviços de Conservação de Energia
Empresas de engenharia que oferecem serviço especializado com o objetivo de auxiliar os consumidores a identificar e implementar medidas de eficiência, não só no uso de energia como também de água e outras utilidades.

GF – Garantia Física
A garantia física de uma usina, calculada por modelos computacionais, representa a contribuição da usina para a segurança de suprimento do sistema, e é igual à máxima energia que ela pode vender em contratos.

LEN A-3/A-5 – Leilão de energia nova "A menos 3"/ "A menos 5"
Leilões para contratação de energia nova pelas distribuidoras, para atender o crescimento da demanda. Leilões A-3 são para entrega três anos após a realização do leilão, e A-5 para entrega cinco anos depois.

M&V – Medição e Verificação

MME – Ministério de Minas e Energia
É o responsável pela formulação e implementação da política energética brasileira. Coordena o CNPE, supervisiona empresas públicas, prepara os planos de expansão e define a garantia física das usinas.

ONS – Operador Nacional do Sistema
Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pela operação de curto prazo e despacho físico do sistema.

PCH – Pequena Central Hidrelétrica
É definida como PCH qualquer unidade geradora hidrelétrica com potência inferior a 50 MW, que são tratadas diferentemente das hidrelétricas tradicionais em alguns aspectos.

PDE – Plano Decenal de Expansão
Documento publicado anualmente pela EPE que descreve o seu planejamento de longo prazo para o sistema elétrico, com horizonte de dez anos.

PEE – Programa de Eficiência Energética
Programa da Eletrobras que promove o investimento em EE por parte das distribuidoras.

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças
É o preço de liquidação da energia no mercado *spot*, definido a partir do CMO, com aplicação de um "piso" e um "teto". É calculado semanalmente pelo DECOMP, para três patamares de carga (pesado, intermediário e leve) e quatro submercados (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste-Centro-Oeste).

PMO – Programa Mensal da Operação
Documento publicado mensalmente pelo ONS que descreve a situação atual do sistema elétrico e projeções para os próximos cinco anos.

Proinfa – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
Programa implementado em 2004 para subsidiar projetos de fonte eólica, biomassa e PCH e ampliar sua participação na matriz energética brasileira. Também se refere ao encargo criado para financiar o programa.

SIN – Sistema Interligado Nacional
É a principal rede interligada de transmissão e distribuição do Brasil, que cobre grande extensão do país e atende a 98% da carga do sistema. Os outros 2% são atendidos por cerca de 300 sistemas isolados.

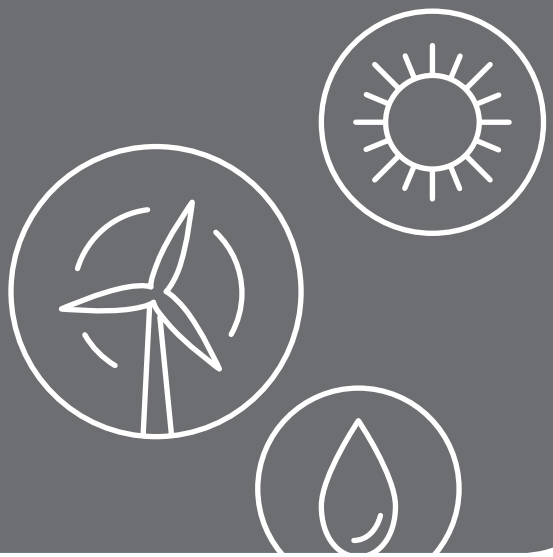
SDDP
Modelo de otimização desenvolvido pela PSR Inc para simulação de sistemas hidrotérmicos.

UHE – Usina Hidrelétrica

UTE – Usina Termelétrica

Nota de Isenção de Responsabilidade

Este documento foi publicado em nome do CEBDS. Isso não significa que todos os associados do CEBDS endossem ou concordem necessariamente com todas as declarações neste relatório. Fica a critério do leitor usar o relatório ou nele basear-se.



Apoio estratégico:

iCS
instituto
CLIMA e SOCIEDADE

cebds

Conselho Empresarial Brasileiro
para o Desenvolvimento Sustentável