transição energética

PANORAMA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Apoio Institucional

iCS instituto CLIMA e SOCIEDADE

VERSÃO 2019

Editorial

PANORAMA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

transição energética

PERFIL DE PAÍS

Panorama do Sistema Elétrico Brasileiro
Versão 2019

ESTUDO POR

Instituto E+ Transição Energética

Rua General Dionísio, 14 - Humaitá
Rio de Janeiro/RJ | Brasil | 22271 050
Tel: +55 21 3197 6580

contato@emaisenergia.org
www.emaisenergia.org

AUTORES PRINCIPAIS

Carola Griebenow
Amanda Ohara

ATUALIZAÇÃO

Stephanie Murta Gomes

REVISÃO TÉCNICA

Nathalia Paes Leme

COORDENAÇÃO EDITORIAL

Marisa Bastos

PROJETO GRÁFICO

Débora Klippel

PUBLICAÇÃO: Fevereiro 2020

AGRADECIMENTOS

Ana Toni
Luiz Barroso
Philipp Hauser
Roberto Kishinami

Citar como

Instituto E+ Transição Energética (2019):
Panorama do Sistema Elétrico Brasileiro.
Rio de Janeiro/RJ – Brasil

Apoio Institucional

iCS instituto CLIMA e SOCIEDADE

Caros leitores,

A transição energética que estamos vivenciando é uma transformação profunda na forma como o mundo produz, transmite, distribui e consome energia. Os sistemas energéticos serão redesenhados nas próximas décadas, o que afetará a geopolítica, os negócios, os governos, a sociedade e seus indivíduos. As preocupações com as mudanças climáticas e a segurança energética estão na origem desse processo. No entanto, os custos decrescentes das fontes de energias renováveis estão alterando os sistemas energéticos tradicionais, baseados em combustíveis fósseis, mesmo sem subsídios.

Formuladores de políticas em todo o mundo estão atentos às oportunidades que se abrem por meio da incorporação das novas tecnologias aos seus modos de produção. O investimento na transição energética é uma oportunidade de crescimento econômico. No entanto, muitos países precisarão de décadas para substituir suas capacidades existentes de geração de energia, baseadas em fontes tradicionais, e estabelecer sistemas elétricos renováveis, mais baratos e mais limpos. Neste aspecto, o Brasil sai na frente. Seu atual sistema elétrico predominantemente renovável e diversificado, com potencial de expansão a baixo custo, representa a oportunidade de eletrificar outros setores da economia, gerando assim eficiência energética e econômica e, além disso, reduzindo emissões de carbono.

Neste documento, apresentamos uma atualização do Perfil do setor elétrico Brasileiro como base para um diálogo sobre os fundamentos e potencialidades da transição energética para o nosso pais.

Alguns pontos merecem destaque na evolução do setor elétrico ao longo deste ano. O primeiro deles é que os preços de energia solar fotovoltaica e eólica continuam caindo nos leilões de energia, reforçando a crescente competitividade dessas fontes. Em contrapartida, se observa a previsão do aumento da capacidade de geração termelétrica a gás natural e GNL. A justificativa é que o aumento da geração variável das fontes solar e eólica demanda o complemento da geração a gás como recurso flexível. No entanto, esta lógica carece da avaliação e mobilização de outros recursos flexíveis de menor custo, sejam existentes ou em potencial. Exemplos são a mobilização da capacidade de geração flexível das hidrelétricas com reservatórios, a flexibilização do parque termoelétrico existente e a integração de recursos energéticos distribuídos, tais como a resposta da demanda.

O terceiro ponto de destaque foi o ritmo de crescimento da fonte solar na geração distribuída (GD), que superou o marco de 1,0 GW em julho de 2019 e quase dobrou para 1,8 GW na segunda metade do ano. Esse crescimento exponencial é resultado dos incentivos proporcionados pela regulação da ANEEL (Resoluções Normativas 482/2012 e 687/2015), que permite que o consumidor que gera sua energia elétrica com fontes renováveis possa usar a rede pública sem custos e com isenção das taxas que aplicam para outros consumidores. A polêmica da revisão da resolução, referente aos custos e benefícios da expansão da GD, é um exemplo da complexidade do tema e dos conflitos que podem aparecer numa transição energética não estruturada.

Por fim, destacamos que as tarifas de eletricidade continuam aumentando a uma taxa maior do que a inflação. O custo de energia no Brasil é um dos maiores do mundo. Além de comprometer a renda das famílias e a competitividade industrial do país, isto dificulta o processo da eletrificação como vetor de eficiência econômica e energética da economia Brasileira.

A transição energética tem poder de reduzir o custo da energia no país, aproveitando as novas fontes como uma oportunidade de alavancar o desenvolvimento da economia brasileira. O debate da reforma do setor elétrico brasileiro, hoje em curso, é o caminho para esta transformação, que passa pelo desenho de um sistema energético moderno, diversificado, estável, resiliente e alinhado com os imperativos de mitigação e adaptação das mudanças climáticas.

Esperamos que o documento contribua para ampliar o pensamento crítico construtivo sobre as oportunidades de uma transição energética brasileira bem-sucedida.

Amanda Ohara
Coordenadora Técnica do Instituto E+ Transição Energética

Conteúdo

1 Visão Geral 10

2 Estrutura da Indústria, Principais Empresas e Regulação 14

2.1. Estrutura da Indústria 15

2.2. Marco Político e Regulatório 20

3 Consumo e Geração de Eletricidade 22

3.1. Capacidade Instalada 23

3.2. Geração 24

3.3. Consumo 24

3.4. Pico de Demanda 25

3.5. Expansão da Geração Convencional 26

4 Importações e Exportações 28

5 O Mercado de Eletricidade 32

5.1. Mercado Atacadista, Preços e Liquidez 33

5.1.1. Estrutura do Mercado Atacadista 33

5.1.2. Preços no Mercado Atacadista 39

5.1.3. Concentração de Mercado 43

5.2. Mercado Varejista (ACR) 44

5.2.1. Composição da Conta de Eletricidade 46

5.3. Alocação dos Custos da Rede 51

6 O Mercado de Curto Prazo 52

7 Políticas Energéticas de Longo Prazo e Descarbonização 54

8 Energias Renováveis 58

8.1. Geração Centralizada com Fontes Renováveis 59

8.2. Geração Distribuída 62

9 Eficiência Energética 64

10 Infraestrutura e Confiabilidade da Rede 70

10.1. Expansão da Geração 71

10.2. Indicadores de Qualidade do Serviço de Distribuição 72

10.3. Medidores Inteligentes 73

11 Atuais Reformas Institucionais e Regulatórias 74

11.1. Reforma Institucional do Setor Elétrico 75

11.2. Agenda Regulatória da ANEEL – 2019/2020 76

12 Referências 80

Lista de Figuras

Figura 2.1. Mapa do SIN e suas principais interconexões 17
Figura 2.2. Principais empresas do setor elétrico - 2018 19
Figura 2.3. Arranjo institucional do setor elétrico brasileiro 20
Figura 3.1. Capacidade Instalada de geração por fonte (2018) 23
Figura 3.2. Geração brasileira de eletricidade por fonte 24
Figura 3.3. Curvas de carga semanais típicas do SIN 25
Figura 3.4. Expansão da capacidade convencional prevista até 2024, por fonte 27
Figura 3.5. Termelétricas a combustíveis fósseis em operação em novembro de 2019 27
Figura 4.1. Interconexões entre Brasil e os países vizinhos 31
Figura 5.1. Número de consumidores especiais no ACL (2009 – 2018) 38
Figura 5.2. Preços médios atingidos por fonte de energia nos leilões de 2010 – 2019 (por capacidade instalada) 39
Figura 5.3. Valores médios mensais de PLD em R$ por MWh (2010 – 2019) 42
Figura 5.4. Comparação de valores de PLD semanais e horários no subsistema Nordeste 42
Figura 5.5. Índice de rotatividade para o ACL 43
Figura 5.6. Principais empresas por segmento do setor elétrico 44
Figura 5.7. Índice de inflação e tarifas médias brasileiras de energia elétrica (incluindo impostos) por classe de consumo 45
Figura 5.8. Composição da tarifa média de energia elétrica (2018) 46
Figura 5.9. Tarifas médias brasileiras de eletricidade por classe de consumo, com e sem impostos (2009 – 2018) 47
Figura 6.1. Ilustração do processo de liquidação 53
Figura 7.1. Histórico de emissões de GEE associadas ao uso de energia por atividade econômica 55
Figura 7.2. Participação da geração de eletricidade renovável e não renovável entre 2005 e 2018 56
Figura 8.1. Capacidade de geração instalada e projetada por fonte (2019 e 2029) 59
Figura 8.2. Expansão da capacidade de geração renovável em desenvolvimento até 2024 por fonte e probabilidade de implementação programada 60
Figura 8.3. Resultados dos leilões específicos para energias renováveis entre 2005 e 2019 (capacidade instalada e preços médios) 61
Figura 8.4. Capacidade de geração distribuída instalada por fonte (2012 - 2019) 63
Figura 9.1. Alterações na intensidade energética no Brasil e em países e regiões selecionados (2015 - 2018) 65

Figura 9.2. Meta de eficiência energética do Brasil para 2030 66
Figura 9.3. Principais iniciativas de eficiência energética relacionadas ao setor elétrico no Brasil 67
Figura 10.1. Garantia física e consumo projetado no cenário de referência do PDE 2029 71
Figura 10.2. Indicadores de continuidade DEC e FEC (2009 – 2018) 72

Lista de Tabelas

Tabela 5.1. Descrição resumida dos ambientes de contratação livre e regulada 36
Tabela 5.2. Preços médios por fonte de energia nos leilões de 2010 a 2019 40
Tabela 5.3. Consumo de energia elétrica e número de consumidores no ACR em dezembro de 2018 45
Tabela 5.4. Encargos setoriais 48
Tabela 5.5. Destino das receitas da CDE (2013 – 2018) 48
Tabela 9.1. Impacto do Programa Nacional de Eficiência Energética (PEE) de 1998 a 2018 68
Tabela 11.1. Grupos temáticos no GT Modernização 75

Lista de Acrônimos

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CGH	Central Geradora Hidráulica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COSIP/ CIP	Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública
CP	Consulta Pública
CVA	Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A"
CVU	Custo Variável Unitário
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FV	Solar Fotovoltaica
GEE	Gases de Efeito Estufa
GD	Geração Distribuída
GSF	*Generation Scaling Factor*
HHI	Índice Herfindahl-Hirschman *(Herfindahl-Hirschman-Index)*
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	Agência Internacional de Energia *(International Energy Agency)*
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
iNDC	Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada *(Intended Nationally Determined Contribution)*

IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
LEE	Leilão de Energia Existente
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
LULUCF	Uso da terra, mudanças no uso da terra e florestas *(Land Use, Land-Use Change and Forestry)*
MCP	Mercado de Curto Prazo
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Deficits
MEPS	Padrões Mínimos de Desempenho Energético *(Minimum Energy Performance Standard)*
MME	Ministério de Minas e Energia
CMO	Custo Marginal de Operação
MP	Medida Provisória
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
NDC	Contribuição Nacionalmente Determinada *(Nationally Determined Contribution)*
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
P&D/EE	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
PIS	Programa de Integração Social
PL	Projeto de Lei
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PNE	Plano Nacional de Energia
PNEf	Plano Nacional de Eficiência Energética
PPA	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica *(Power Purchase Agreement)*
RAP	Receita Anual Permitida
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
RGR	Reserva Global de Reversão
RN	Resolução Normativa
SAIDI	Índice Internacional de Duração de Interrupção do Sistema Elétrico *(System Average Interruption Duration Index)*
SIN	Sistema Interligado Nacional
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

1

Visão Geral

Este relatório explora a estrutura do setor elétrico brasileiro. Descreve a matriz elétrica do País, a produção e o consumo de eletricidade, as principais empresas, a estrutura do mercado, o intercâmbio internacional de energia com os países vizinhos, a política energética do Brasil e apresenta uma visão geral dos desenvolvimentos recentes do setor.

O sistema elétrico brasileiro é o maior da América Latina. O País atualmente ocupa a oitava posição entre os maiores consumidores de eletricidade do mundo[1]. Ao final de 2018, a capacidade instalada de geração no Brasil totalizava aproximadamente 164 GW, e mais de 84% da eletricidade gerada foi baseada em fontes renováveis, dos quais 71% de usinas hidroelétricas.[2] A segurança do suprimento é garantida pelo seu diversificado *mix* energético, e se baseia principalmente nas usinas termelétricas a combustíveis fósseis, que se tornaram mais importantes na matriz elétrica devido aos recentes períodos prolongados de seca. Usinas termelétricas à biomassa (a maior parte utilizando bagaço de cana-de-açúcar como combustível) e usinas eólicas têm contribuído cada vez mais para a geração de eletricidade, enquanto a geração centralizada de energia solar fotovoltaica (FV) representou cerca de 1,1% da capacidade instalada em 2018[3].

Até os anos 1990, o setor elétrico brasileiro era estruturado como um monopólio estatal. A primeira tentativa de liberalizar e desverticalizar *(debundling)* o setor foi concluída em 1998. O modelo resultante, contudo, não conseguiu promover investimentos suficientes na expansão da geração, o que resultou em uma severa crise energética em 2000 e 2001. O governo, então, conduziu uma segunda reforma no setor elétrico em 2004. Um dos elementos mais importantes da reforma de 2004 foi a implementação da sistemática de leilões centralizados para a expansão da oferta. Ao longo da última década, as características do sistema elétrico brasileiro mudaram, e com isso surgiu a necessidade de uma nova reforma, em que um dos focos é a ampliação do mercado livre. As bases para essa reforma foram amplamente discutidas com o setor a partir da consulta pública 33 (CP 33), realizada em 2017 e 2018. A proposta de reforma que saiu como resultado deste processo atingiu uma alta legitimidade entre os atores do setor, porém, a sua aprovação em 2018 não foi possível devido ao calendário eleitoral. O novo governo retomou as discussões sobre a reforma em 2019 e, em paralelo à tramitação da proposta de lei no Congresso Nacional instituiu um grupo de trabalho de Modernização do Setor Elétrico, envolvendo as principais organizações de governo. O GT de modernização apresentou em outubro de 2019 um plano de trabalho para a implementação de ações legais e infralegais para a modernização do setor elétrico até 2022 (ver seção 11).

No Brasil, desde 2004, a comercialização de eletricidade ocorre em dois mercados separados: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual geradores e distribuidores de energia estabelecem contratos bilaterais promovidos por leilões governamentais, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual os consumidores compram eletricidade diretamente dos geradores ou comercializadores de energia. Atualmente, apenas os grandes consumidores têm acesso ao mercado livre.

1 Index Mundi (2019)
2 ANEEL (2018)
3 ANEEL (2018)

Em dezembro de 2018 havia 5.819 agentes consumidores no ACL, a maioria consumidores industriais e grandes consumidores comerciais[4]. O ACR registrou 83,6 milhões de consumidores no mesmo ano, a maioria deles consumidores residenciais, comerciais, pequenas indústrias e consumidores do setor público. Nesse mesmo período, o ACR foi responsável por 71,4%[5] do consumo total de eletricidade, enquanto o ACL representou 80%[6] do consumo industrial do País. Com as portarias MME 514/2018 e MME 465/2019 a demanda mínima para acesso ao mercado livre está sendo reduzida gradativamente, partindo de 3 MW até 500 kW em 2023.Para o ano de 2020, a demanda mínima para consumidores no mercado livre será de 2 MW. Até janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE deverão apresentar estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1° de janeiro de 2024.[7]

O consumo de eletricidade aumentou em média 2,8%[8] ao ano nas últimas duas décadas e tende a triplicar até 2050[9]. No escopo do Acordo de Paris, o Brasil anunciou intenções de aumentar a participação de fontes renováveis na geração de eletricidade para, pelo menos, 23% até 2030, excluindo as grandes usinas hidrelétricas. A meta para eficiência energética é reduzir o consumo projetado para 2030 em, pelo menos, 10%[10], equivalente a 106 TWh[11] (ver seção 9).

Brasil em números

	2017	2018
População total[12,13]	207,7 milhões	209,3 milhões
PIB[14,15,16]	R$ 6,6 trilhões	R$ 6,8 trilhões
Consumo residencial médio de eletricidade[17,18]	1.895 kWh/ano	1.909 kWh/ano
Consumo bruto de eletricidade[19]	526,2 TWh	535,0 TWh
Capacidade instalada[20]	157 GW	163 GW
Demanda máxima[21]	85,7 GW	85,0 GW

4 EPE (2019)
5 CCEE (2018a)
6 Abraceel (2018)
7 MME (2019)
8 EPE (2018)
9 EPE (2016)
10 Os NDCs do Brasil são metas para a economia como um todo com medidas indicativas para setores específicos, tais como para o setor de energia. Essas medidas indicativas não representam compromissos formais.
11 Cenário de referência do Plano Nacional de Eficiência Energética (MME (2011)).
12 EPE (2018)
13 IBGE (2018)
14 Cálculo baseado em 2,9 pessoas por residência.
15 IBGE (2018a)
16 EPE (2018)
17 IBGE (2018)
18 EPE (2019)
19 EPE (2019)
20 EPE (2019)
21 ONS (2018)

2

Estrutura da Indústria, Principais Empresas e Regulação

2.1
Estrutura da Indústria

Historicamente, o setor de energia do Brasil era dominado por grandes empresas públicas, verticalmente integradas e pertencentes ao grupo federal Eletrobras ou aos governos estaduais. Esse modelo foi responsável pela realização de investimentos importantes, incluindo as grandes usinas hidrelétricas de Itaipu (14 GW) e Tucuruí (8,4 GW), bem como o estabelecimento de uma ampla rede de transmissão e distribuição. Quando a crise da dívida atingiu o País no final dos anos 1980, o modelo se tornou insustentável e uma ampla reforma foi introduzida em meados dos anos 1990, incluindo a liberalização da geração e comercialização de eletricidade e a abertura do setor ao investimento privado e estrangeiro. O modelo de mercado liberalizado não foi capaz de assegurar investimentos suficientes na expansão do setor, conduzindo o País a uma crise energética severa em 2001-2002, que desencadeou uma nova transformação setorial[22,23]. A segunda reforma, que resultou no Novo Marco Regulatório em 2004, buscou solucionar os sinais distorcidos do mercado relacionados à expansão de capacidade que contribuíram para a crise. A reforma resultou em uma completa desagregação do setor, ou seja, a separação entre geração, transmissão e distribuição. Devido à forte oposição social e política, o processo de privatização previsto na década de 1990 foi suspenso, mas o Novo Marco Regulatório forneceu incentivos para investimentos privados em geração, transmissão e distribuição, e resultou em um forte aumento de Produtores Independentes de Energia (PIE).

22 A crise energética de 2001 foi consequência do aumento da demanda de eletricidade e baixo investimento em geração e capacidade de transmissão, combinado com longo período de seca que reduziu severamente os níveis dos reservatórios de água. A fim de evitar *blackouts*, o governo implementou um esquema de racionamento de corte de 20% do consumo de eletricidade nacional. Como resultado, o consumo reduziu drasticamente de 83,6 TWh para 73,7 TWh em 2001 e continuou decaindo gradualmente em 2002. O consumo de eletricidade só alcançou novamente níveis pré-crise em 2006.

23 Kelman (2001)

Em dezembro de 2018, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) registrou 7.202 empreendimentos em operação na geração de eletricidade, com uma capacidade total instalada de aproximadamente 163,7 GW[24]. A geração é dominada por grandes usinas hidrelétricas, embora existam também mais de 2.400 termelétricas a combustíveis fósseis de pequeno e médio porte, muitas delas localizadas em sistemas isolados da região amazônica, que respondem por 16% da capacidade instalada. As usinas de geração à biomassa mantiveram a sua participação na matriz em torno dos 9% da capacidade instalada, enquanto as usinas eólicas e solares aumentaram as suas participações levemente, totalizando 10% da capacidade instalada no final de 2018[25].

A transmissão e distribuição de eletricidade é realizada por empresas do setor público e privado por meio de concessões. Com o Sistema Interligado Nacional (SIN), o Brasil possui um amplo sistema de transmissão, que consiste em quatro subsistemas (ou mercados): Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte (N). A diversidade e a complementaridade das condições hidrológicas nos quatro subsistemas permitem sinergias no SIN.

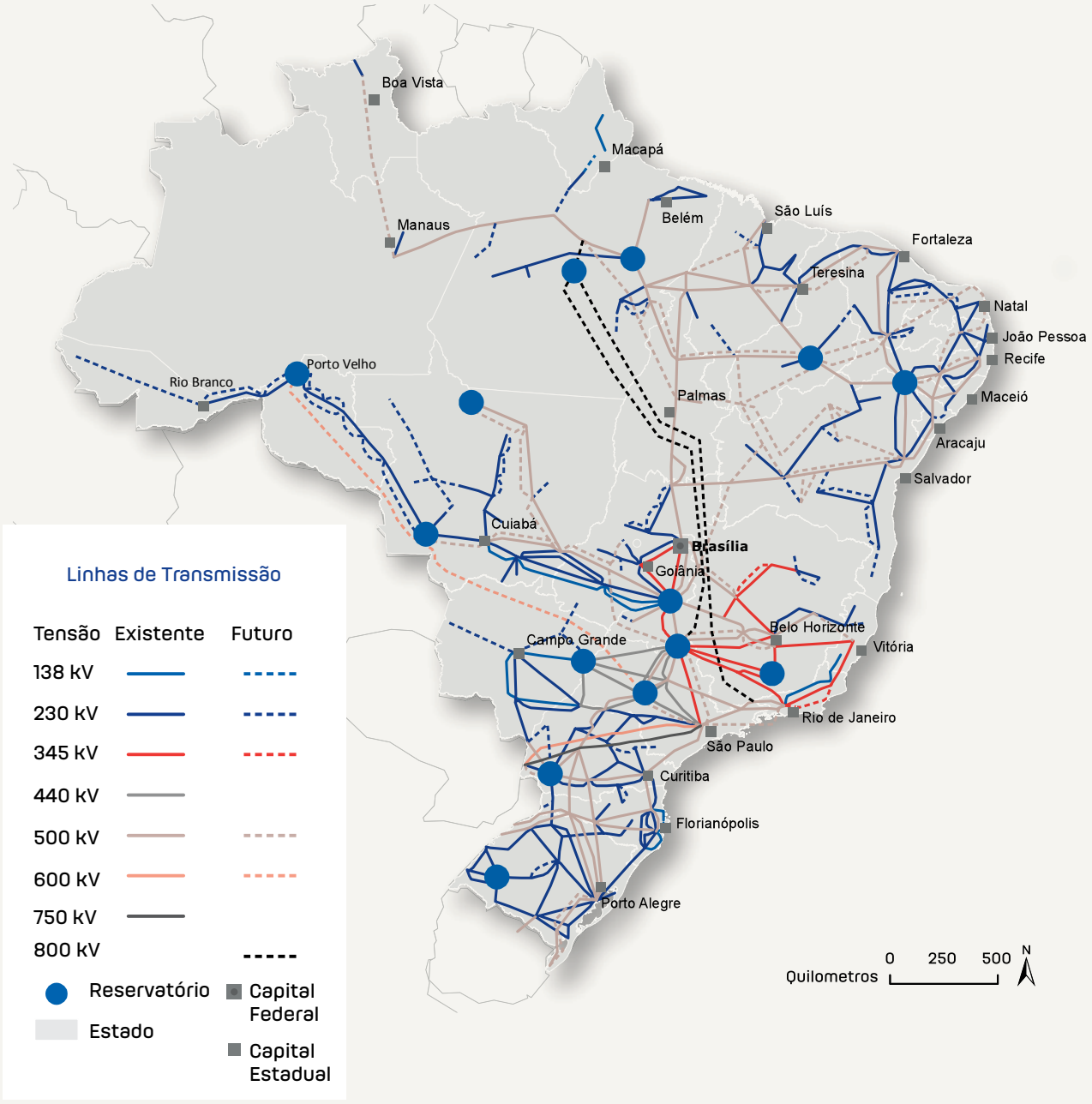
O SIN é operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e regulado pela ANEEL. Em dezembro de 2018, o SIN possuía uma extensão de 145.543 km de linhas de transmissão e uma cobertura de 99% da demanda total de eletricidade[26]. Existem ainda 270 sistemas isolados de energia, localizados principalmente no norte do País, nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia e Roraima[27]. A única capital do Brasil que ainda não faz parte do SIN é Boa Vista, no Estado de Roraima[28]. A maior parte dos sistemas isolados utiliza diesel para geração de eletricidade. A expansão do SIN é definida pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com base em estudos realizados pelo ONS e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A implantação e operação das linhas de transmissão e subestações são concedidas por meio de leilões. Entre 2005 e 2018 foram contratados em torno de 90.000 km de linhas de transmissão adicionais através de leilões[29].

A Figura 2.1 apresenta um mapa do SIN e suas principais interconexões.

A distribuição de eletricidade é realizada por 53 concessionárias[30], sendo a maioria de grandes empresas do setor privado. As 10 maiores empresas de distribuição têm uma participação de mercado de 57%[31]. Existem ainda 56 permissionárias e autorizadas (principalmente cooperativas de eletricidade rurais) que prestam serviços de distribuição em áreas remotas.

24 Excluindo as usinas FV de micro e minigeração distribuída abaixo de 1.000 kW.
25 ANEEL (2018)
26 MME (2019a)
27 EPE (2018a)
28 EPE (2018a)
29 EPE (2018b)
30 ANEEL (2018a)
31 ANEEL (2018)

FIGURA 2.1 | Mapa do SIN e suas principais interconexões



Fonte: Elaboração própria baseada em ONS (2019)

Para a comercialização de eletricidade existem dois ambientes separados de contratação: **o Ambiente de Contratação Livre** (ACL), limitado a consumidores maiores, e **o Ambiente de Contratação Regulada** (ACR) (ver seção 5.1.1).

Principais empresas do setor elétrico:

A ELETROBRAS, antigo monopólio estatal verticalmente integrado, ainda é a maior empresa no setor. Atualmente, trata-se de uma empresa de economia mista, controlada pelo governo federal. Em 2018, juntamente com as suas subsidiárias, a Eletrobras possuía 33%[32] da capacidade instalada de geração, incluindo 50% das ações da usina binacional de Itaipu, bem como 49% das linhas de transmissão (cerca de 71.068 km), além da sua participação na gestão da Eletronuclear[33]. Uma nova tentativa de privatização da Eletrobras e de suas subsidiárias entrou em discussão desde o Governo Temer e entrou no programa de desinvestimento do governo atual, que enviou seu projeto de privatização ao Congresso em novembro de 2019. Este projeto prevê a venda de ações da Eletrobras e consequente diluição do poder decisório do governo. Conforme a proposta, o governo ficará com 40% das ações, sem a *golden share*[34]. Ao mesmo tempo, nenhum acionista com mais de 19% das ações poderá atuar em grupo com outros acionistas.

A ENGIE BRASIL ENERGIA S.A., com 68,7% de sua propriedade pertencente à empresa belgo-francesa ENGIE, é uma das maiores empresas privadas de geração de eletricidade no Brasil. Em 2018, a capacidade instalada da ENGIE Brasil totalizava 8,7 GW, composta por 85,4% de capacidade hidrelétrica, 9,6% termelétrica e 5% de capacidade de fontes renováveis não convencionais. A companhia comercializa cerca da metade de sua geração no ACR e metade no ACL[35].

A CPFL ENERGIA (Companhia Paulista de Força e Luz), que pertence ao grupo chinês State Grid, é a maior empresa privada integrada do setor, atuando nos segmentos de geração e distribuição, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul[36].

A ISA CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista) é a maior empresa privada de transmissão de energia elétrica, com 12% de participação de mercado atualmente[37].

A Figura 2.2 apresenta uma visão geral sobre as principais empresas e suas respectivas participações de mercado nos quatro segmentos do setor elétrico.

32 ELETROBRAS (2018)
33 Itaipu e Eletronuclear são geradoras cotizadas necessariamente estatais, pela Constituição. No caso de privatização com perda de controle, terão de ser separadas das demais empresas.
34 A retenção de *golden shares* (ou ações de ouro) pelo poder público num processo de privatização refere-se à retenção de direitos e poderes que excedam os dos demais acionistas, por exemplo referente poderes de votação e de veto.
35 ENGIE (2018)
36 CPFL (2019)
37 Bank of America (2019)

FIGURA 2.2 | Principais empresas do setor elétrico - 2018

GERAÇÃO (Capacidade instalada)[a]

Maiores Empresas	Tipo	Participação
CHESF*	Capital misto	6,3%
Furnas*	Capital misto	5,8%
Eletronorte*	Capital misto	5,4%
Norte Energia	Privada	4,6%
Itaipu Binacional**	Capital misto	4,3%
Petrobras	Capital misto	3,9%
ENGIE Brasil Energia	Privada	3,8%
Rio Paraná Energia	Privada	3,1%
Copel Geração e Transmissão	Capital misto	3,0%
Energia Sustentável do Brasil	Privada	2,3%
Outras	-	57,5%
TOTAL		100%

* Subsidiária da Eletrobras

** 50% Eletrobras / 50% ANDE - Paraguai

TRANSMISSÃO (Extensão de linhas)[b]

Maiores Empresas	Tipo	km	Participação
Eletrobras	Capital misto	64.833	44%
CTEEP	Privada	17.944	12%
State Grid	Estatal Chinesa	11.487	8%
TAESA	Privada	10.201	7%
Cemig	Capital misto	9.830	7%
Copel	Capital misto	5.090	3%
Alupar (Alusa Participações)	Privada	3.612	2%
Equatorial	Privada	3.281	2%
Outras	-	20.292	15%
TOTAL		**146.570**	100%

DISTRIBUIÇÃO (Consumo)[a]

Maiores Empresas	Tipo	Participação
Enel Distribuição São Paulo	Privada	10,3%
Cemig Distribuição	Capital misto	8,1%
Copel Distribuição	Capital misto	6,5%
CPFL / State Grid	Privada	6,3%
Light	Privada	5,9%
COELBA	Privada	5,3%
Celesc Distribuição	Capital misto	4,5%
CELG - ENEL	Privada	3,5%
Elektro	Privada	3,5%
CELPE	Privada	3,5%
Outras	-	42,6%
TOTAL		100%

COMERCIALIZAÇÃO[b]

Maiores Empresas	Tipo	Participação
Engie Brasil Comercializadora	Privada	5,5%
Votener (Votorantim)	Privada	4,2%
CPFL Comercialização Brasil S.A	Privada	4,2%
BTG Pactual Comercializadora	Privada	4,1%
EDP Comercializadora	Privada	4,1%
Nova Energia Comercializadora	Privada	3,1%
Principal Comercializadora de Energia	Privada	2,7%
Boven Comercializadora de Energia	Privada	2,6%
NC Energia (Neoenergia)	Privada	2,5%
Celer Comercializadora de Energia Elétrica	Privada	2,5%
Outras	-	64,5%
TOTAL		100%

Fonte: (a) ANEEL (2018), (b) Bank of America (2019)

2.2
Marco Político e Regulatório

A Constituição Federal brasileira atribui a responsabilidade de regulamentação do setor elétrico ao Governo Federal. O atual marco legal é definido pela Constituição de 1988 e complementado por diversas leis relacionadas a concessões, permissões e serviços públicos. A maior parte das instituições governamentais do setor elétrico foi criada nos anos 1990 e em 2004. Com a implementação do Novo Marco Regulatório em 2004, houve uma reestruturação ampla do mercado e a comercialização de eletricidade foi dividida em dois mercados: ACR e ACL (ver seção 5.1.1).

A Figura 2.3 apresenta um diagrama do arranjo institucional do setor elétrico brasileiro.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um comitê multiministerial presidido pelo Ministro de Minas e Energia (MME). O CNPE atua como um conselho consultivo para a Presidência da República para a definição de políticas energéticas, focando na segurança energética e no melhor aproveitamento dos recursos energéticos do País. O conselho é composto por 14 membros, na sua maioria ministros. Há uma cadeira reservada para um representante da sociedade civil e outra para um representante da academia, especialista em energia.

O MME é a principal instituição governamental responsável pela legislação do setor elétrico, bem como pela regulamentação, supervisão e o controle da implementação das políticas de incentivo ao desenvolvimento do setor. O Novo Marco Regulatório de 2004 devolveu ao MME algumas das atribuições que estavam sob responsabilidade da agência de regulação ANEEL (ver a seguir).

FIGURA 2.3 | Arranjo institucional do setor elétrico brasileiro

Fonte: Ilustração própria

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma companhia pública federal que realiza estudos técnicos e fornece subsídios para o planejamento energético do governo, que é de responsabilidade do MME. A EPE também fornece apoio técnico aos leilões de geração.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) supervisiona a continuidade e a confiabilidade do fornecimento de eletricidade e apresenta propostas de medidas preventivas e corretivas ao CNPE. O CMSE é coordenado pelo Ministro da Energia e inclui quatro representantes do MME, juntamente com os titulares da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável pela regulação e supervisão das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A ANEEL estabelece as tarifas de transporte (TUST), distribuição (TUSD) e de consumo de energia elétrica e assegura a viabilidade financeira e econômica das concessões de transmissão e distribuição. A ANEEL também faz a mediação de disputas administrativas entre empresas que operam no setor de energia. A agência está estruturada como uma agência reguladora federal autônoma, vinculada ao MME. Seu conselho de administração é composto por um diretor geral e quatro diretores, que são nomeados pelo Presidente da República e devem passar pela aprovação do Senado Federal. Os mandatos dos diretores duram quatro anos, não coincidentes entre si, a fim de limitar a influência política na agência[38].

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é uma associação civil sem fins lucrativos, responsável pelo funcionamento da compra e venda de energia elétrica no SIN, e é supervisionado pela ANEEL. A CCEE promove os leilões de energia sob delegação da ANEEL e mantem o registro de todos os contratos de compra e venda de energia. Além disso, a entidade é responsável pela medição da geração e do consumo de eletricidade, bem como pela apuração de infrações. A CCEE calcula o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e efetua a liquidação financeira entre os valores contratados e fornecidos (ver seção 5.1.2).

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é uma entidade jurídica privada sem fins lucrativos, regulada e supervisionada pela ANEEL, responsável pela operação do sistema brasileiro de transmissão. Uma das principais responsabilidades do ONS é determinar e organizar o despacho das usinas de acordo com a ordem de mérito e levando em consideração as restrições da rede, disponibilidade de recursos e projeções climáticas. O ONS apoia o planejamento energético do País propondo expansões para a rede e outras medidas para que o sistema existente se torne mais robusto.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) não faz parte do setor elétrico de maneira estrita, mas influencia a formulação de políticas energéticas, uma vez que participa do CMSE e a integração do gás natural no setor de eletricidade é cada vez maior. A ANP é vinculada ao MME e é responsável pela regulação e supervisão das indústrias nacionais de petróleo, gás natural e biocombustíveis.

38 Por lei, os mandatos dos diretores das agências reguladoras não devem coincidir. Entretanto, devido a lacunas entre o final e o início dos mandatos, alguns deles acabam coincidindo eventualmente. Essa questão foi abordada por uma nova proposta legislativa para agências reguladoras (PL 6621/2016), que está sendo debatida no Congresso.

3

Consumo e Geração de Eletricidade

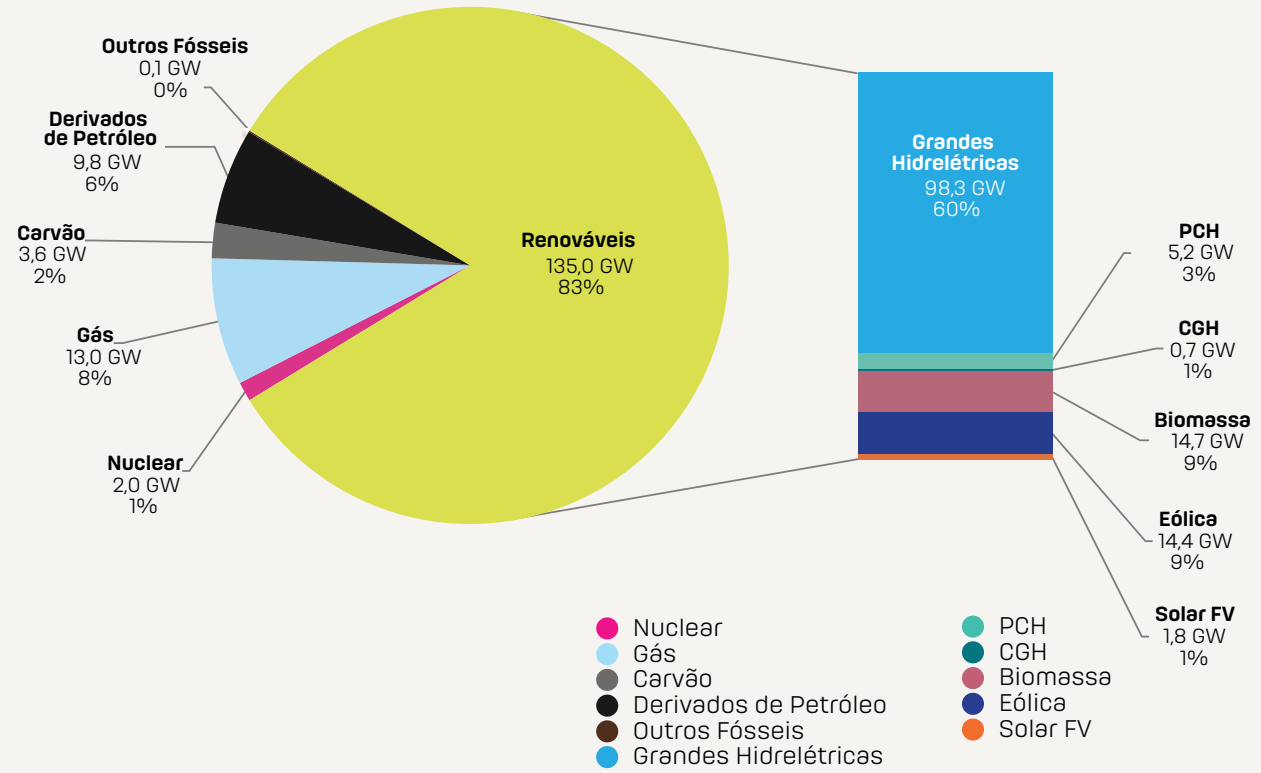
3.1
Capacidade Instalada

No final de 2018, a capacidade de geração instalada no Brasil totalizava 164 GW (excluindo geração distribuída (GD)), dos quais 135 GW ou 82,5% eram referentes a usinas de energias renováveis. A matriz elétrica é dominada por grandes usinas hidrelétricas, responsáveis por 63,8% da capacidade instalada em 2018. As usinas termelétricas à biomassa (na maioria à base de bagaço de cana) representavam 9% da capacidade total. A energia eólica correspondeu a 8,8% da capacidade instalada, enquanto a capacidade fotovoltaica representava aproximadamente apenas 1,8 GW ou 1,1% da capacidade total de geração.[39]

A capacidade de geração baseada em combustíveis fósseis, na sua maioria, usinas termelétricas a diesel e gás natural, respondia por 16,2% da capacidade instalada em 2018. O Brasil possui ainda duas usinas nucleares, Angra I e Angra II, com uma capacidade instalada de 2 GW no total. Essas usinas iniciaram suas operações em 1984 e 2001, respectivamente. A instalação de um terceiro reator (Angra III) está em processo desde 1984. O atual governo incluiu a finalização de Angra III no Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) (ver seção 3.5).

A Figura 3.1 mostra a capacidade de geração instalada por fonte em dezembro de 2018.

FIGURA 3.1 | Capacidade Instalada de Geração por fonte (2018)



Fonte: ANEEL (2018)

39 ANEEL (2018)

3.2 Geração

Em 2018, a geração de eletricidade totalizou 601 TWh no Brasil. As fontes renováveis responderam por 83,3% da geração total, dos quais 64,7% são oriundos de hidrelétricas.[40] Em comparação ao ano anterior, houve um aumento na geração eólica em 14,4%. A geração solar fotovoltaica cresceu mais de 300% comparado com 2017.[41] Gás natural e biomassa representaram, respectivamente, 9,1% e 8,6% do total de geração de eletricidade.[42] A Figura 3.2 mostra o histórico de geração de eletricidade das últimas décadas.[43]

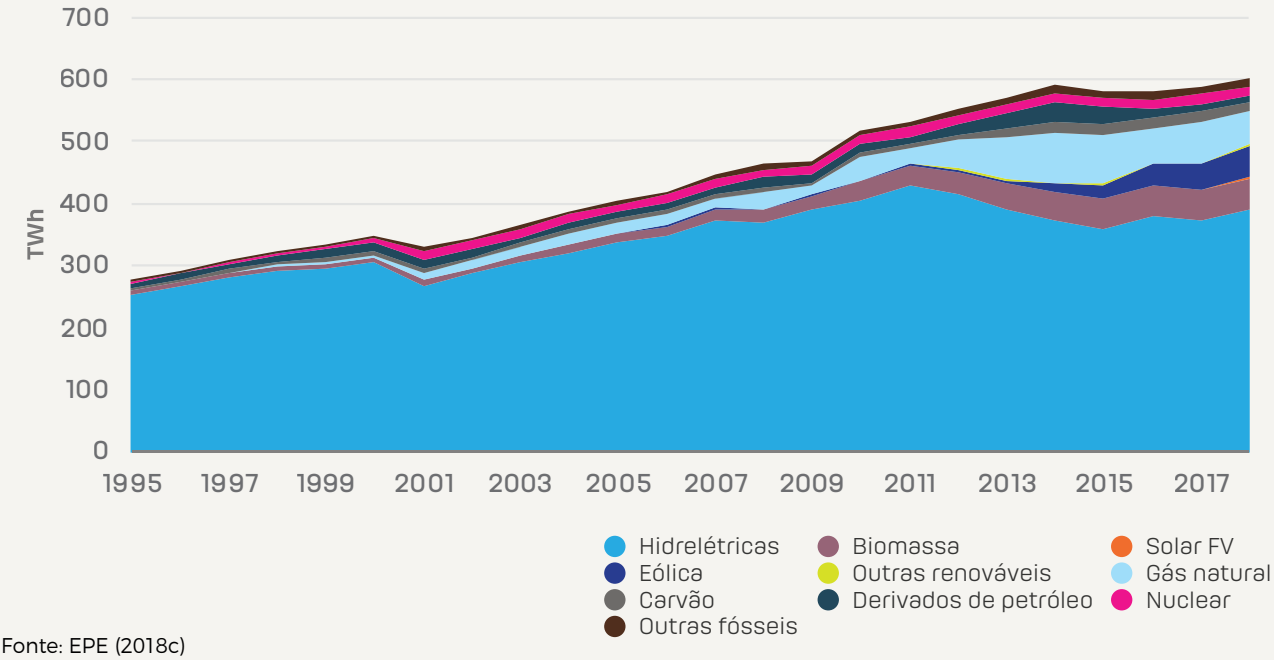
3.3 Consumo

Em 2018, foi registrado um aumento no consumo final de eletricidade de 1,4% em comparação ao ano anterior, totalizando 535,4 TWh.[44] Exceto por momentos específicos, como a crise energética de 2001-2002 e a atual crise econômica, o consumo vem crescendo de forma constante nas últimas duas décadas, a uma taxa anual média de 2,8%.[45]

Segundo as últimas estimativas da EPE, o consumo de eletricidade chegará a 802 TWh em 2029, com uma taxa média de 3,8% de crescimento ao ano entre 2019 e 2029.[46]

Até 2050, espera-se que o consumo de eletricidade mais que triplique, atingindo 1.605 TWh.[47] Com uma média de 2.543 kWh por habitante em 2018[48], o consumo brasileiro per capita ain-

FIGURA 3.2 | Geração brasileira de eletricidade por fonte



Fonte: EPE (2018c)

40 EPE (2019)
41 EPE (2019a)
42 EPE (2019a)
43 A redução na geração hidrelétrica desde 2011 foi compensada pelo aumento da geração eólica e a biomassa, mas a crescente demanda por eletricidade exigiu um aumento no acionamento das termelétricas a combustíveis fósseis, o que acabou elevando os custos de geração de forma significativa.

44 ANEEL (2018)
45 EPE (2018)
46 EPE (2019b)
47 EPE (2016)
48 EPE (2019)

da é relativamente baixo em comparação com outros países industrializados. Muitas áreas rurais tiveram acesso à eletricidade apenas nas últimas duas décadas, por meio do programa governamental de universalização "Luz para Todos". De acordo com os dados do último censo (2010), 97,8% dos domicílios possuíam acesso à eletricidade.[49] Apesar do alto nível de eletrificação, um grande número de domicílios de baixa renda ainda tem consumo de eletricidade muito baixo, com expectativa de aumento por conta da melhoria geral nas condições de vida. É esperado que o nível médio de consumo per capita alcance o nível dos países industrializados até 2050.

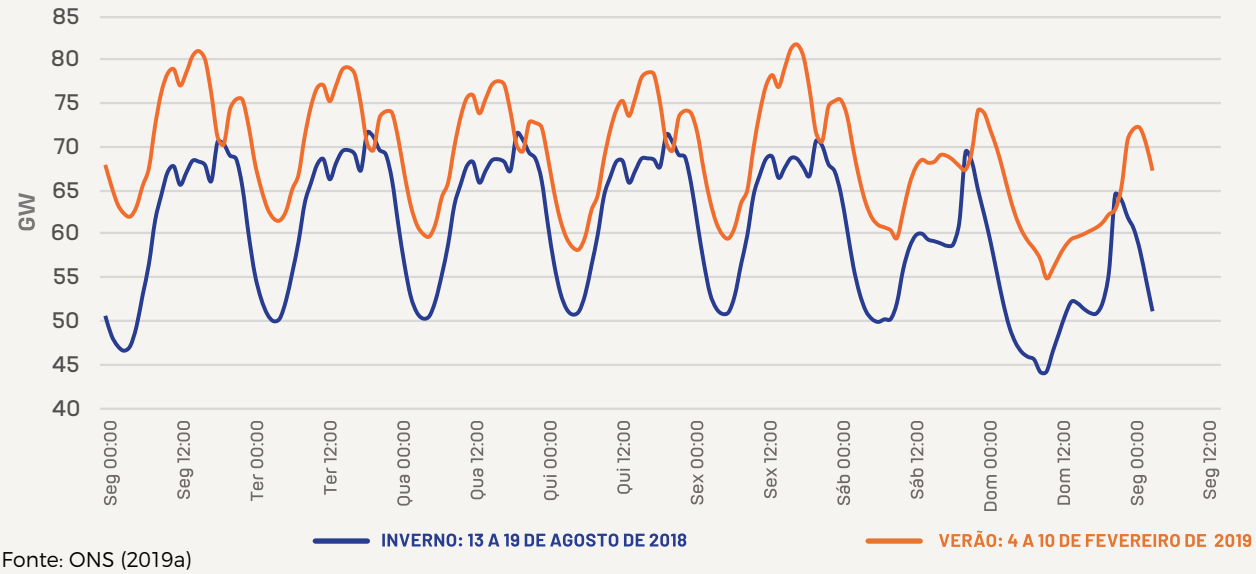
3.4 Pico de Demanda

A demanda máxima anual geralmente ocorre durante os meses de verão (de dezembro a março), no meio da tarde, quando os consumidores fazem mais uso dos equipamentos de ar condicionado devido às altas temperaturas. Em 2018, a demanda atingiu o seu máximo de 85 GW às 15h22 do dia 17 de dezembro. A demanda mais baixa do ano foi observada por volta das 21h do dia 27 de maio, com 40,2 GW.[50]

Estudos sugerem que a demanda no horário de ponta (entre 17h e 21h) é consideravelmente mais alta do que a curva de carga do SIN indica. Devido às tarifas altas no horário de ponta, muitos dos grandes consumidores no ACR optam pela geração própria com geradores a diesel e a gás, para reduzir seus gastos com energia. Em 2015, a EPE estimou que essas unidades de geração distribuída diminuem a curva de carga do SIN em 7 a 9 GW (cerca de 10% da demanda) durante o horário de ponta. Como resultado, a demanda máxima do SIN no verão foi deslocada da noite para o horário da tarde desde 2008.[51]

A Figura 3.3 mostra as curvas de carga semanais típicas do SIN (verão e inverno) em 2018/2019. O ligeiro deslocamento das demandas máximas noturnas durante os meses de verão deve-se

FIGURA 3.3 | Curvas de carga semanais típicas do SIN



Fonte: ONS (2019a)

49 A EPE estima que o programa "Luz para Todos" atendeu uma população de mais de 3 milhões de pessoas de 2011 a 2018 (EPE 2019).

50 ONS (2018)
51 EPE (2015)

ao horário de verão, praticado em algumas das principais áreas de concessão.[52]

Em abril de 2019 foi decretado o fim do horário de verão temporário pelo atual governo. A extinção do horário de verão passará por uma fase de teste nos anos 2019/2020 e será reavaliada posteriormente.

3.5 Expansão da Geração Convencional

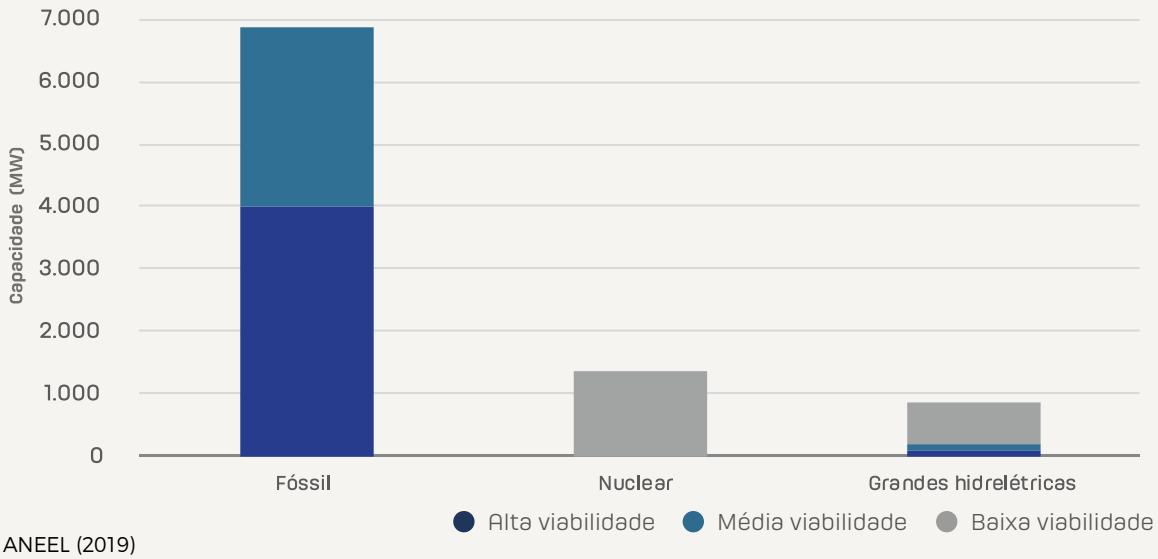
A ANEEL é responsável por outorgar a instalação de novas usinas de geração, tanto no SIN quanto nos sistemas isolados, e mantém um registro de todas as usinas em desenvolvimento, embora nem todas cheguem a ser implementadas e entrem em operação.[53]

Em dezembro de 2019, a ANEEL reportou um total de 642 projetos, representando um total de 23,97 GW de capacidade adicional; 37,9% dessas usinas (responsáveis por aproximadamente 9,08 GW de capacidade) são baseadas em fontes de energia convencionais[54], incluindo termelétricas a combustíveis fósseis, usinas nucleares e grandes usinas hidrelétricas, que são implementadas por meio de concessões. De acordo com a ANEEL, 6,7% das usinas que já receberam a autorização de conectar à rede são classificadas como de "baixa viabilidade de implantação" devido principalmente a restrições ambientais e demandas judiciais (ver Figura 3.4).

A Figura 3.4 mostra todas as usinas convencionais e as grandes hidrelétricas em desenvolvimento, de acordo com a sua probabilidade de entrar em operação até 2023.

A capacidade de geração nuclear na Figura 3.4 é referente a uma terceira unidade na central termonuclear Almirante Álvaro Alberto, que hoje é composta pelas unidades Angra I e Angra II, já em operação. A construção dessa terceira usina (Angra III) está em discussão desde 1975 e chegou a ser iniciada em 1984, mas foi

FIGURA 3.4 | Expansão da capacidade convencional prevista até 2024, por fonte



Fonte: ANEEL (2019)

52 De 1985 até 2018, a maioria dos consumidores brasileiros estava sujeita ao horário de verão, que era praticado em 10 dos 27 Estados federais entre meados de outubro e meados de fevereiro. Com isso, ocorria um deslocamento das demandas máximas durante os meses de verão. Elas ocorriam entre 18h e 21h (e entre 19h e 22h, durante o horário de verão).

53 A ANEEL avalia a probabilidade de um projeto tornar-se operacional à base de uma metodologia própria, que leva em consideração as diferentes fases de desenvolvimento do projeto.

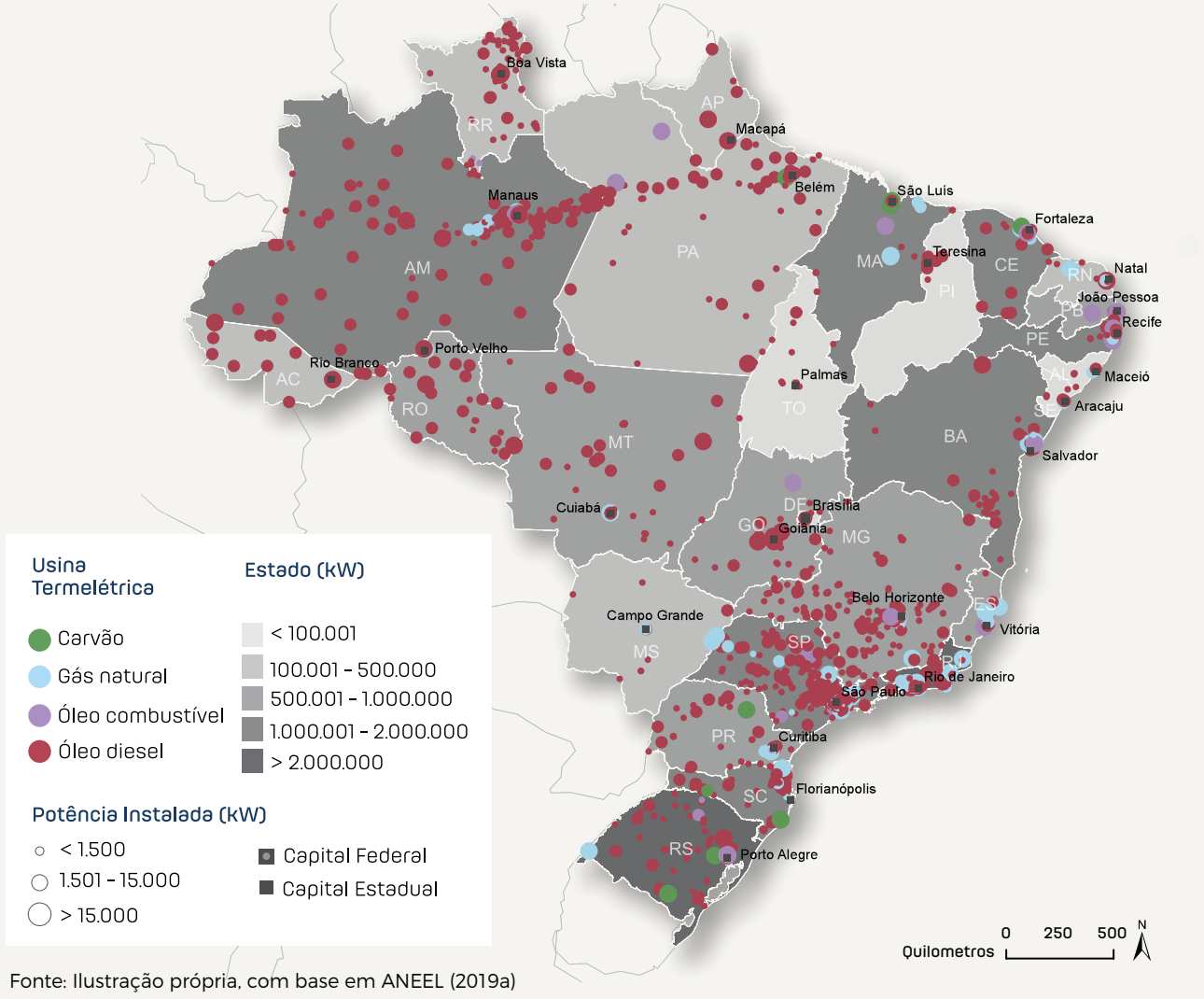
54 ANEEL (2019)

posteriormente interrompida. Em 2010 houve uma tentativa de continuar a construção, mas até o momento as obras permanecem suspensas. Angra III foi incluída ao Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) com a intenção de agilizar a sua tramitação nos órgãos públicos e atrair investidores, e, CNPE, MME, BNDES e outros atores estão trabalhando na elaboração de um modelo de PPP para a usina. Como parte do processo, a tarifa de referência para Angra III foi simulada e ficou estabelecida em 480 R$/MWh.

As capacidades citadas incluem todas as usinas outorgadas provenientes dos resultados dos leilões de energia realizados até o ano de 2019 com exceção dos leilões de geração ANEEL n° 005 e n° 006/2019, que foram realizados no dia 6 de dezembro de 2019.

É importante destacar que as usinas termelétricas a óleo combustível e diesel ainda têm um papel muito importante no suprimento dos 270 sistemas isolados[55], localizados na sua maioria no norte do País. A Figura 3.5 mostra as usinas térmicas a combustíveis fósseis em operação em novembro de 2019.

FIGURA 3.5 | Termelétricas a combustíveis fósseis em operação em novembro de 2019



Fonte: Ilustração própria, com base em ANEEL (2019a)

55 EPE (2018a)

4

Importações e Exportações

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é interconectado com os sistemas elétricos da Argentina, Uruguai e Paraguai, permitindo intercâmbios de energia com esses países. As interligações com a Argentina e o Uruguai possuem capacidades de 2.250 MW e 570 MW, respectivamente. Devido às diferenças de frequência entre os sistemas (60 Hz no Brasil e 50 Hz na Argentina, Uruguai e Paraguai), existem conversores instalados nas fronteiras.

A usina hidrelétrica binacional Itaipu (14 GW), localizada na fronteira entre Brasil e Paraguai, é responsável pela integração elétrica dos dois países e principal agente na importação de eletricidade. Toda a energia excedente do lado paraguaio é vendida para o Brasil conforme o contrato original, que vence em 2023.

O arranjo comercial de Itaipu, que destina parcela significativa da parte paraguaia da geração da usina ao Brasil, faz com que o país seja um importador líquido de energia elétrica. Com 34.980 GWh de importações brutas e apenas 1 GWh de exportações em 2018[56], Brasil teve uma importação líquida equivalente ao 6,5% do consumo total de eletricidade.[57]

Atualmente, Brasil e Paraguai, representados em assuntos técnicos pela Eletrobras e Ande, em negociações políticas e comerciais pelos Ministérios de Relações Exteriores, estão renovando o contrato de compra e venda da energia de Itaipu.[58,59]

56 EPE (2019a)
57 MME (2019b)
58 Agência Brasil (2019)
59 A ata bilateral do acordo para a negociação referente a energia elétrica produzida por Itaipu entre 2019 a 2022 foi anulada em agosto de 2019, pois a sua divulgação havia causado uma crise política no Paraguai. A solução aspirada deve garantir a contratação da produção a curto prazo e preparar o terreno para uma solução definitiva a partir de 2023.

Os intercâmbios de eletricidade com Argentina e Uruguai são feitos por meio de diferentes modalidades, com as suas respectivas regras, e sem existência de um mercado integrado entre os países:

- Os intercâmbios de energia de oportunidade, emergenciais ou para testes, provenientes de usinas hidrelétricas e termelétricas, não envolvem transações financeiras. Toda a eletricidade importada deve ser devolvida ao país exportador em quantidades iguais.

- A eletricidade de usinas térmicas, como também eletricidade excedente de usinas hidrelétricas (as quantidades que não podem ser absorvidas pelo SIN), podem ser exportados por intermédio de contratos bilaterais no ACL. A importação comercial com a Argentina também é permitida, e é considerada na operação do SIN como uma das opções de suprimento de eletricidade do SIN.

- Desde 2008, o Brasil também pode exportar excedentes de eletricidade do SIN para Argentina e Uruguai em "caráter excepcional", em troca de quantidades iguais de eletricidade ou de reembolso financeiro. No caso da geração térmica, esse reembolso é feito no valor de custo da eletricidade no momento da exportação, e no caso da geração hidrelétrica ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) (ver seção 5.1.2).

Além das interligações elétricas do SIN, existe uma interconexão com a Venezuela por meio do sistema isolado de Roraima. Essa conexão, que tem capacidade de 200 MW, foi instalada para permitir a importação da energia da usina hidrelétrica de El Guri na Venezuela, um projeto binacional entre a Eletronorte e a Edelca da Venezuela (atual Corpoelec).[60] Depois de diversos problemas técnicos e o impasse político com a Venezuela, em março de 2019 a importação de eletricidade do país vizinho foi interrompida pelo governo brasileiro de forma definitiva. A fim de substituir a eletricidade proveniente da Venezuela foram contratados 9 geradores novos, que consomem atualmente 1 milhão de litros por dia, para o sistema isolado de Boa Vista, através de um leilão em maio de 2019 no Produto Potência.[61] Entre essas usinas novas, previstas para entrar em operação até junho de 2021, houve 2 usinas a fontes fósseis (gás natural e óleo diesel) com uma capacidade instalada de 167 MW e 7 usinas de fontes renováveis (5 usinas a biomassa ou biocombustível e 2 usinas híbridas, entre elas uma usina solar em combinação com biocombustível), com uma capacidade instalada total de 125 MW. O leilão movimentou investimentos em torno de 1,6 bilhões de reais. O preço médio alcançado foi de 833 R$/MWh.[62] Roraima é o único estado brasileiro que ainda não faz parte do SIN, embora existam planos de estabelecer essa conexão por meio de uma interligação entre Boa Vista e Manaus. O projeto de integração do sistema de Roraima (Manaus-Boa Vista) foi aprovado e leiloado pela ANEEL em 2011, mas a construção ainda não foi iniciada, devido a dificuldades com travessia do linhão pelas terras indígenas dos Waimiri Atroari[63], localizada na região da divisa entre Amazonas e Roraima, e a obtenção das licenças ambientais.

60 AGUIAR, G. (2013)

61 Os contratos de Produto Potência têm como compromisso de entrega a disponibilidade de potência (em MW), e a respectiva energia associada, em MWh. Os termos são os mesmos de um contrato por disponibilidade. (ANEEL 2019k)

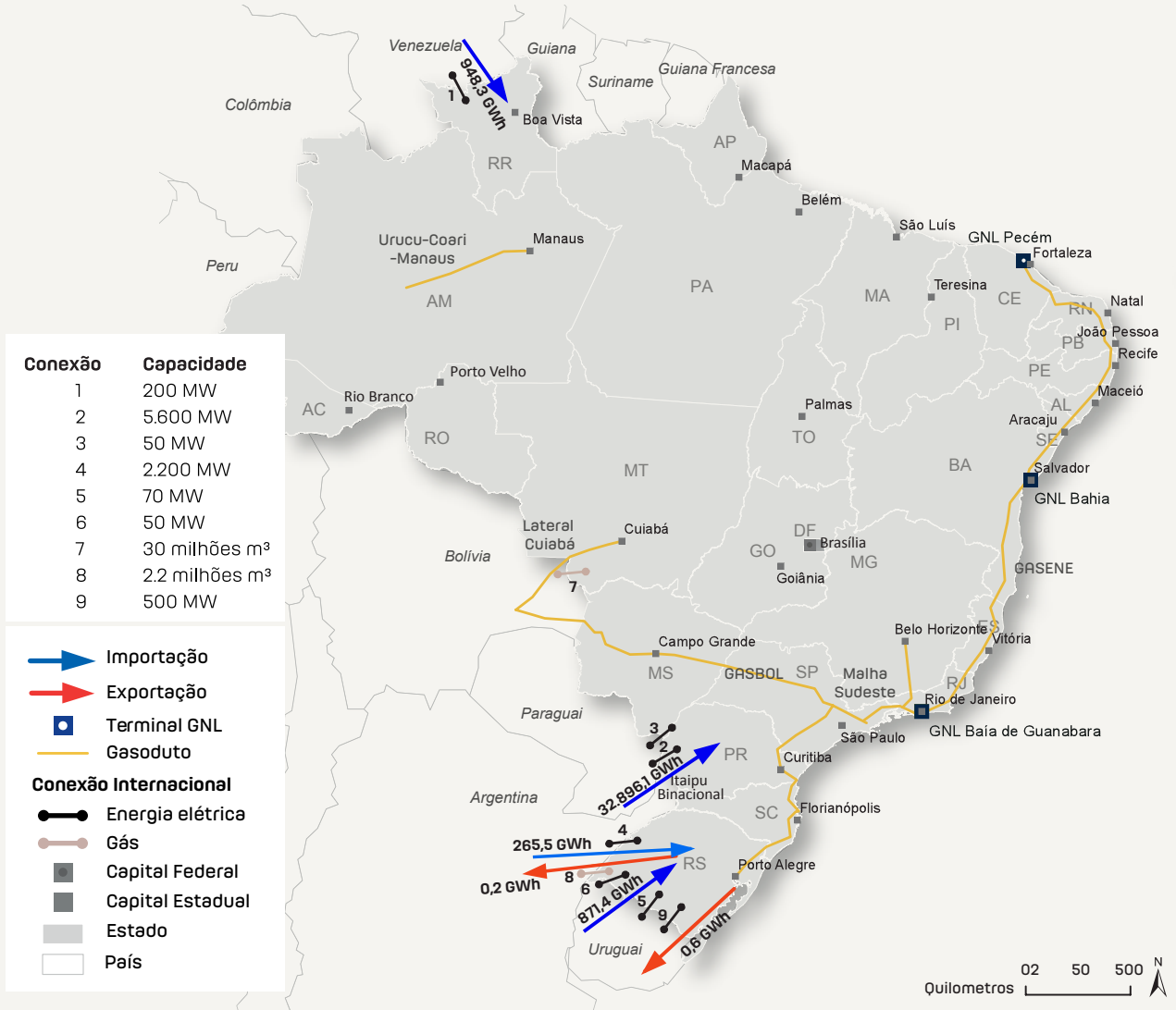
62 ANEEL (2019m)

63 Waimiri Atroari é a denominação da TI (Terra Indígena). O povo que resiste se autodenomina Kinja.

O Brasil importa gás natural para a geração de eletricidade através de gasodutos provenientes da Bolívia e da Argentina, além de importar Gás Natural Liquefeito (GNL) do mercado internacional. Novos gasodutos estão em negociação com a Argentina. Em 2019, o atual governo iniciou um novo programa a fim de promover a liberalização do mercado de gás no Brasil (Programa Novo Mercado de Gás). Com o conjunto de medidas previstas, espera-se uma redução do preço do gás natural, tornando-o mais competitivo também para o mercado de eletricidade.[64]

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) É INTERCONECTADO COM OS SISTEMAS ELÉTRICOS DA ARGENTINA, URUGUAI E PARAGUAI, PERMITINDO INTERCÂMBIOS DE ENERGIA COM ESSES PAÍSES.

FIGURA 4.1 | Interconexões entre Brasil e os países vizinhos



Fonte: elaboração própria com base em ONS (2019)

64 Hoje, o mercado de gás no Brasil é monopólio de fato da Petrobras (MME 2019d).

5

O Mercado de Eletricidade

5.1
Mercado Atacadista, Preços e Liquidez

5.1.1
Estrutura do Mercado Atacadista

O sistema de transmissão brasileiro tem uma extensão geográfica comparável à Europa continental (veja a Figura 2.1).

A fim de garantir a segurança energética, todo o consumo de eletricidade deve ser respaldado por contratos de compra de energia *(Power Purchase Agreements – PPAs)*. Esses instrumentos financeiros são vinculados a uma "garantia física" (ver *Box*), que limita a quantidade de eletricidade que as usinas podem vender por meio de PPAs, dependendo da capacidade instalada e da tecnologia. A garantia física, portanto, representa a quantidade de energia que uma usina consegue entregar sob critérios predefinidos de confiabilidade. A CCEE é responsável pela liquidação contábil e financeira dos contratos e registra todos os PPAs do mercado.

GARANTIA FÍSICA E MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE)

A **garantia física** é a quantidade máxima mensal de eletricidade em MWh que um gerador pode vender por meio de contratos e, portanto, um parâmetro crítico para avaliar a viabilidade de uma usina elétrica.

A metodologia usada para calcular a garantia física de cada usina é complexa e depende da tecnologia e fonte de energia. No caso de usinas térmicas, a garantia física é determinada pela capacidade instalada, a disponibilidade de combustível e as paradas de manutenção previstas. É aplicado ainda um fator de redução da garantia física, baseado nos custos variáveis unitários e nas inflexibilidades técnicas das usinas. No caso de alterações nesses parâmetros subjacentes, a garantia física pode ser revista.

Para projetos baseados em fontes intermitentes, como energia eólica e solar, a garantia física representa a quantidade mínima de eletricidade que a usina gera com uma confiabilidade mínima de 90%, no caso da energia eólica, e 50%, no caso da energia solar, conforme as estimativas de instituições independentes.

No caso de projetos hidrelétricos, a garantia física reflete o valor econômico da sua produção durante os períodos de seca com base em dados hidrológicos. Pode ser aproximada como sendo a energia que a usina gera com uma confiabilidade mínima de 95% ou 97%, dependendo do critério de suprimento.

Para proteger as usinas hidrelétricas contra riscos hidrológicos, o Brasil introduziu um instrumento de *hedging* estrutural conhecido como **Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).** O MRE é baseado na complementaridade das condições hidrológicas em todo o País e trata as usinas hidrelétricas como um *pool* único. O mecanismo atribui a geração total das hidrelétricas a cada usina participante do *pool* com base na sua participação na garantia física total do *pool*, independentemente de sua geração individual. A garantia física individual de cada usina hidrelétrica é revista a cada cinco anos para refletir eventuais mudanças na capacidade de geração. Nessas revisões, eventuais reduções da garantia física são limitadas a 5% do valor original em cada ajuste, e a 10% durante todo o período de concessão (35 anos).

O ONS é responsável pelo despacho físico de todas as usinas no SIN. A operação centralizada do sistema busca aproveitar a complementaridade regional e sazonal dos diferentes subsistemas e minimizar os custos operacionais.

Embora as receitas financeiras dos proprietários de usinas elétricas sejam determinadas pelos PPAs individuais, baseados nas garantias físicas, o ONS opera como se todas as usinas pertencessem a um mesmo proprietário. O despacho considera um conjunto de modelos computacionais para determinar o plano de geração horária de cada usina, com base no menor custo operacional total do sistema, com prioridade de despacho para usinas de fontes intermitentes e baixo custo operacional (geralmente eólicas e solares). As usinas

hidrelétricas são despachadas com base no custo de oportunidade (ou "valor da água"), calculado por meio de um modelo complexo de otimização, estocástico e multiestágio, que gera uma representação detalhada das incertezas relacionadas a operação e condições hidrológicas de cada usina. O objetivo do modelo é de manter os reservatórios de água e a flexibilidade do sistema como um todo em um nível seguro para futuras demandas.

As usinas termelétricas são despachadas tomando por base seu Custo Variável Unitário (CVU) declarado. O ONS usa os CVUs para calcular o provável Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema. As usinas térmicas são despachadas sempre que o CMO calculado ultrapassa seus CVUs. Esse modelo permite organizar o despacho de todos os recursos disponíveis, minimizando os riscos e custos operacionais projetados para o sistema nos próximos cinco anos.

Como o despacho centralizado do ONS é baseado no menor custo de longo prazo para o sistema, pode haver diferenças significativas entre as quantidades de eletricidade fornecidas e os montantes contratados para cada usina. Essas diferenças são contabilizadas e liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP), que é muito mais um mecanismo financeiro do que um mercado real (ver seção 6).

Os agentes que não atingem os seus níveis de geração ou consumo contratados, ou que geram eletricidade além da sua garantia física contratada, devem liquidar essas diferenças pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), definido de maneira centralizada (ver seção 5.1.2). O risco hidrológico individual das usinas hidrelétricas é compartilhado entre todo o *pool* de hidrelétricas por meio do MRE (ver *Box*).

Em caso de condições hidrológicas desfavoráveis que afetem o conjunto das usinas hidrelétricas – diminuindo a geração total do *pool* para um nível abaixo da garantia física agregada –, um fator denominado *Generation Scaling Factor* (GSF) é aplicado, e o deficit de energia é liquidado no MCP ao valor atual do PLD. Os custos relacionados à aplicação do GSF são alocados às usinas hidrelétricas do *pool* conforme as quotas individuais de participação no MRE. Isso significa que o MRE não foi concebido para proteger usinas hidrelétricas contra riscos hidrológicos sistêmicos, como períodos prolongados de seca, que afetam as usinas hidrelétricas do País como um todo.[65]

O mercado brasileiro é baseado na concorrência atacadista. A implementação gradual da concorrência no varejo, conforme proposto na primeira reforma setorial em 1995, não foi implementada. A escolha do fornecedor de eletricidade ainda está limitada a grandes consumidores. A mais recente proposta de reforma do setor elétrico, ainda não aprovada, visa à implementação da livre concorrência em todo o mercado varejista até 2026 (ver seção 11).

Desde 2004, a eletricidade é comercializada em dois mercados separados: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A Tabela 5.1 resume as características dos dois mercados.

65 De acordo com o modelo estocástico que determina a garantia física para a energia hidrelétrica, um deficit de todo o *pool* em geração é altamente improvável em circunstâncias normais. No entanto, o MRE registrou deficits de geração desde 2013, que causaram um grande deficit financeiro para as operadoras de hidrelétricas e para o setor de energia no Brasil como um todo. A solução deste problema é um dos principais elementos da atual discussão de reforma do setor elétrico.

Tabela 5.1 | Descrição resumida dos ambientes de contratação livre e regulada

	ACR	ACL
PARTICIPANTES	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras (as últimas apenas em leilões de energia existente – Ajuste e A-1-6)	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais
TIPO DE CONTRATO	PPAs, regulados pela ANEEL	Contratos bilaterais
DEFINIÇÃO DE PREÇO	Estabelecidos nos leilões. Os preços máximos são calculados pela EPE e aprovados pela ANEEL antes dos leilões, para cada tecnologia	Baseados em negociações bilaterais. PLD serve como orientação

Fonte: Elaboração Própria

Sobre o ACR

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os consumidores compram sua eletricidade de concessionárias de distribuição locais. A fim de permitir a concorrência e aumentar a eficiência em termos de custos, as empresas de distribuição são obrigadas a comprar sua eletricidade por meio de leilões governamentais. Esses leilões são organizados pelo MME e conduzidos pela ANEEL. O MME especifica as diretrizes para cada leilão, incluindo o tipo de contrato oferecido, a indexação do contrato e os prazos de entrega. Os leilões contratam energia que deve ser entregue "x" anos à frente e são conhecidos como leilões "A-x", cujo "x" representa o número de anos até o início de entrega. Usinas novas e existentes competem em leilões separados. O MME determina os volumes a serem contratados por tecnologia de geração.

Os principais tipos de leilão no ACR são os seguintes:

1. **Leilões de energia existente** (LEE) atribuem contratos de compra de energia (PPAs) de até 15 anos. Apenas as usinas existentes podem participar desse tipo de leilão, que tem como objetivo renovar os atuais contratos das distribuidoras e reduzir o risco de aumento de preços. O fornecimento começa no mesmo ano ou até dois anos após a data do leilão. (A/A-1/A-2)
2. **Leilões de energia nova** (LEN) atribuem PPAs de até 30 anos, para início da entrega em 3 a 6 anos ou mais. Leilões de energia nova acontecem pelo menos duas vezes ao ano, para garantir que a capacidade de suprimento de eletricidade cresça em linha com o aumento esperado para a demanda (A-3 a A-6).
3. **Leilões de ajuste** (LA), para PPAs de curto prazo, com início de fornecimento no mesmo ano. Os LA são realizados quatro vezes por ano, a fim de permitir que os distribuidores façam ajustes de curto prazo para atender à demanda.
4. **Leilões de fontes alternativas de energia** (LFA), restritos a usinas de energias renováveis, para aumentar sua contribuição para a matriz elétrica nacional.

Além dos leilões listados anteriormente, que se referem exclusivamente ao ACR, o governo realiza leilões de energia de reserva (LER) de forma esporádica para garantir a segurança do suprimento ou promover fontes específicas de energia. Os PPAs de LERs não precisam estar vinculados a garantias físicas. Os custos de energia de reserva são repassados aos consumidores de ambos os mercados (ACR e ACL) por meio de um encargo setorial (ver seção 5.2.1).

Existem dois tipos de contratos de eletricidade no ACR:

1. Contratos de quantidade de energia, em que os geradores se comprometem a entregar uma quantidade fixa de energia durante um período determinado a um preço por MWh definido. Este tipo de contrato é geralmente usado para geração hidrelétrica, mas também se aplica para outras fontes. Os riscos hidrológicos e variações nos custos de geração da planta são de responsabilidade do gerador.[66]

2. Contratos de disponibilidade, em que os geradores disponibilizam a capacidade de geração de sua usina em troca de uma receita fixa. No caso de despacho das usinas, as empresas de distribuição assumem os custos variáveis de geração (custo de combustível) e possíveis custos ou receitas da liquidação de diferenças no MCP. As usinas contratadas por meio de contratos de disponibilidade (a maioria delas usinas térmicas e eólicas)[67] são despachadas pelo ONS com base na ordem de mérito, levando em consideração a maximização da segurança do suprimento.[68]

O ACR tem sido eficaz em promover novos investimentos para expansão da capacidade de geração do Brasil, devido à gestão centralizada do mercado com contratos de longo prazo e um grupo diversificado de empresas de distribuição. O Banco Nacional de desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) oferece pacotes de financiamento atrativos com base nos contratos do ACR, beneficiando especialmente investimentos em energias renováveis intensivos em capital.

Sobre o ACL

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), os consumidores com demandas a partir de 2 MW[69] (consumidores livres) têm a opção de comprar sua eletricidade diretamente de geradores e comercializadores, com preços e condições contratuais negociados bilateralmente. No âmbito de uma abertura gradativa do Mercado Livre, que está sendo implementada até 2023, a demanda mínima está prevista a cair até 500 kW e deixará de existir até 2026.[70] Pela regulação vigente, consumidores com demandas a partir de 500 kW que comprem sua eletricidade exclusivamente de fontes incentivadas (consumidores especiais) também podem participar do ACL. Este incentivo para as fontes renováveis, deixará de existir na abertura do ACL.[71]

Em 2018, o ACL respondeu por 28,6%[72] do consumo nacional e 80% do consumo industrial de eletricidade; 36% da energia comercializada no ACL foi gerada a partir de fontes de energias renováveis.[73]

Embora os contratos do ACL possuam atrativos para consumidores e geradores, eles são geralmente limitados a durações de 3 a 5 anos, o que dificulta os investimentos intensivos em capital. Contratos robustos de longo prazo são necessários para tornar esses investimentos viáveis e

66 Em 2012, o governo renovou as concessões de operação de uma parte significativa das usinas hidrelétricas existentes no Brasil. Como essas usinas foram construídas há décadas, seus investimentos foram amplamente amortizados e as novas concessões foram emitidas sob um regime que reembolsa apenas os custos de operação e manutenção. O objetivo desse arranjo foi de reduzir a tarifa de eletricidade do consumidor final, de acordo com uma promessa eleitoral do governo da presidente Dilma Rousseff. Ao mesmo tempo, no entanto, a responsabilidade pelos riscos hidrológicos dessas usinas foi transferida para os consumidores finais (medida legal provisória MP 579/2012).

67 Os contratos de disponibilidade foram adaptados para levar em conta as caraterísticas específicas das diferentes fontes de energia. No caso da energia eólica, a principal mudança foi a introdução de uma faixa de tolerância, que transfere os riscos relacionados às condições de vento dos empreendedores individuais para o próprio sistema. No caso das térmicas à biomassa, os contratos foram adaptados para permitir variações mensais na disponibilidade da planta, tendo em vista a maior disponibilidade de bagaço de cana durante o período de colheita.

68 O ONS pode solicitar que as usinas sejam despachadas fora da ordem de mérito para aumentar a confiabilidade e a segurança dos sistemas, o que tem sido frequente nos últimos anos devido à escassez de água e à maior participação de geração eólica na região Nordeste. As usinas termelétricas à base de combustíveis fósseis que foram projetadas para atender à demanda na ponta, baseadas em combustíveis fósseis, têm entrado em operação frequentemente e por períodos prolongados para garantir a confiabilidade do sistema.

69 A partir de 1° de julho de 2019, o requisito mínimo de demanda para a caracterização de uma unidade consumidora como livre foi reduzido para 2,5 MW – anteriormente era de 3 MW. A partir de janeiro de 2020 o requisito mínimo passou para 2MW.

70 MME (2019)

71 ANEEL (2018)

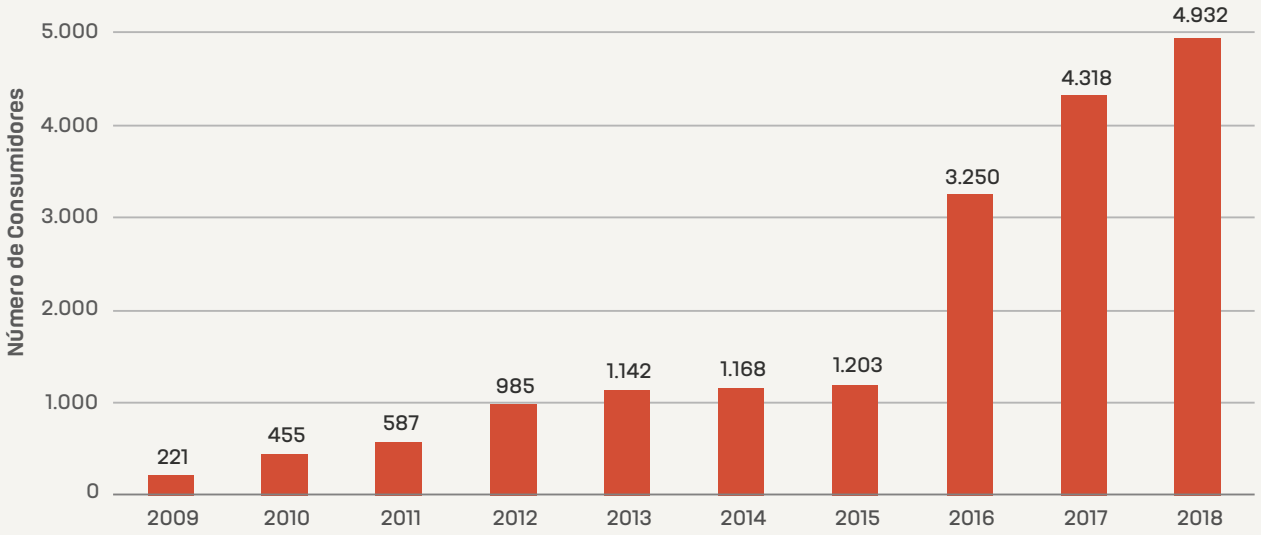
72 CCEE (2018a)

73 Abraceel (2018)

atrativos para investidores. Como resultado, os contratos do ACL de curto prazo são muitas vezes complementares a receitas de longo prazo do ACR. Recentemente foi elaborado um mecanismo de financiamento para projetos no ACL, com base no histórico de preços do mercado livre e na carteira do BNDES. Investidores que apresentem contratos de curto prazo do ACL e que atendem esses patamares de preço são elegíveis para o financiamento.[74]

No final de 2018, o ACL contou com um total de 5.819 consumidores, sendo 887 consumidores livres e 4.932 consumidores especiais.[75] O número de consumidores especiais aumentou significativamente nos últimos anos, como mostra a Figura 5.1.

FIGURA 5.1 | Número de consumidores especiais no ACL (2009 – 2018)



Fonte: Abraceel (2018) e EPE (2019)

74 Canal Energia (2019)

75 EPE (2019)

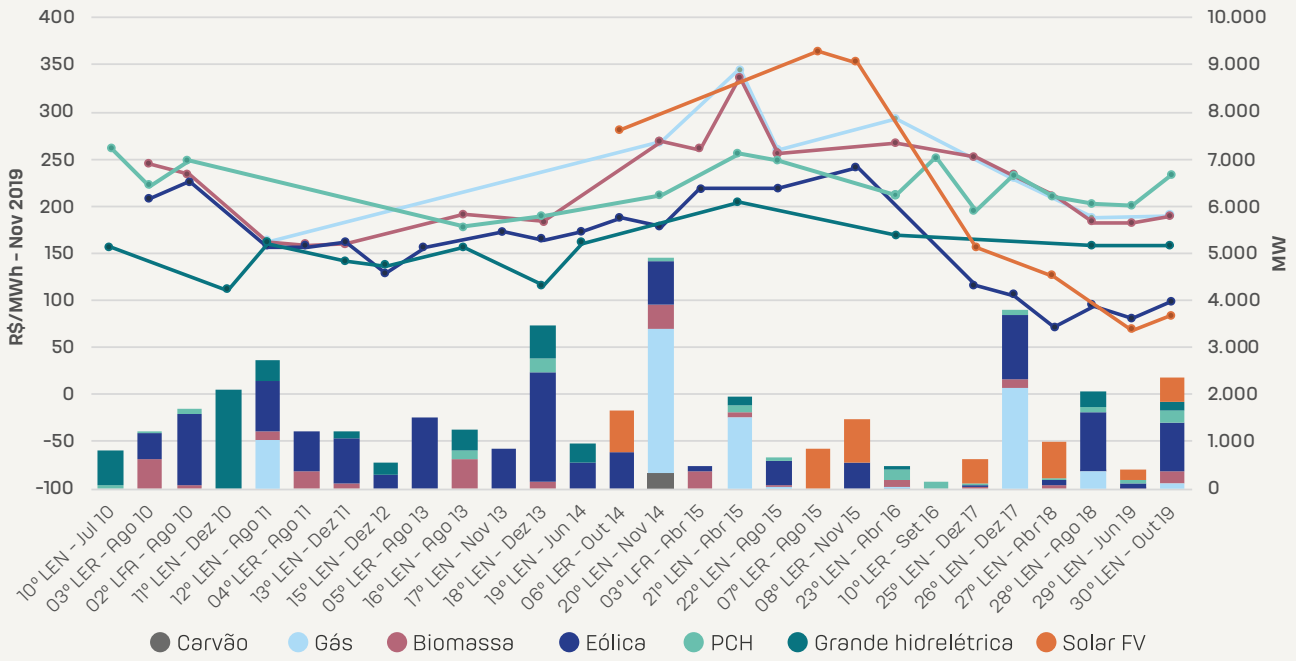
5.1.2
Preços no Mercado Atacadista

Os preços de eletricidade no ACR são estabelecidos por meio dos leilões regulados de energia (ver 5.1.1). As distribuidoras declaram a demanda de energia projetada para sua área de concessão, e o leilão é lançado para receber as ofertas dos geradores, que correspondem à demanda agregada das empresas de distribuição. Após o leilão coletivo, cada empresa de distribuição assina seus contratos individuais com os geradores de eletricidade.

O modelo de leilão usado no Brasil desde 2005 foi baseado em um sistema híbrido que combina um leilão de preço descendente (leilão holandês) (fase 1) com um modelo *pay-as-bid* (fase 2). Os participantes confirmam a quantidade de eletricidade que estão dispostos a oferecer no preço máximo do leilão, definido separadamente para cada tecnologia antes do leilão. O leiloeiro reduz o preço gradativamente até atingir a quantidade de energia necessária para atender à demanda predefinida com uma margem extra a fim de permitir a competição na segunda fase. Na segunda fase, os licitantes oferecem sua energia a um preço final que não pode ser superior ao preço divulgado na primeira fase do leilão. Os licitantes que oferecem os preços mais baixos vencem o leilão e são premiados com a assinatura de PPAs de longo prazo. Em 2017, esse mecanismo foi alterado para um leilão *pay-as-bid* sequencial e iterativo, com envelope fechado na etapa inicial, e decurso de tempo na segunda etapa (etapa contínua).

A Figura 5.2 e a Tabela 5.2 mostram os preços médios e a capacidade instalada por fonte nos leilões de energia desde 2010.[76]

FIGURA 5.2 | Preços médios atingidos por fonte de energia nos leilões de 2010 a 2019 (por capacidade instalada)



Fonte: Elaboração própria, baseada em dados da CCEE (2019)

76 Os preços citados são referentes à data de cada leilão. Esses preços são corrigidos mensalmente com base no índice de inflação (IPCA).

TABELA 5.2 | Preços médios por fonte de energia nos leilões de 2010 a 2019

Leilão	Data	Preço por fonte de energia (R$/MWh)								Preço médio por leilão (R$/MWh)
		Carvão	Gás natural	Bio-massa*	Eólica	CGH	PCH	UHE	Solar FV	
10° LEN	março 2010	-	-	-	-	-	154,20	92,07	-	99,48
03° LER	maio 2010	-	-	145,34	122,69	-	130,73	-	-	130,12
02° LFA	julho 2010	-	-	137,92	134,10	-	146,99	-	-	135,48
11° LEN	abril 2010	-	-	-	-	-	-	67,31	-	67,31
12° LEN	fevereiro 2011	-	103,26	102,41	99,58	-	-	102,00	-	102,07
04° LER	março 2011	-	-	100,40	99,54	-	-	-	-	99,61
13° LEN	julho 2011	-	-	102,99	105,12	-	-	91,20	-	102,17
15° LEN	junho 2012	-	-	-	87,94	-	-	93,46	-	91,25
05° LER	agosto 2013	-	-	-	110,51	-	-	-	-	110,51
16° LEN	agosto 2013	-	-	135,58	-	-	127,01	110,39	-	124,97
17° LEN	novembro 2013	-	-	-	124,43	-	-	-	-	124,43
18° LEN	dezembro 2013	-	-	133,75	119,03	-	137,35	83,49	-	109,93
06° LER	outubro 2014	-	-	-	142,34	-	-	-	215,12	169,82
19° LEN	junho 2014	-	-	-	129,97	-	-	121,00	-	126,18
20° LEN	novembro 2014	201,98	205,64	205,76	136,00	-	161,89	-	-	196,11
03° LFA	abril 2015	-	-	209,91	177,47	-	-	-	-	199,97
07° LER	agosto 2015	-	-	-	-	-	-	-	301,79	301,79
08° LER	novembro 2015	-	-	-	203,46	-	-	-	297,75	249,00
21° LEN	abril 2015	-	279,00	272,52	-	-	205,90	164,56	-	259,19
22° LEN	agosto 2015	-	214,25	211,11	181,14	-	205,01	-	-	188,87
10° LER	setembro 2016	-	-	-	-	218,21	227,90	-	-	227,02
23° LEN	abril 2016	-	258,00	235,95	-	-	186,41	150,00	-	198,59
25° LEN	dezembro 2017	-	-	234,92	108,00	179,00	182,05	-	145,68	144,51
26° LEN	dezembro 2017	-	213,46	216,82	98,62	-	219,20	-	-	189,45
27° LEN	abril 2018	-	-	198,94	67,60	198,12	198,11	-	118,09	124,81
28° LEN	agosto 2018	-	179,98	175,59	90,45	195,00	193,99	151,68	-	140,87
29° LEN	junho 2019	-	-	179,87	79,99	-	198,12	-	67,48	151,15
30° LEN	outubro 2019	-	188,87	187,90	98,89	232,05	232,72	157,08	84,39	176,09

*principalmente bagaço de cana

Fonte: Elaboração própria, baseada em dados da CCEE (2019)

A Figura 5.2 não inclui os resultados dos leilões estruturantes, realizados para projetos estratégicos de interesse público e implementados por meio de concessões. Entre 2007 e 2013, um total de seis grandes usinas hidrelétricas com uma capacidade total instalada de 20,6 GW receberam concessões em quatro leilões estruturantes: Santo Antônio (3.150 MW), Jirau (3.300 MW), Belo Monte (11.233 MW), Teles Pires (1.820 MW), Sinop (400 MW) e São Manoel (700 MW). Os preços dessas hidrelétricas são muito específicos para cada local de empreendimento e recebem pacotes de incentivos específicos, como o financiamento do BNDES ou a venda de eletricidade no ACL. Em novembro de 2019, o governo decretou a inclusão de quatro usinas hidrelétricas grandes no PPI (Decreto n° 10.116). Entre essas usinas, que totalizam uma potência de 1.258 MW, estão a Bem Querer, de 650 MW, no estado de Roraima, e a Tabajara, de 350 MW, no estado de Rondônia.[77] Apesar dessas usinas terem se tornado prioridade do governo, a sua realização está incerta, por se tratar de empreendimentos de alto impacto socioambiental, que enfrentam muita resistência por parte das comunidades locais, instituições da sociedade civil e órgãos ambientais.

Devido à obrigação de que toda a demanda seja coberta por PPAs, o papel do mercado *spot* (MCP) no Brasil limita-se à liquidação das diferenças entre a energia contratada e os níveis de geração ou consumo reais. Portanto, o preço que mais se aproxima de um preço de mercado *spot* no setor elétrico brasileiro é o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que ainda é atualizado de forma semanal pela CCEE para os níveis de carga leve, média e pesada em cada um dos quatro subsistemas do SIN.

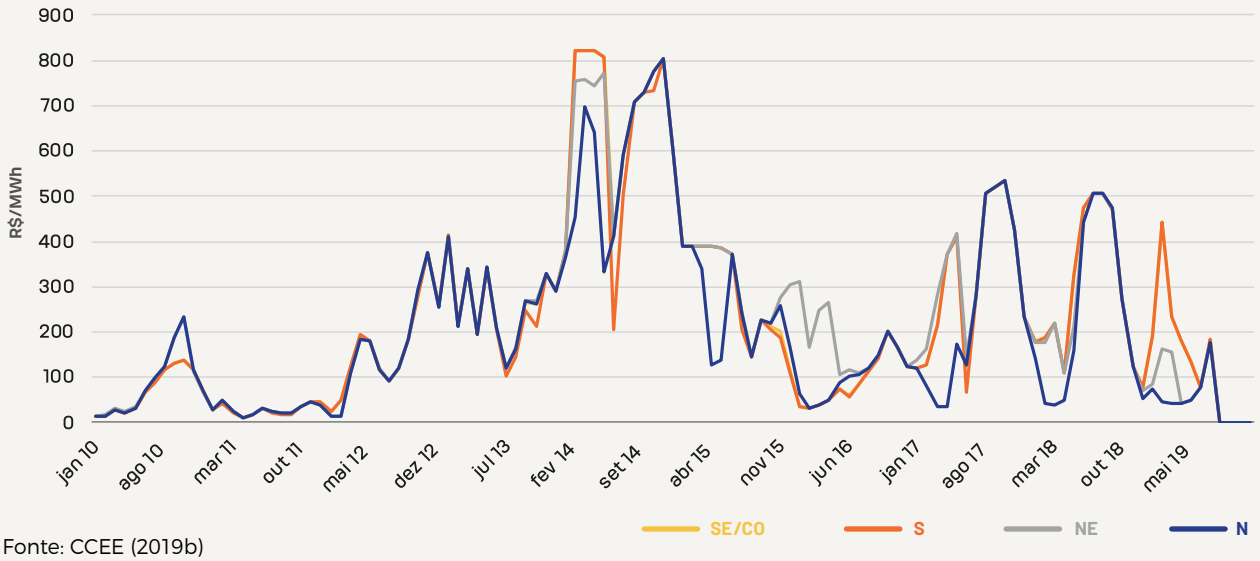
O PLD é o preço usado para liquidar as diferenças entre as quantidades de energia produzida e os valores contratados. A CCEE calcula o PLD com base no despacho "ex-ante", utilizando as previsões de disponibilidade das usinas e da demanda projetada para a semana seguinte. Os modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, que também são utilizados pelo ONS para operar o sistema como um todo, são utilizados para estimar o despacho ótimo hipotético de cada usina no sistema, a fim de calcular os prováveis Custos Marginais de Operação (CMO) para a semana seguinte. Dessa forma, o PLD é calculado com base em previsões e não em dados reais de mercado. O modelo tem sido fortemente criticado devido às diferenças significativas percebidas entre o PLD e os custos reais de operação do sistema, que distorcem os sinais de preços para os participantes do mercado.[78]

A mudança para um modelo com base horária voltou de maneira mais contundente a pauta desde 2016. Desde abril de 2018, a CCEE vem trabalhando no teste da implementação de um novo sistema de "PLD horário". Os valores do PLD horário estão sendo publicados desde julho de 2019, porém ainda sem terem validade no mercado. Essa chamada "operação sombra" tem por objetivo promover a previsibilidade e transparência na implementação do novo modelo de preço. Historicamente, como o sistema elétrico brasileiro contava com uma flexibilidade operativa infinita devido a sua base em fontes hídricas, não houve necessidade de precificação com uma granularidade menor. Com uma diversificação crescente da matriz elétrica e entrada de fontes intermitentes desde a última década, a introdução de um preço horário tem se tornado uma necessidade real do sistema, e a introdução do PLD horário tem sido exigida por diversos agentes do setor. O objetivo do novo modelo de precificação é permitir a remuneração econômica correta dos atribu-

77 Canal Energia (2019a)

78 Zanette (2013)

FIGURA 5.3 | Valores médios mensais de PLD em R$ por MWh (2010 - 2019)



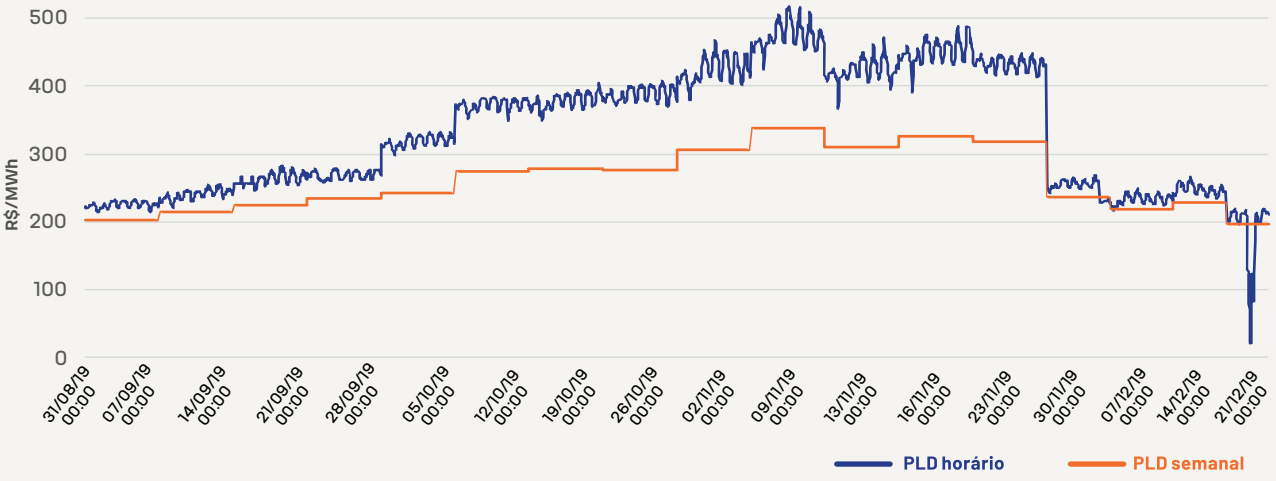
Fonte: CCEE (2019b)

tos das diversas fontes no sistema. A partir de 2020, o novo modelo de PLD será utilizado para programar o despacho do sistema e passará a valer para a contabilização e liquidação financeira do mercado a partir de 2021.[79]

Desde 2015, a ANEEL estabelece um piso e um teto anuais para o PLD. O cálculo do PLD máximo leva em consideração os custos operacionais variáveis das usinas termelétricas disponíveis para despacho centralizado. O valor mínimo do PLD é baseado no custo de operação e manutenção das usinas hidrelétricas e no encargo setorial CFURH, para o uso de recursos hídricos (ver seção 5.2.1).

A Figura 5.3 mostra o histórico do PLD semanal de 2010 a 2019 para cada um dos quatro subsistemas.

FIGURA 5.4 | Comparação de valores de PLD horário e PLD semanal médio no subsistema Nordeste



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE (2019c)

79 CCEE (2019a)

A implementação dos preços horários permitirá maior granularidade e sinalização aos agentes do mercado de períodos mais críticos. A Figura 5.4 apresenta as simulações para o subsistema do Nordeste, comparando os preços horários (DESSEM) e o atual PLD (DECOMP). O PLD semanal médio foi de 260 R$/MWh em comparação com um PLD horário (sombra) médio de 327 R$/MWh no período analisado.

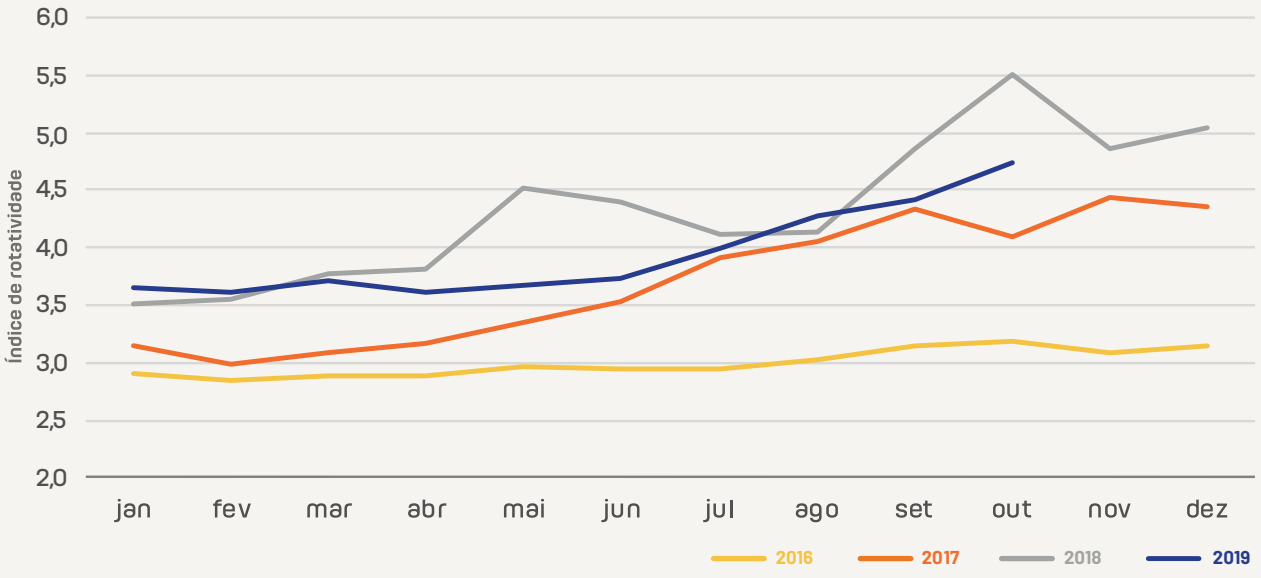
No ACL, os preços são negociados bilateralmente e sem divulgação ao público. Empresas que oferecem a migração de grandes consumidores para o ACL anunciam reduções de custos significativas aos seus clientes, dependendo da área de concessão. Os contratos assinados no ACL geralmente têm duração de até 5 anos, razão pela qual os geradores que requerem financiamento preferem comercializar pelo menos uma parte da eletricidade de sua usina no ACR.

5.1.3
Concentração de Mercado

O índice Herfindahl-Hirschman (HHI),[80] utilizado em diversos países para medir o nível de concentração de mercado e indicar a competitividade no mercado elétrico, não é publicado regularmente para o setor elétrico brasileiro. Em 2018, a Fundação Getúlio Vargas (FGV) publicou um estudo que indica um HHI de 2.015 para o segmento de geração (concentração moderada), 3.468 para a transmissão (altamente concentrada) e 1.402 para a distribuição de eletricidade (mercado competitivo).[81]

Em 2011, a PwC tinha estimado o HHI em 1.500 no segmento de geração, 1.100 na transmissão e 780 no segmento de distribuição o que indica um aumento na concentração de mercado nos três segmentos.

FIGURA 5.5 | Índice de rotatividade para o ACL



Fonte: Elaboração própria, baseada em dados da CCEE (2019d)

80 O HHI é definido como a soma dos quadrados da participação percentual de cada participante do mercado. O índice pode variar entre 0 e 10.000. Quanto maior o índice, mais concentrado é o mercado. Um mercado com um HHI inferior a 1.500 é geralmente considerado competitivo, enquanto um mercado com um HHI entre 1.500 e 2.500 é considerado moderadamente concentrado, e um mercado com um índice acima de 2.500 é considerado altamente concentrado.

81 FGV (2018)

A CCEE avalia a liquidez do ACL utilizando um índice de rotatividade, que é definido pela relação entre o volume total de eletricidade negociado e o volume total de contratos de compra celebrados no ACL. A Figura 5.5 mostra o comportamento do índice de rotatividade entre 2016 e outubro de 2019, indicando um aumento de liquidez nesse período.

CCEE AVALIA A LIQUIDEZ DO ACL UTILIZANDO UM ÍNDICE DE ROTATIVIDADE

A Figura 5.6 mostra a atual concentração de mercado, indicando as participações das maiores empresas nos diferentes segmentos de mercado.

FIGURA 5.6 | Principais empresas por segmento do setor elétrico

Setor	Agentes de mercado	Participação			
Geração por capacidade instalada[b]	7.202 usinas[a]	30% Eletrobras	30% 10 Maiores emp. exc. Eletrobras	40% Outras empresas	
Transmissão por comprimento de linhas[b]	75 concessionárias[c]	44% Eletrobras	41% 7 Maiores emp exc. Eletrobras	15% Outras empresas	
Distribuição[b]	53 concessionárias[d]	58% 10 Maiores empresas	42% Outras empresas		
Comercialização[b]	1.610 agentes*[a]	35,5% 10 Maiores empresas	64,5% Outras empresas		

* Inclui comercializadores, produtores independentes, geradores, autoprodutores e distribuidores.

Fonte: (a) ANEEL (2018), (b) Bank of America (2019), (c) ANEEL (2019b), (d) ANEEL (2018a)

5.2 Mercado Varejista (ACR)

Em dezembro de 2018, havia um total de 83,6 milhões de consumidores no ACR[82], a maioria dos quais foram consumidores residenciais, comerciais e pequenas indústrias. No mesmo ano, o consumo de eletricidade no ACR totalizou 312,6 TWh[83], que corresponde a 71,4%[84] do consumo do País. Os consumidores do ACR são denominados consumidores cativos, uma vez que não têm escolha sobre onde comprar sua eletricidade. A empresa de distribuição local os abastece na tarifa de eletricidade definida pela ANEEL para sua área de concessão. A Tabela 5.3 mostra o consumo de eletricidade no ACR e o número de consumidores por setor com as suas respectivas participações de mercado.

O sistema tarifário brasileiro é relativamente complexo. No ACR, a ANEEL define as tarifas de eletricidade para cada uma das 53 áreas de concessão do Brasil, com ajustes tarifários anuais. A metodologia de tarifação aplicada (RPI-x) visa encontrar um equilíbrio entre preços justos para os consumidores e uma remu-

82 ANEEL (2019c)
83 EPE (2019c)
84 CCEE (2018a)

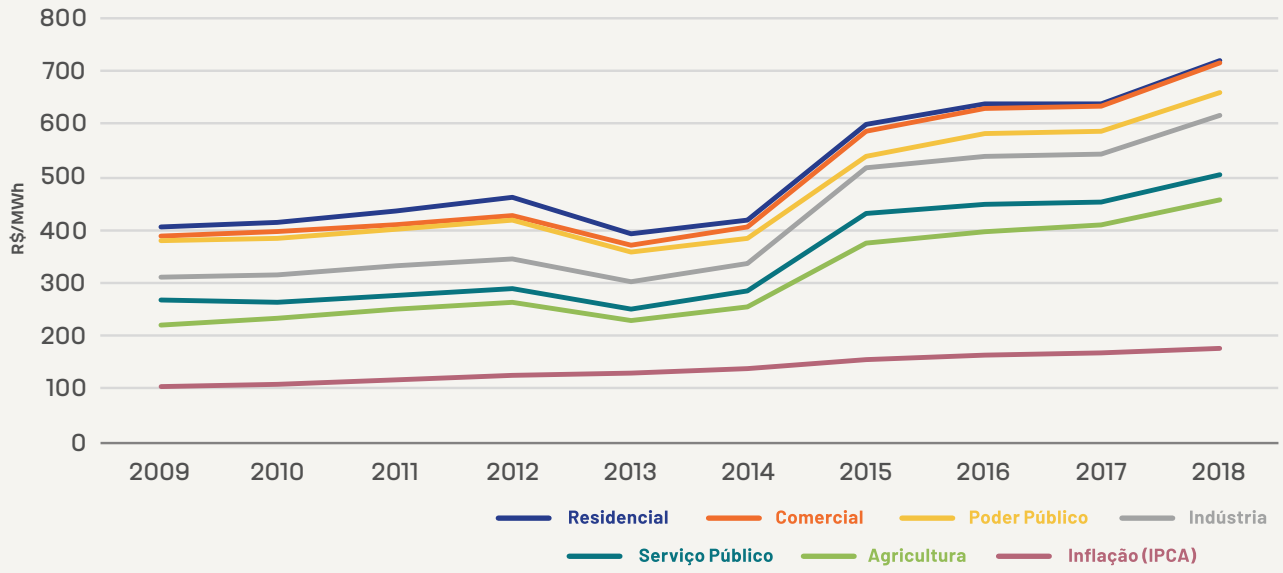
TABELA 5.3 | Consumo de energia elétrica e número de consumidores no ACR em dezembro de 2018

Setor	Consumo de eletricidade em GWh (2018)	Participação do setor no consumo total	Número de consumidores (2018)	Participação de mercado
Residencial	138.416	44,3%	71.797.104	85,85%
Comercial e serviço	71.884	23,0%	5.785.393	6,92%
Rural	24.902	8,0%	4.724.200	5,65%
Poder público	14.975	4,8%	581.324	0,70%
Industrial	33.115	10,6%	526.240	0,63%
Iluminação pública	15.988	5,1%	103.307	0,12%
Serviços Públicos	12.804	4,1%	99.986	0,12%
Consumo Próprio	489	0,2%	9.469	0,01%
TOTAL	312.572	100%	83.627.023	100%

Fonte: ANEEL (2019c)

neração adequada para as empresas de distribuição. Dessa forma, pode haver uma variação considerável entre as tarifas das áreas de concessão. Segundo as tarifas médias residenciais aplicadas em dezembro de 2019, a tarifa mais baixa foi de 0,468 R$/kWh, enquanto a mais alta foi de 0,684 R$/kWh.[85] Ao longo da última década houve um aumento significativo dos preços de eletricidade para as diferentes classes de consumo, descolado do índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). A Figura 5.7 mostra o desenvolvimento das tarifas médias de eletricidade por classe de consumo na última década, juntamente com o aumento geral dos preços, representado por um índice de inflação no mesmo período (começando com o valor de 100 em janeiro de 2008).

FIGURA 5.7 | Índice de inflação e tarifas médias brasileiras de energia elétrica (incluindo impostos) por classe de consumo



Fonte: ANEEL (2019c), IBGE (2018b)

85 ANEEL (2019d)

Em 2013, o governo reduziu as tarifas de eletricidade em uma média de 20% em cumprimento a uma promessa eleitoral. O nível de redução foi estabelecido com base numa série de condições e suposições, mas se mostrou insustentável. A situação piorou devido a condições hidrológicas desafiadoras: um período prolongado de secas demandou um uso elevado da geração termelétrica, levando a um disparo das tarifas em 2015 e um forte aumento em 2016. Na média, os preços aumentaram em 62,27% entre 2012 (antes da redução extraordinária) e 2018. Em 2015, o governo introduziu o sistema de bandeiras tarifárias, para refletir os custos e condições extraordinários na geração de eletricidade (ver 5.2.1).

Conforme citado na seção 5.1.1, o ACL era restrito a consumidores livres, com uma demanda mínima de 3 MW durante muito tempo, e a consumidores especiais, com demanda mínima de 500 kW e que optam por comprar eletricidade de fontes incentivadas (ou seja, de energias renováveis e cogeração). A demanda mínima está sendo reduzida gradativamente e chegará até 500 kW em 2023.[86] Um cronograma de abertura total, ou seja, o livre acesso ao ACL de todos os consumidores está previsto para 2024.[87] Para facilitar a migração de consumidores menores para o ACL foi introduzida a RN 570/2013, que permite que esses consumidores sejam representados pelos comercializadores varejistas. Apesar da modalidade ainda não ter uma adesão significativa, observa-se um leve crescimento: de 26 consumidores representados por comercializadores varejistas em 2018, para atualmente 109.[88]

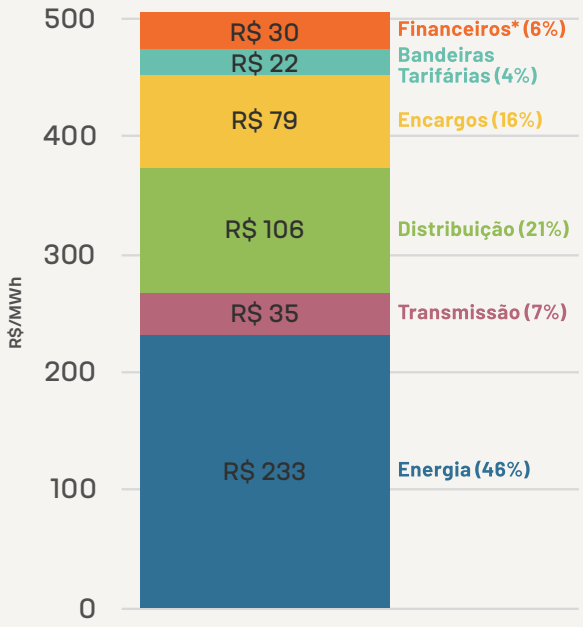
86 Canal Energia (2019b)
87 MME (2019)
88 Canal Energia (2019c)

5.2.1
Composição da Conta de Eletricidade

A conta de eletricidade paga pelos consumidores do ACR inclui custos relacionados à geração, transmissão e distribuição, além de encargos setoriais e impostos.

As tarifas de eletricidade são determinadas pela ANEEL com base em uma metodologia complexa, que leva em consideração os diversos parâmetros na estrutura de custos dos provedores de serviços. Os impostos estaduais e municipais que incidem sobre eletricidade variam entre as diversas áreas de concessão e são calculados separada- mente para cada empresa de distribuição. Como resultado, há uma variação considerável entre os preços de eletricidade pagos pelos consumidores finais em cada uma das 53 concessionárias[89]. A Figura 5.8 apresenta a composição da tarifa média brasileira de energia elétrica (sem impostos) em 2018.

FIGURA 5.8 | Composição da tarifa média de energia elétrica (2018)



* O componente "Financeiros" representa um valor de ajuste referente ao período anterior, em função de divergências entre gastos e investimentos previstos (no momento do ajuste anterior) e efetivamente realizados. Dessa forma o mesmo pode representar um acréscimo ou desconto na tarifa para o consumidor final.

Fonte: ANEEL (2019n)

89 ANEEL (2018)

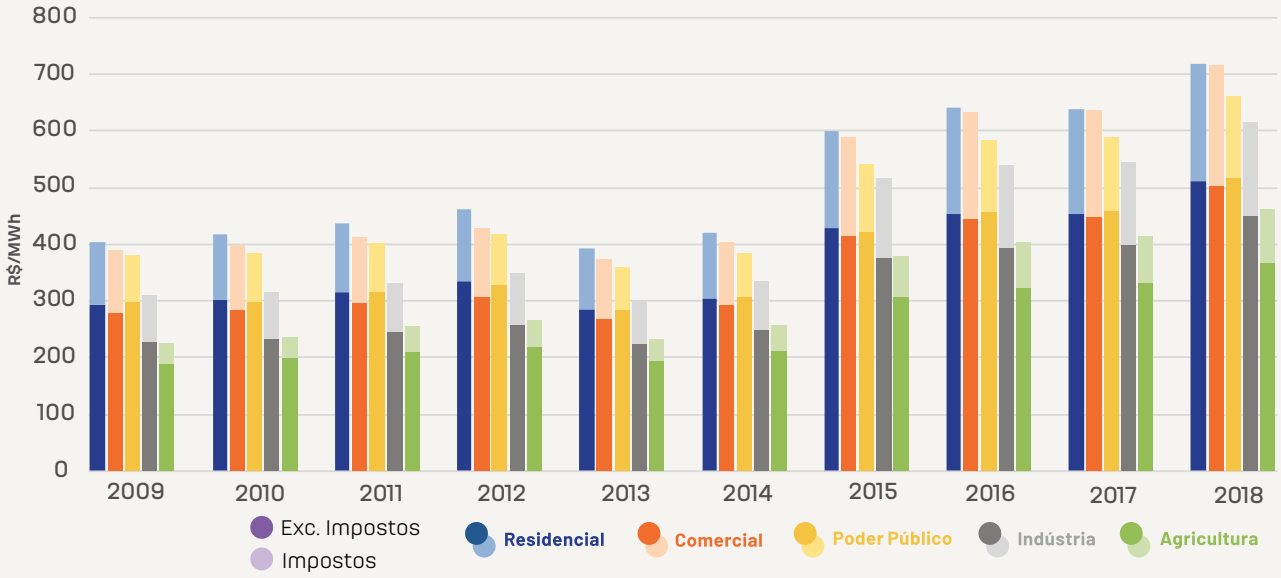
A Figura 5.9 mostra a evolução das tarifas médias de energia elétrica desde 2009 até 2018, com e sem impostos, por classe de consumo.

Os impostos incidentes sobre a eletricidade incluem dois federais denominados PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), o ICMS estadual (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) e a contribuição municipal COSIP/CIP (Contribuição para os Serviços de Iluminação Pública).

Além dos impostos, o consumidor paga encargos setoriais que são cobrados para fins específicos, definidos pelo Congresso Nacional, tais como a implementação de políticas públicas e outros incentivos. As empresas de distribuição arrecadam esses encargos dos consumidores finais por meio das contas de eletricidade.

A Tabela 5.4 mostra os encargos setoriais e os seus objetivos.

FIGURA 5.9 | Tarifas médias brasileiras de eletricidade por classe de consumo, com e sem impostos (2009-2018)



Fonte: ANEEL (2019c)

TABELA 5.4 | Encargos setoriais

Tipo de encargo	Objetivo
CDE Conta de Desenvolvimento Energético	Promover as fontes alternativas de energia, a universalização dos serviços elétricos (eletrificação rural), subsidiar tarifa social e tarifa rural e fornecer subsídios para o carvão nacional
CCC Conta de Consumo de Combustíveis	Subsidiar a geração térmica, em particular na região Norte (sistemas isolados)
PROINFA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	Incentivar a geração de energia a partir de fontes alternativas (eólicas e biomassa) e de pequenas centrais hidrelétricas
RGR Reserva Global de Reversão	Reembolsar custos de ativos relacionados à prestação de serviços das distribuidoras e fomentar a expansão e melhoria dos serviços de eletricidade
ESS Encargo de Serviços do Sistema	Custear a manutenção do SIN para aumentar a confiabilidade e segurança da oferta
CFURH Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos	Fornecer compensação financeira a União, Estados e Municípios pelo uso da água e de terras produtivas para geração de energia
ONS Operador Nacional do Sistema	Financiar o funcionamento do ONS
P&D/EE Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Promover pesquisa científica e tecnológica relacionada à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos para a geração de eletricidade
EER Encargo de Energia Reserva	Cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva adquirida em leilões
TFSEE Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	Financiar o funcionamento da ANEEL

Fonte: Baseado na ANEEL (2016)

A Tabela 5.5 mostra as principais despesas financiadas pelo encargo CDE entre 2013 e 2018, em bilhões de reais.

TABELA 5.5 | Destino das receitas da CDE (2013-2018)

Orçamento CDE (bilhões R$)						
Despesas	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**
Tarifa social (consumidores de baixa renda)	2,20	2,10	2,17	2,24	2,50	2,44
Eletrificação rural	2,03	0,88	0,88	0,97	1,17	1,17
Subsídios ao carvão nacional	1,00	1,12	1,22	1,01	0,91	0,75
Fontes alternativas e gás natural	-	-	-	-	-	-
CCC - Sistemas isolados	4,04	4,69	7,22	6,34	5,06	5,35
Descontos na distribuição (TUSD)	4,46	4,09	5,45	6,16	6,05	6,94
Compensação de concessões	-	3,18	4,90	1,24	-	-
Outras despesas	2,41	2,90	4,29	2,55	1,48	3,36
TOTAL	14,12	18,07	25,25	18,29	15,99	18,84

Fonte: ANEEL (2018)

O reajuste tarifário é realizado separadamente para cada distribuidora de forma regular: há um ajuste anual na data do aniversário do contrato de concessão, uma revisão tarifária periódica (que ocorre em média a cada quatro anos) e revisões extraordinárias de tarifas, sempre quando necessário.

Os custos das distribuidoras de eletricidade são divididos em duas categorias pela ANEEL:

> **Parcela A:** custos considerados "não gerenciáveis" ou não dependentes da gestão empresa distribuidora, incluindo custos da compra de energia, custos de transmissão e encargos setoriais. Esses custos são avaliados durante o processo de reajuste tarifário. Os custos da compra de energia dos distribuidores dependem da composição da sua carteira de contratos assinados em leilões de energia.

> **Parcela B:** custos considerados "gerenciáveis", que dependem do desempenho individual da distribuidora, tais como os custos operacionais, taxa de depreciação e retorno de investimentos. Os custos da parcela B são ajustados com base no índice geral de preços do mercado (IGP-M) e em um fator de eficiência definido pela ANEEL, denominado "fator x", que pretende repassar aos consumidores os ganhos de produtividade da concessionária decorrentes do crescimento do mercado.

A ANEEL implementou a Conta de Compensação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) para contabilizar as variações cambiais. A CVA registra as variações entre os valores homologados nos reajustes tarifários e os que foram efetivamente desembolsados no período de um ano entre dois reajustes consecutivos.

As revisões tarifárias periódicas, que ocorrem em média a cada quatro anos, redefinem a Parcela B, revisando o nível eficiente dos custos operacionais e a remuneração dos investimentos com base em uma comparação entre as empresas de distribuição e outras referências *(benchmarking)*.

Classes de Consumo

Consumidores do Grupo A (consumidores conectados à rede de tensão superior a 2,3 kV) são atendidos em tarifa binômia, podendo escolher entre duas tarifas diferentes, dependendo do perfil de consumo individual.

> **Tarifa azul:** inclui preços diferenciados por kW de demanda de acordo com o horário de utilização (ponta e fora da ponta) e quatro preços diferentes por kWh, dependendo da hora do dia e do período do ano (ponta e fora da ponta/período úmido e seco).

> **Tarifa verde:** inclui um preço único por kW de demanda e quatro preços diferentes por kWh, dependendo da hora do dia e do período do ano (ponta e fora da ponta/período úmido e seco).

Consumidores do Grupo B (consumidores conectados à rede de tensão inferior a 2,3 kV) são atendidos em tarifa monômia, pagando pela sua conexão por meio de um consumo mínimo chamado "custo de disponibilidade". Esse custo é equivalente a um consumo mínimo de 30 kWh para conexões monofásicas, 50 kWh para conexões bifásicas e 100 kWh para conexões trifásicas. O custo de disponibilidade é cobrado independentemente do consumo, não podendo ser reduzido a zero mesmo que o consumidor gere sua própria energia por meio do *Net Metering* (ver seção 8.2) ou que não apresente nenhum consumo durante todo o mês.

Uma nova opção de tarifa, a Tarifa Branca, foi introduzida em janeiro de 2018 para consumidores do Grupo B com níveis de consumo acima de 500 kWh, sendo estendida a todos os 83 milhões[90] de consumidores do Grupo B até janeiro de 2020. A tarifa branca diferencia a tarifa para o consumo em função do horário e do dia da semana, a fim de deslocar o uso de eletricidade para fora dos horários de ponta. Consumidores que optarem por essa tarifa têm seus medidores convencionais substituídos por medidores inteligentes, sendo responsabilidade das empresas distribuidoras arcar com os custos de substituição (ver 10.3). Até novembro de 2018, apenas 3.082 consumidores haviam aderido à nova opção tarifária.[91]

Consumidores de baixa renda têm acesso a uma tarifa subsidiada chamada "tarifa social", que oferece descontos de até 65% na tarifa de eletricidade convencional, dependendo do nível de consumo. Um aumento dos descontos para os consumidores elegíveis de até 70% já foi aprovado pelo senado em 2019 e está aguardando aprovação final pelas comissões pertinentes (PL 2428/19).[92]

Em 2015, o governo introduziu um sistema de "bandeiras" para informar os consumidores finais sobre variações nos custos de geração, que dependem das condições de geração no SIN. Essas variações podem ser resultado de restrições hidrológicas temporárias ou de variações cambiais, que pode afetar o custo dos combustíveis fósseis. A bandeira verde indica condições favoráveis de geração, a bandeira amarela indica condições menos favoráveis e a vermelha indica condições desfavoráveis, ambas as últimas envolvendo cobranças adicionais. Na tarifa elétrica média de 2018, as bandeiras tarifárias representaram um acréscimo líquido de 22 R$/MWh ou 4% da tarifa média (sem impostos) (ver Figura 5.7).

5.3 Alocação dos Custos da Rede

Os custos de transmissão e distribuição são repassados ao consumidor final. Geradores, empresas de distribuição e grandes consumidores do mercado livre conectados diretamente à rede de transmissão (ou seja, que possuem instalações operando em tensões superiores a 230 kV) são cobrados pelo transporte de eletricidade por meio da Tarifa de uso do Sistema de Transmissão (TUST).

A ANEEL desenvolveu uma metodologia para o cálculo da TUST, baseada no custo marginal de longo prazo (a exemplo do modelo do Reino unido),[93] com reajustes anuais. A TUST consiste em várias parcelas, sendo a principal delas a TUST-RB, que é cobrada de todos os usuários para financiar os custos de instalação da rede básica a 230 kV ou acima. A TUST-RB é calculada usando o Programa Nodal, que considera os custos de transmissão a partir do ponto de conexão com a rede. A parcela TUST-FR, que consiste em encargos de serviço para as unidades de transformação e demais Instalações de Transmissão (DITs), é aplicada às empresas de distribuição de acordo com seu uso específico.

90 ANEEL (2019c)
91 Estadão (2019)
92 Câmara dos Deputados (2019)
93 ANEEL (2013)

A TUST-FR cobre o custo de todos os barramentos abaixo de 230 kV. A tarifa de transmissão para a usina binacional de Itaipu é calculada separadamente e é paga apenas pelas suas distribuidoras cotistas. Os importadores e exportadores de eletricidade estão sujeitos a uma tarifa de transmissão específica, chamada TUST exp/imp, e à remuneração do uso das instalações necessárias para o intercâmbio internacional de eletricidade, denominado TUIl.

Consumidores cativos do ACR e consumidores livres do ACL conectados à rede de distribuição pagam pelo serviço de Distribuição por meio da Tarifa de uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TUSD pode ser dividida em dois componentes: TUSD Fio, relacionada aos custos operacionais do sistema de distribuição, e TUSD Encargos, que inclui encargos e taxas setoriais. O custo de distribuição é detalhado nas contas de eletricidade dos consumidores.

A construção, operação e manutenção das linhas de transmissão são concedidas pela ANEEL por meio de leilões, em contratos de 30 anos de duração. Atualmente existem 75 empresas de transmissão no SIN.[94] Atualmente, 49% das linhas de transmissão são de propriedade da Eletrobras e suas subsidiárias[95].

As empresas de transmissão são remuneradas com base na Receita Anual Permitida (RAP), determinada nos leilões de transmissão: o valor máximo da RAP é publicado no edital do leilão, e a empresa que oferece a RAP mais baixa vence o leilão.

Os valores de RAP das empresas de transmissão são revisados a cada 4 ou 5 anos, conforme os contratos de concessão. De julho de 2018 a junho de 2019, as RAPs das 75 concessionárias de transmissão totalizaram 24 bilhões de reais.[96]

As receitas anuais das concessionárias de distribuição totalizaram 148 bilhões de reais em 2018.[97]

94 Eletrobras (2018)
95 MME (2018)
96 ANEEL (2018b)
97 ANEEL (2018f)

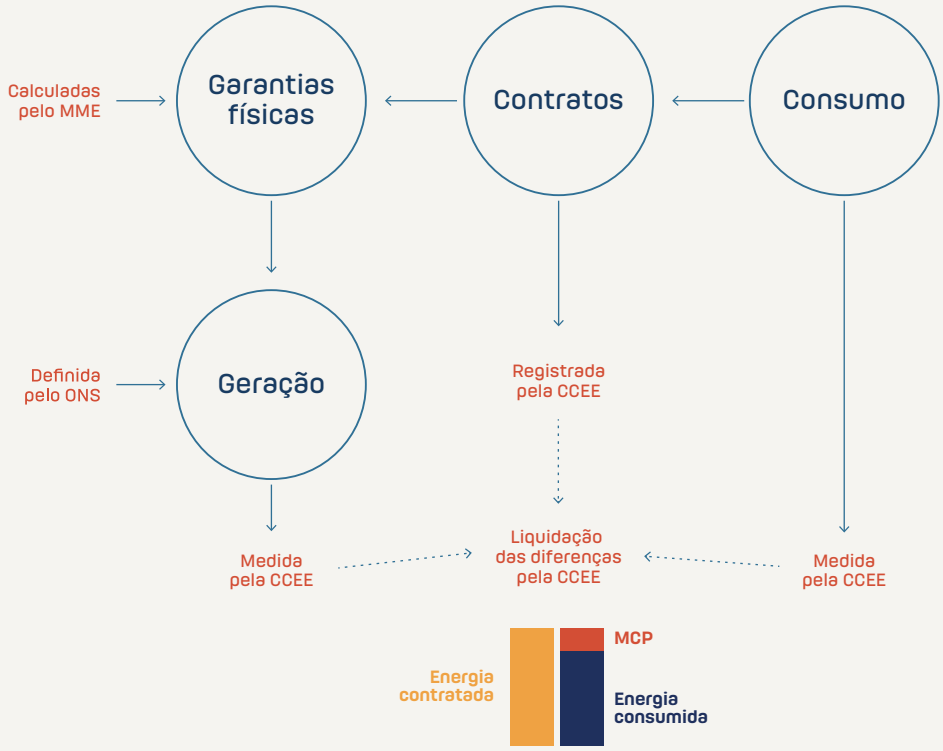
6

O Mercado de Curto Prazo

A operação do sistema elétrico *(electricity balancing)* é competência do ONS, que administra o despacho de energia de forma centralizada. O ONS determina o despacho de cada usina utilizando os modelos computacionais de otimização NEWAVE e DECOMP, de modo que as fontes de energia no SIN sejam usadas da maneira mais eficiente possível e que seja garantida a disponibilidade futura dos recursos. O ONS pode, portanto, despachar geradores fora da ordem de mérito e, o despacho físico não reflete necessariamente o volume contratado (ver seção 5.1.1). O planejamento da operação é realizado em horizontes anuais e mensais, passando por atualizações semanais e diárias.[98]

A contabilização e liquidação financeira é realizada mensalmente pela CCEE no chamado Mercado de Curto Prazo (MCP), tanto para o ACR quanto para o ACL. O MCP opera mais como um mecanismo de liquidação financeira do que como um verdadeiro mercado. Todos os contratos do ACR e do ACL são registrados na CCEE e considerados no processo de liquidação. Uma vez por mês, os compradores do ACR[99] depositam o valor referente à energia consumida em uma conta bancária administrada por um agente financeiro, que é nomeado pela ANEEL. De acordo com os valores nos contratos do comprador, registrados na base de dados, o agente financeiro transfere esses valores para os respectivos vendedores no dia seguinte. As diferenças entre volumes contratados e consumidos são liquidadas no valor do PLD.

FIGURA 6.1 | Ilustração do Processo de liquidação



Fonte: CALABRIA, SARAIVA (2014)

98 ONS (2018a)

99 No ACL, as transações financeiras são liquidadas bilateralmente, enquanto as diferenças entre a energia consumida e a energia contratada são liquidadas via MCP, utilizando as mesmas regras do ACR.

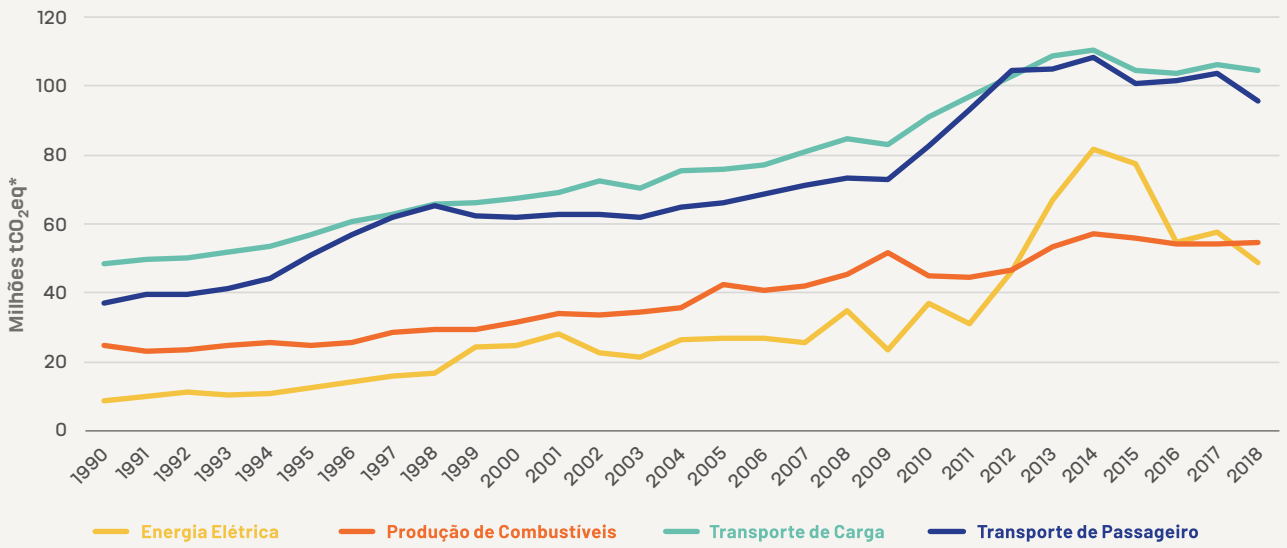
7

Políticas Energéticas de Longo Prazo e Descarbonizacão

Os principais compromissos do Brasil em relação à descarbonização de sua matriz energética são referentes às Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs), homologadas pelo governo em 2016.[100] Segundo suas NDCs, o Brasil se comprometeu a promover uma redução de 37% das emissões de GEE até 2025 e uma meta indicativa de redução de 43% até 2030.[101] Para atingir as metas de redução, o Brasil pretende alcançar uma participação de energias renováveis de pelo menos 45% na matriz energética até 2030. No setor elétrico, as NDCs demostram uma intenção de aumentar a participação das fontes renováveis para, pelo menos, 23% até 2030, sem considerar a participação das grandes hidrelétricas. As NDCs preveem ainda 10% de ganhos em eficiência energética no setor elétrico. É importante ressaltar, no entanto, que a única meta definida na NDC brasileira é a redução de 37% das emissões de GEE até 2025, aplicada para toda a economia, o que possibilita diversos caminhos ao país para atingi-la. Os demais compromissos subsetoriais na NDC são intenções, não metas.

As emissões de GEE relacionadas ao consumo de energia experimentaram um forte crescimento nos últimos anos. Desde 2012, o uso de energia tem sido a terceira maior causa de emissões de GEE, logo atrás do uso da terra, mudanças no uso da terra e florestas (LULUCF) e a agropecuária. Segundo os dados do Observatório do Clima, as atividades econômicas que tiveram mais emissões associadas ao uso de energia em 2018 foram: transporte de carga (26%), transporte de passageiros (24%), geração de combustíveis (13%) e geração de eletricidade (12%).[102] Como resultado da crise hidrológica, as emissões provenientes da geração de eletricidade aumentaram acentuadamente após 2011, conforme apresentado na Figura 7.1.

FIGURA 7.1 | Histórico de emissões de GEE associadas ao uso de energia por atividade econômica



*De acordo com GWP-AR5
Fonte: SEEG (2019)

100 As Pretendidas Contribuições Nacionalmente Determinadas (iNDC) foram estabelecidas no âmbito do Acordo de Paris, em dezembro de 2015, e indicam os esforços que o País pretende empreender para mitigar seu impacto nas mudanças climáticas. Após a ratificação do Acordo, em setembro de 2016, as iNDCs deixaram de ser contribuições pretendidas e passaram a ser metas, as NDCs.

101 Em comparação com 2005.

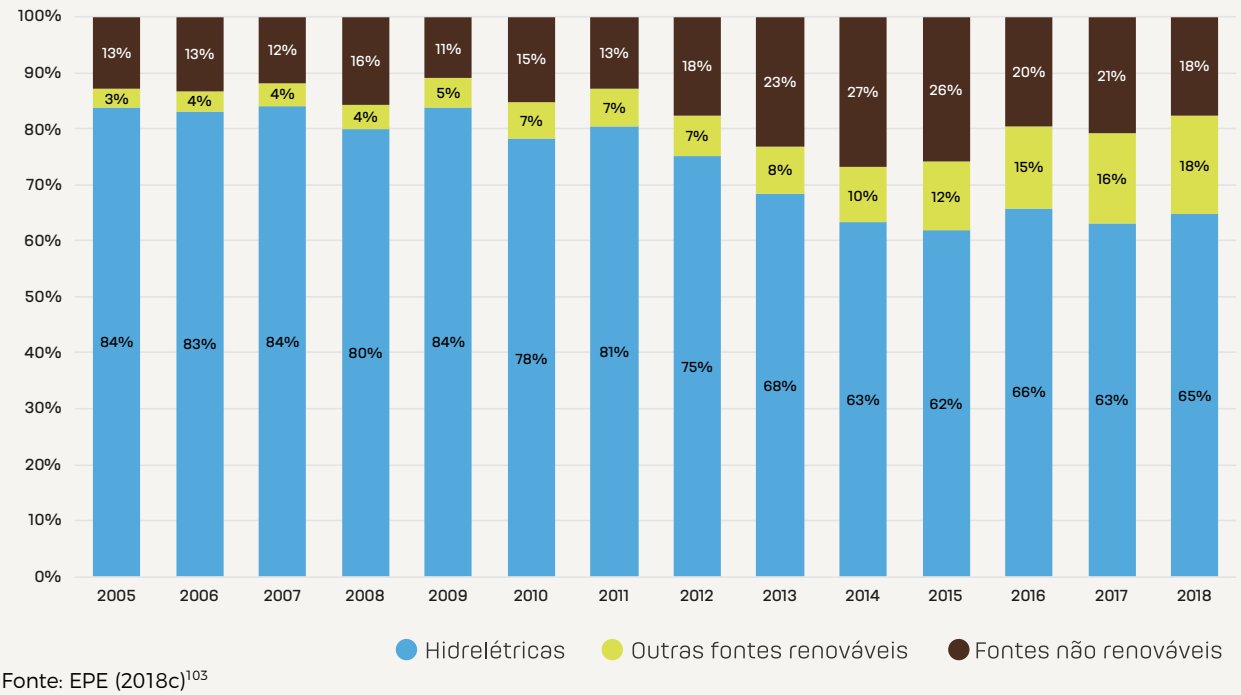
102 SEEG (2019)

A matriz elétrica brasileira é considerada relativamente limpa. No entanto, é importante destacar que se espera um forte crescimento do consumo de energia no Brasil nas próximas décadas. Dadas as restrições para novas hidrelétricas e os grandes volumes projetados para a disponibilidade de gás natural, manter ou reduzir o nível de emissões de GEE do setor elétrico será um grande desafio.

O sistema elétrico brasileiro é dominado por grandes usinas hidrelétricas em combinação com a geração termelétrica a combustíveis fósseis durante os períodos de seca. A Figura 7.2 mostra a evolução da geração de eletricidade por combustíveis fósseis versus renováveis na última década.

Uma das medidas cruciais para reduzir as emissões relacionadas a indústria e transporte será a expansão e integração de energias renováveis, como, por exemplo, por meio da eletrificação das frotas de transporte, a eletrificação do setor industrial e de espaços urbanos.

FIGURA 7.2 | Participação da geração de eletricidade renovável e não renovável entre 2005 e 2018



Fonte: EPE (2018c)[103]

103 Para os valores de biomassa foi levado em consideração bagaço de cana, lixívia e lenha. A categoria "hidrelétricas" engloba as grandes, médias e pequenas usinas, pois não há dados disponíveis sobre a geração por tipo de usina hidrelétrica.

8

Energias Renováveis

8.1
Geração Centralizada com Fontes Renováveis

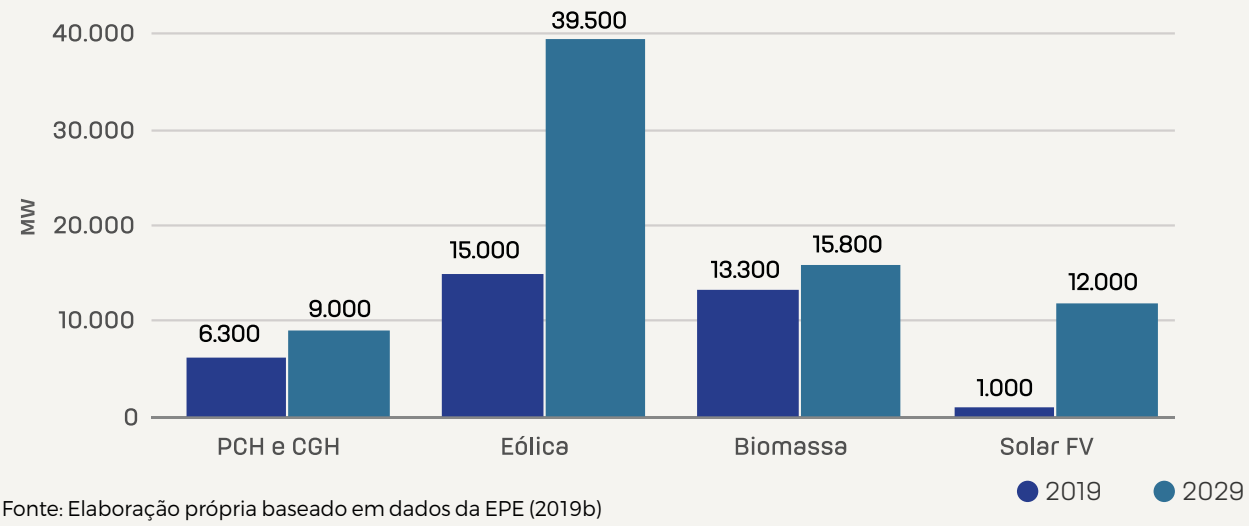
Em 2018, as fontes de energia renovável não hidroelétrica, neste caso, energia eólica, solar e biomassa, representaram 18% da geração de eletricidade no Brasil. As grandes hidrelétricas ainda dominam a matriz elétrica, e a energia hidrelétrica[104] representou 65% de toda a geração em 2018.[105] Até 2050, espera-se que o consumo de eletricidade no Brasil mais do que triplique.[106] Ao mesmo tempo, a implementação de novas centrais hidrelétricas de grande porte é cada vez mais difícil, devido às restrições sociais e ambientais, os altos custos de investimento e períodos de construção muito longos. Além disso, a hidrologia desfavorável dos últimos anos destacou a importância de diversificar a matriz de geração.

Nesse contexto, a expansão das capacidades de geração renovável, baseada em um portfólio variado de tecnologias de custos decrescentes, oferece ao Brasil a oportunidade de alinhar seus objetivos de segurança energética, eficiência de custos e baixas emissões de GEE no médio e longo prazo.

O planejamento energético brasileiro de longo prazo é definido em dois documentos elaborados pela EPE: o Plano Nacional de Energia (PNE 2030), cuja atualização mais recente é de 2007, e o Plano Decenal de Energia, na sua versão mais recente de 2019 (PDE 2029). Ambos os documentos estimam um forte crescimento da demanda e, portanto, a necessidade de expandir a capacidade de geração no País, fornecendo uma linha de base para estabelecer um cronograma de leilões de energia. Uma nova versão do Plano Nacional de Energia para o horizonte de 2050 (PNE 2050) está sendo finalizada e deverá ser publicada em 2020.

A Figura 8.1 apresenta a capacidade instalada e a expansão projetada das fontes renováveis

FIGURA 8.1 | Capacidade de geração instalada e projetada por fonte (2019 e 2029)



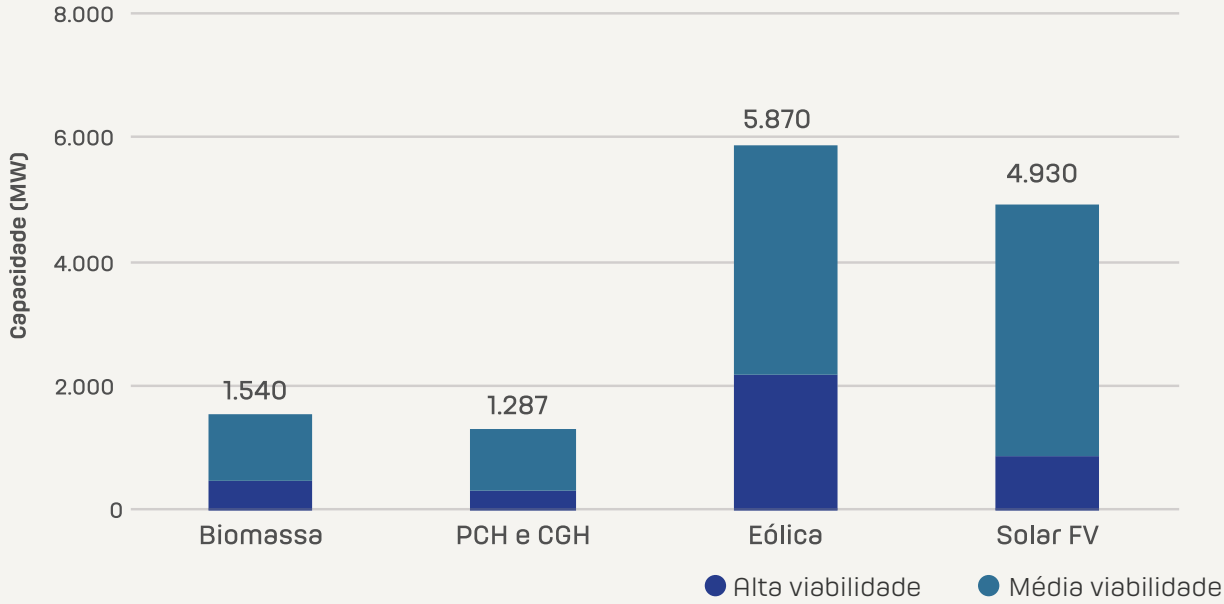
Fonte: Elaboração própria baseado em dados da EPE (2019b)

104 Inclui PCH, CGH e UHE.
105 EPE (2018c)
106 EPE (2016)

não hidroelétricas no cenário de referência do Plano Decenal de 2029 (PDE 2029), sendo os dados referentes ao ano de 2019 relativos ao mês de maio.

De acordo com a ANEEL, 459 projetos de energias renováveis (sem considerar as hidrelétricas de grande porte) estão em desenvolvimento até 2024 para fornecer eletricidade ao ACR e ao ACL.[107] A capacidade instalada adicionada por esses projetos totaliza 13,6 GW, dos quais 28,5% (ou 3,9 GW) têm probabilidade alta de entrar em operação até 2024. A Figura 8.2 mostra os projetos em desenvolvimento em dezembro de 2019, juntamente com a avaliação da ANEEL quanto à viabilidade de implementação.

FIGURA 8.2 | Expansão da capacidade de geração renovável em desenvolvimento até 2024 por fonte e probabilidade de implementação programada



Fonte: ANEEL (2019)

As políticas energéticas brasileiras são focadas em segurança energética e eficiência de custos, com subsídios para famílias de baixa renda (via tarifa social) e para a geração a combustíveis fósseis. O subsídio aos fósseis ocorre com o objetivo de redistribuir os custos elevados de geração das regiões atendidas por sistemas isolados, localizadas principalmente em áreas remotas no norte do País.

O primeiro programa governamental para a promoção de energias renováveis, denominado Programa de Incentivos para Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), foi introduzido em 2002. O objetivo do PROINFA foi de diversificar a matriz energética, aumentando a participação de fontes renováveis na geração. O programa concedeu PPAs com duração de 20 anos para um total de 144 projetos de energia eólica, biomassa e pequenas hidrelétricas, com uma capacidade instalada total de 3,3 GW. Esses PPAs incluem uma tarifa *feed-in* para cada tecnologia e um financiamento subsidiado pelo BNDES. Os projetos do PROINFA foram sujeitos a uma taxa mínima de conteúdo local de 60%,[108] para estimular a indústria nacional. As usinas do PROINFA foram programadas

107 ANEEL (2019)

108 Para obter o financiamento pelo BNDES, as empresas precisam seguir as regras sobre participação mínima de itens produzidos pela indústria brasileira na produção de alguns bens e serviços.

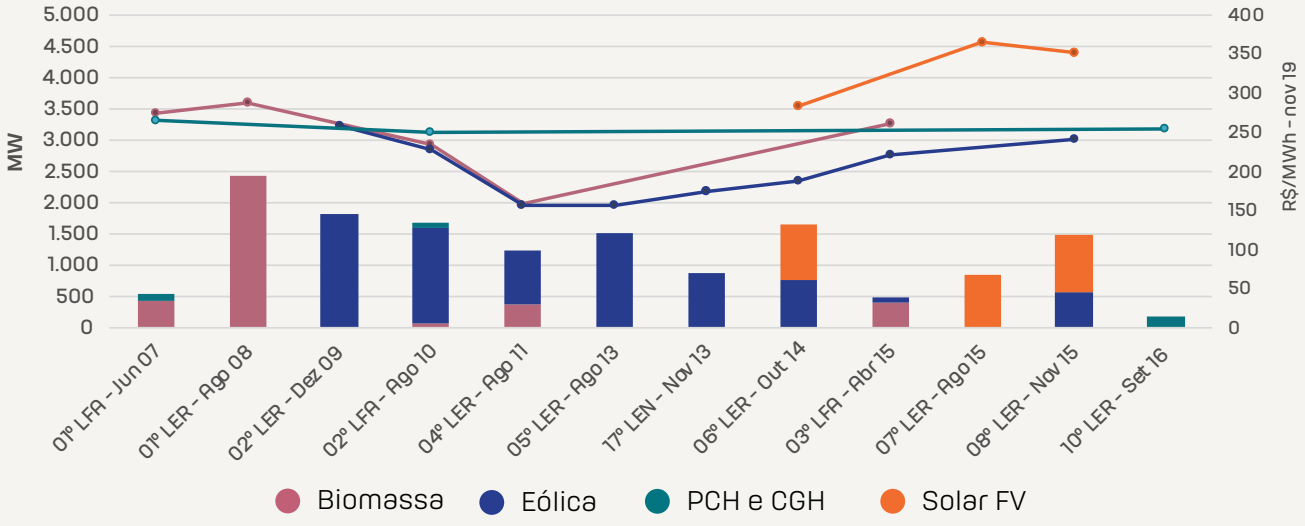
para entrar em operação comercial até o final de 2008. Os custos relacionados às tarifas subsidiadas do PROINFA são repassados para os consumidores no SIN (ver seção 5.2.1). O custo médio de geração das usinas PROINFA foi estimado em 362 R$/MWh para 2019, totalizando em um custo do PROINFA para o mesmo ano de 4,1 bilhões de reais.[109]

3. Leilões de Energia Nova (LEN) (ver seção 5.1.1).[111]

A Figura 8.3 mostra os resultados desses leilões entre 2005 e 2019.

As fontes renováveis já competem com as fontes convencionais em leilões de energia nova sem precisarem de condições especiais.

FIGURA 8.3 | Resultados dos leilões específicos para energias renováveis entre 2005 e 2019 (capacidade instalada e preços médios)



Fonte: elaboração própria, baseada em dados de CCEE (2019)

Desde 2007, o governo também utiliza os leilões de energia como instrumento para aumentar a participação das energias renováveis na matriz elétrica. Até o momento, mais de 14,7 GW[110] de capacidade renovável foram contratadas através de leilões exclusivos para tecnologias renováveis específicas por meio de:

1. Leilões de Energia de Reserva (LER), em que o governo decide quais tecnologias e volumes devem ser contratados;

2. Leilões de Fontes Alternativas (LFA); ou

A energia eólica participou na matriz elétrica brasileira pela primeira vez em 2006 no âmbito do programa PROINFA e o primeiro leilão de energia renovável específico para eólica foi realizado em 2009 (ver Figura 8.1). Hoje, a energia solar e eólica representam as fontes de energia de menor custo no ACR, chegando a competir com outras fontes com preços tão baixos quanto 66,43 R$/MWh e 80,00 R$/MWh respectivamente, considerando o último leilão A-4 de junho de 2019[112] que resultou no menor preço para eletricidade solar já estabelecido no mundo. Cabe ressaltar que os empreendimen-

109 ANEEL (2018b)
110 ANEEL (2019e)
111 Desde 2007 foram contratados 57,4 GW de capacidade renovável em PPAs de longo prazo. Deste volume, 14,7 GW foram contratados através de leilões exclusivos para fontes renováveis.
112 ANEEL (2019f)

tos vendem apenas uma parte da sua geração no ACR, obtendo em muitos casos preços mais altos pelas suas vendas no ACL[113] (ver Tabela 5.2).

A biomassa também contribui significativamente na matriz elétrica brasileira, respondendo por 14,7 GW ou 9% da capacidade instalada em 2018, e apresenta custos muito competitivos. A maior parte da geração de eletricidade à biomassa é baseada em bagaço de cana-de-açúcar, um resíduo da indústria sucroalcooleira.

A geração fotovoltaica em usinas centralizadas foi habilitada para participar nos leilões do ACR pela primeira vez em 2013. Embora o governo tenha realizado vários leilões de energia renovável desde então, incentivando a tecnologia, as usinas FV representaram apenas 0,6% da capacidade instalada em 2017 e 1,1% em 2018.

Para instalações de energias renováveis até 300 MW e pequenas centrais hidrelétricas até 30 MW, foi introduzido um desconto de 50% nas tarifas de transmissão e distribuição como incentivo (na TUST/TUSD). Adicionalmente é permitido que consumidores com uma demanda mínima de 500 kW, possam participar do ACL desde que comprem eletricidade de fontes incentivadas (ver seção 5.1.1). A extinção desses subsídios está sendo avaliada nas atuais discussões de reforma do setor.

Projetos de geração de eletricidade recebem isenções de PIS e COFINS pelo Regime Especial de Incentivos para o desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI). Adicionalmente, equipamentos eólicos e de geração FV são isentos de ICMS até 2028.[114]

Os projetos vencedores dos leilões de energia do ACR têm acesso a financiamento atrativo e de longo prazo pelo BNDES, desde que cumpram os requisitos de conteúdo local. No passado, os projetos FV tiveram grandes dificuldades de cumprir esses requisitos. Até o momento, existem oito empresas nacionais e internacionais que montam módulos fotovoltaicos no Brasil, a maioria dos quais localizados na área industrial próxima a São Paulo.[115] A empresa Canadian Solar inaugurou a sua primeira fábrica de painéis solares no Brasil no final de 2016, seguida pela BYD em 2017.

8.2 Geração Distribuída

Em 2012, a ANEEL aprovou a RN 482/2012, que estabeleceu um sistema de compensação de energia elétrica *(Net Metering)* para projetos de mini e microgeração distribuída de energias renováveis e cogeração. Esse sistema tem se tornado cada vez mais importante para a geração distribuída através de energia solar FV. Na sua primeira versão, o *Net Metering* foi limitado a unidades de geração de até 1 MW. Em 2015, o limite foi ampliado para 3 MW para fontes hídricas e 5 MW para todas as outras fontes elegíveis. Novas modalidades de compensação como a geração compartilhada, geração remota e compensação de múltiplas unidades consumidoras (condomínios) também foram incorporadas na revisão de 2015 (RN 687). Em maio de 2018, a ANEEL iniciou uma consulta pública para a próxima revisão do *Net Metering*, que estava prevista para o final de 2019. A atual revisão foca sobretudo nos mecanismos de compensação financeira dos sistemas de GD e poderá diminuir os descontos por energia injetada em até 63% segundo proposta apresentada pela ANEEL em 6 de dezembro de 2018 (ver seção 11).[116] Devido fortes polêmicas sobre a revisão da regulação e a retirada de subsídios, a aprovação final do regulamento foi postergada a favor de um prazo prolongado para contribuições. No passado, as principais barreiras obser-

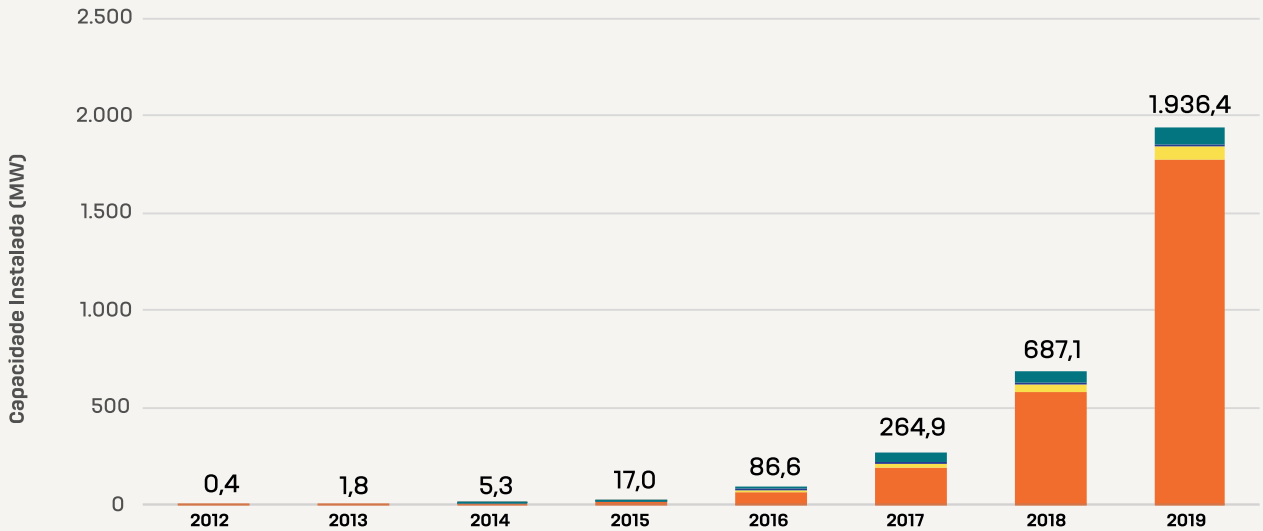
113 PV Magazine (2019)
114 Isenções de ICMS concedidas pelo acordo CONFAZ 101/97 e seus termos aditivos.
115 ABSOLAR (2019)
116 ANEEL (2018e)

vadas para a GD com energia FV foram a falta de financiamento e a cobrança de impostos (ICMS) sobre a eletricidade injetada na rede por essas unidades. Foi apenas em maio de 2018 que todos os 27 Estados brasileiros adotaram a isenção de ICMS para a GD até 1 MW.[117]

Apesar de ter sido introduzido em 2012, o *Net Metering* brasileiro começou a mostrar resultados efetivos somente em 2016. O aumento significativo nas tarifas de eletricidade a partir de 2015, juntamente com uma forte queda de custos dos equipamentos fotovoltaicos e as alterações na regulação, contribuíram para aumentar a viabilidade econômica de projetos FV.

A micro e minigeração distribuída movimentou investimentos acima de 2 bilhões de reais em 2018. Mesmo com ajustes na regulação, a EPE estima um crescimento da GD em cerca de 11 GW até 2029, contribuindo então com 2,3% da carga total do país. O motivo para a alteração do regulamento é o aperfeiçoamento do modelo de compensação de créditos, que atualmente permite que a energia injetada no sistema seja totalmente recuperada sem o pagamento da tarifa de uso do sistema de distribuição. Dessa forma, os demais custos do sistema elétrico acabam sendo absorvidos pelos outros consumidores do sistema que não fazem uso da GD.[118] Entre os argumentos contra a proposta de revisão da 482 estão a falta de consideração dos benefícios da GD para o sistema, como também a existência de subsídios para outras fontes com maior impacto nos custos, como no caso do carvão.

FIGURA 8.4 | Capacidade de geração distribuída instalada por fonte (2012-2019)



	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
PCH e CGH	0,0	0,0	0,8	0,8	5,5	42,0	59,4	89,0
Eólica	0,0	0,0	0,1	0,1	5,2	10,3	10,3	10,3
Térmica	0,0	0,0	0,1	2,2	12,5	24,3	38,9	59,6
Solar FV	0,4	1,8	4,3	13,9	63,4	188,3	578,5	1.777,5

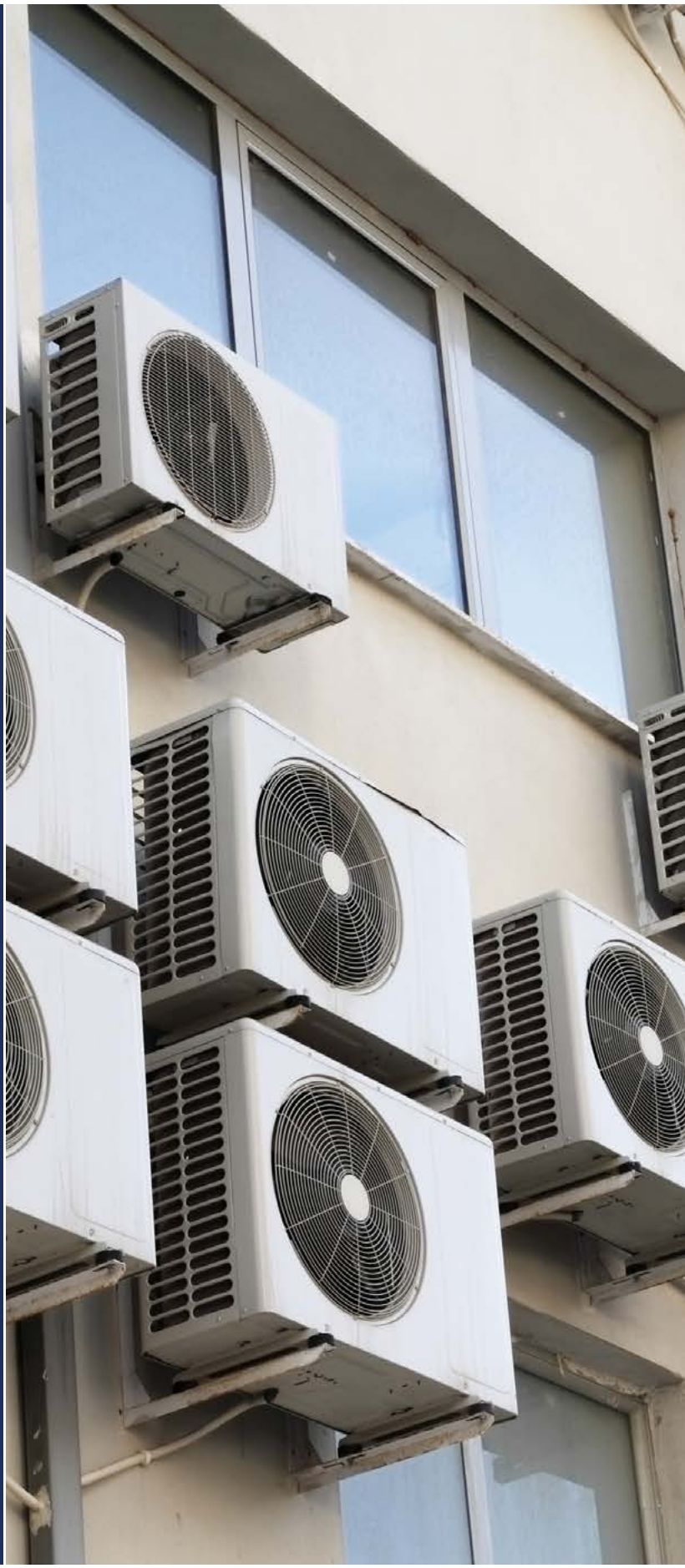
Fonte: ABSOLAR (2019a), ANEEL (2019g)

117 Já em 2015, o CONFAZ recomendou que unidades de geração distribuída de até 1 MW (que era o antigo limite de capacidade pela regulação) fossem isentas de ICMS sobre a energia injetada na rede. Alguns Estados adotaram a recomendação antecipadamente, enquanto outros apenas decidiram implementar a isenção fiscal em 2018. Paralelamente, o limite de capacidade para a GD foi ampliado para 3 MW ou 5 MW, dependendo da fonte. Dessa forma, as altas taxas de ICMS continuam sendo uma barreira significativa para a instalação de unidades > 1 MW.

118 EPE (2019b)

9

Eficiência Energética



A intensidade energética, dada pelo uso de energia primária por unidade de PIB, é um indicador da eficiência dos países na conversão de recursos energéticos em riqueza para sua economia. Ao mesmo tempo, pode indicar mudanças estruturais na economia, pois a intensidade energética diminui não apenas devido a uma economia mais eficiente, mas também por conta da transição do foco econômico, como é observado nos países industrializados (da indústria pesada à economia de serviços). Também nos principais países em desenvolvimento, tais como China e Índia, observa-se uma diminuição na intensidade energética na última década, apesar da transferência de diversas indústrias energointensivas para estes países no mesmo período, graças a políticas públicas e outros esforços para o aumento da eficiência.

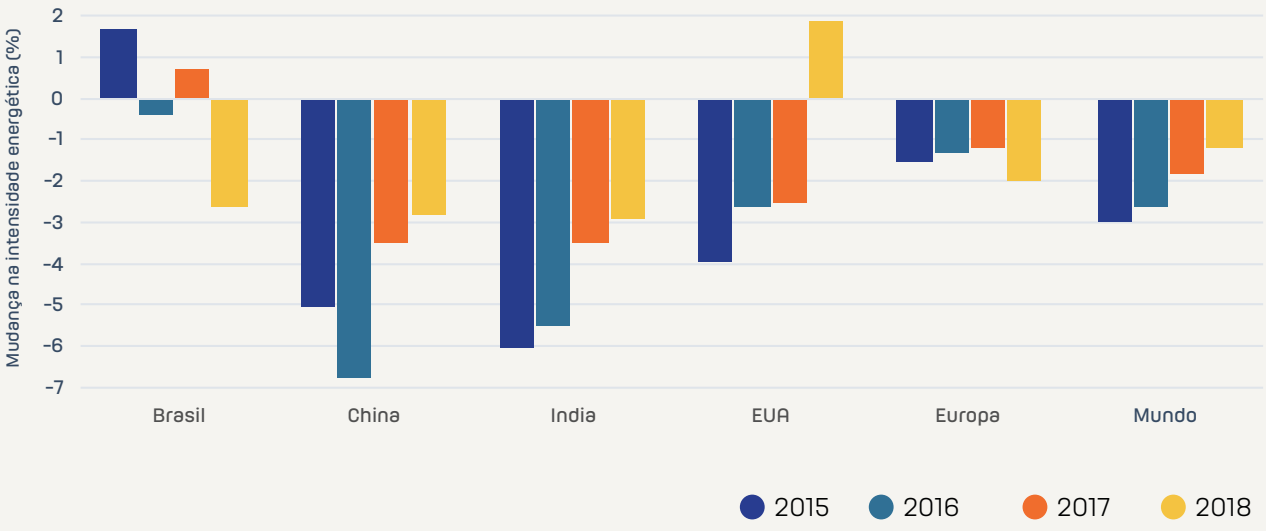
No Brasil, a intensidade energética aumentou em 2,4% entre 2009 e 2018, com uma taxa de crescimento média de 0,24%. Embora alguns anos apresentem redução na taxa, as variações anuais não mostram trajetória consistente de redução da intensidade energética, como observada em outros países.

A Figura 9.1 mostra as alterações na intensidade energética do Brasil na última década.

Até 2030, o Brasil pretende alcançar um aumento da eficiência energética de 10%. Essa meta, que foi estabelecida no PNE 2030 de 2007 e no Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf) de 2011, é também uma das metas indicativas dos NDCs do Brasil, ratificados em 2016. A Figura 9.2 apresenta as projeções de consumo do MME, publicados no PNEf de 2011, ao lado da meta de eficiência energética no período entre 2010 a 2030.

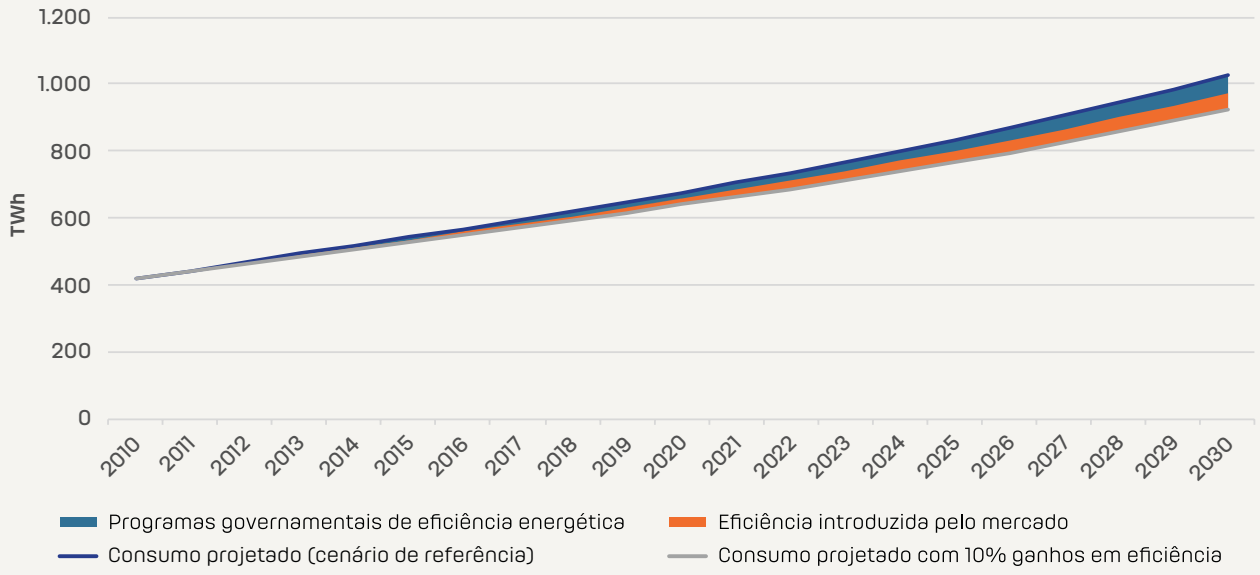
Conforme detalhado no PNEf, metade dos 106 TWh de reduções de consumo entre 2010 e 2030 será induzida pelo mercado, enquanto a outra metade será alcançada por meio de programas e incentivos governamentais.

FIGURA 9.1 | Alterações na intensidade energética no Brasil e em países e regiões selecionados (2015 - 2018)



Fonte: IEA (2019), EPE (2019d)

FIGURA 9.2 | Meta de eficiência energética do Brasil para 2030



Fonte: MME (2011)

Ao considerar o enorme potencial de ganhos em eficiência em todos os setores da economia brasileira, a meta de 10% parece pouco ambiciosa. No entanto, devido à crise econômica dos últimos anos, o consumo de eletricidade cresceu muito abaixo das expectativas passadas, e a última previsão da EPE estima que o consumo de energia em 2029 será de 802 TWh, aproximadamente 18,6% abaixo do consumo projetado no cenário de referência do PNEf. A meta brasileira de eficiência energética não foi atualizada desde sua primeira publicação em 2007, de modo que não surpreende que o Brasil tenha marcado apenas 7 de 25 pontos no ranking internacional de eficiência energética na categoria "esforços nacionais", colocando-o em 20° lugar entre 25 países.[119]

A estrutura institucional responsável pela implementação das políticas relacionadas à eficiência energética é complexa e envolve um grande número de ministérios, instituições governamentais e outros atores. A Figura 9.3 mostra como as várias iniciativas e programas de eficiência energética são vinculadas às diferentes instituições governamentais.

O marco legal para a eficiência energética é baseado na Lei 10.295 de 2001, também conhecida como Lei de Eficiência Energética. O principal objetivo dessa lei é fornecer uma base legal para os Padrões Mínimos de desempenho Energético (MEPS na sigla em inglês) de equipamentos e edifícios. O Comitê Gestor dos Indicadores de Eficiência Energética (CGIEE), para regulamentar e implementar a Lei de Eficiência Energética, foi criado no mesmo ano. Desde a sua criação, o CGIEE já estabeleceu diversos MEPS, porém, um grande número de equipamentos e instalações ainda não foram abordados e alguns MEPS já se tornaram obsoletos antes mesmo de terem causado impactos significativos no mercado, devido a avanços tecnológicos.

Além dos MEPS, uma série de outras políticas e iniciativas de eficiência energética foram implementadas pelo governo nas últimas três décadas:

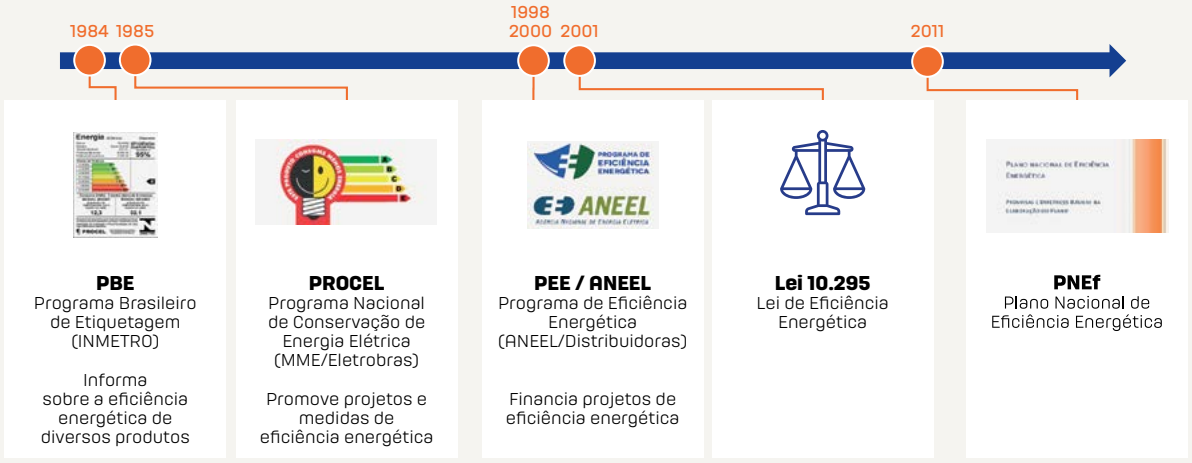
119 ACEEE (2018)

O Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) pode ser considerado a iniciativa governamental mais importante em eficiência energética até o momento. O PROCEL é administrado pela estatal Eletrobras e foi criado para promover medidas de eficiência energética nos principais setores da economia brasileira. Uma das iniciativas do PROCEL é o "Selo Procel", que indica a eficiência energética de uma ampla gama de produtos, a fim de ajudar os consumidores a escolher os equipamentos mais eficientes. Dentro do Selo Procel existem metas progressivas para diversas categorias de produtos, com objetivo de aumentar gradativamente os níveis de eficiência energética.

A Figura 9.3 mostra uma linha do tempo das iniciativas governamentais de eficiência energética mais significativas desde 1984.

O Programa de Eficiência Energética (PEE), administrado pela ANEEL, foi criado em 1998 e legalmente estabelecido em 2000. Conforme a regulação, as empresas de distribuição são obrigadas a investir 0,5% da sua Receita Operacional Líquida (ROL) em projetos de eficiência energética, sendo 0,1% para o PROCEL e 0,4% para o PEE. Desde 2015, as distribuidoras devem conduzir chamadas públicas anuais para selecionar os projetos desenvolvidos por Empresas de Serviços de Conservação de Energia

FIGURA 9.3 | Principais iniciativas de eficiência energética relacionadas ao setor elétrico no Brasil



Fonte: Elaboração própria

O BNDES conta com linhas de financiamento como o "Direto 10" que financia de R$ 1 a 10 milhões para investimentos em projetos de eficiência energética e/ou geração distribuída de energia, além do "Finem" que é uma linha de financiamento para investimentos a partir de R$ 10 milhões para projetos voltados à redução do consumo de energia.

(ESCOS na sigla em inglês) ou beneficiários elegíveis. O PEE pode ser considerado a principal fonte de financiamento para projetos de eficiência energética. Em 2018, o volume investido por meio do PEE totalizou 772 milhões de reais.[120]

Em outubro de 2018, a ANEEL aprovou uma revisão dos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética que faz referência a de-

120 ANEEL (2018)

talhes nas chamadas públicas e contratos de desempenho. A aplicação de recursos a fundo perdido foi ampliada para consumidores das classes: Poder Público, Serviços Públicos (desde que não haja participação de capital privado), Residencial, Residencial Baixa Renda, Educacionais, Iluminação Pública e Gestão Energética Municipal.[121]

A Tabela 9.1 mostra os resultados obtidos pelo PEE desde 1998.

Embora os programas e incentivos governamentais citados tenham tido impactos positivos, estimulando investimentos em eficiência energética, muitos desafios ainda precisam ser superados para que o potencial dentro da economia brasileira seja melhor desenvolvido. Ao mesmo tempo, as autoridades do setor elétrico têm considerado medidas de eficiência energética cada vez mais como uma alternativa para a expansão do setor, e estão desenvolvendo e testando novas abordagens para sua inclusão no planejamento energético.

A EPE e a ANEEL começaram recentemente a estudar mecanismos para a criação de um mercado de eficiência energética. Em 2018, a ANEEL iniciou uma consulta pública sobre a introdução de leilões de eficiência energética no âmbito do PEE (CP 7/2018). Na proposta inicial de funcionamento dos leilões, a ANEEL estabeleceria metas anuais de redução do consumo e as empresas participantes, ou "Agentes Redutores de Consumo" (ARC), competiriam por uma porcentagem dessa meta com base no menor custo. Esse mecanismo de leilão de eficiência está em fase de teste em um projeto piloto em Roraima, com um orçamento previsto de R$ 21 milhões por ano, entre 2020 e 2024. O Edital do respectivo leilão entrou em consulta pública em dezembro de 2019.[122]

TABELA 9.1 | Impacto do Programa Nacional de Eficiência Energética (PEE) de 1998 a 2018

Período	Número de Projetos	Redução no Pico de Demanda (MW)	Ganhos Energéticos (GWh por ano)	Investimento (Bilhões de reais)
1998 – 2007	3.219	1.694	5.599	1.936
2008 – 2018	1.149	778	2.596	2.652
TOTAL	4.368	2.472	8.195	4.588

Fonte: ANEEL (2018)

121 ANEEL (2018d)

122 ANEEL (2019l)

ROMAGNOLE

10

Infraestrutura e Confiabilidade da Rede

10.1
Expansão da Geração

Conforme descrito na seção 2.1, o modelo atual do sistema elétrico brasileiro foi estabelecido em 2004, corrigindo os sinais distorcidos para a expansão da geração, que levaram o País a uma grave crise energética em 2001-2002. Para assegurar um nível apropriado de investimentos em geração e, assim, garantir um fornecimento adequado, o novo modelo adotou duas regras importantes: 1) obrigatoriedade da contratação de 100% da demanda projetada pelas empresas de distribuição e 2) cada contrato de energia no ACR precisa ser vinculado a uma garantia física, que assegura a capacidade de suprimento do montante de energia contratado (ver *Box* da seção 5.1.1).

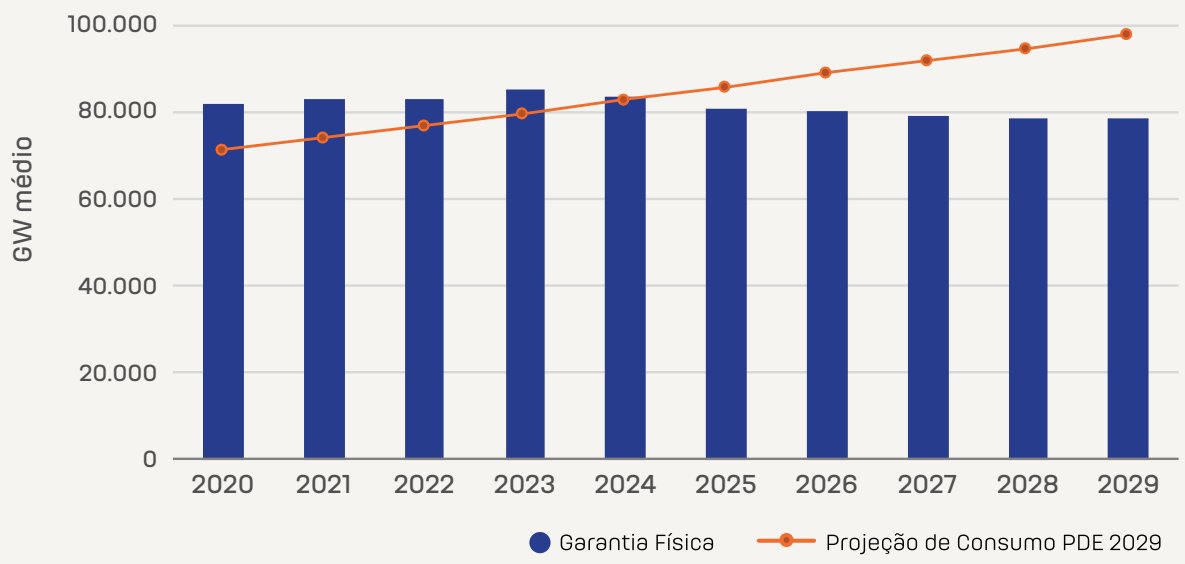
A expansão da capacidade de geração do ACR é coordenada pelo governo por meio dos Leilões de Energia Nova (LEN), que são programados com base nas previsões oficiais de demanda nos Planos Decenais de Energia (PDEs) da EPE, atualizados a cada dois anos. Dessa forma, os riscos hidrológicos no sistema hidrotérmico brasileiro podem ser percebidos pelos custos elevados de geração, mas não necessariamente se refletem em uma escassez real de energia em épocas de seca.

Em consequência da recente recessão econômica, o consumo de eletricidade permaneceu abaixo das expectativas nos últimos anos (ver Figura 10.1). Como as novas capacidades de geração foram contratadas com base nas projeções anteriores, existe um excedente de capacidade, que deve durar pelo menos até 2023.

A Figura 10.1 mostra a garantia física ao lado do consumo projetado conforme o cenário de referência do PDE 2029.

As capacidades de transmissão representaram um gargalo no setor elétrico brasileiro por muito tempo, mas nos últimos anos o governo incentivou a expansão adequada por meio de leilões públicos com condições atrativas, que resultaram em uma forte competição entre os investidores.

FIGURA 10.1 | Garantia física e consumo projetado no cenário de referência do PDE 2029



Fonte: EPE (2019b)

De acordo com o PDE 2029, haverá uma expansão do segmento de transmissão com investimentos previstos em torno de R$ 104 bilhões até 2029 para a implementação de mais de 55.000 km de linhas de transmissão. E 412 linhas novas de transmissão (equivalentes a mais de 34.000 km de extensão) estão em fase de análise socioambiental.[123]

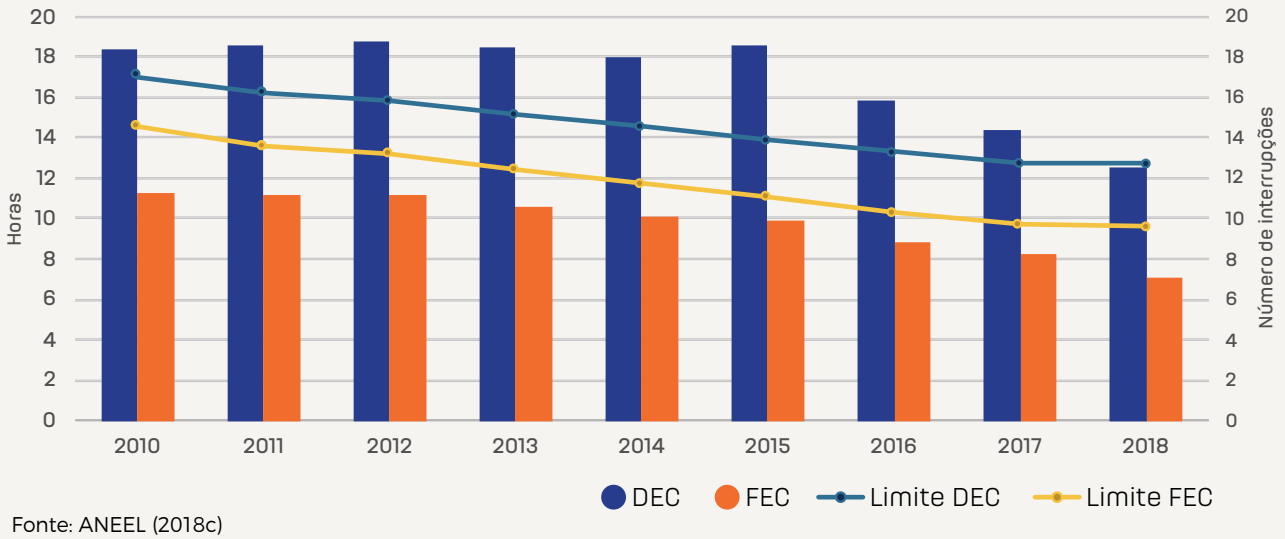
10.2. Indicadores de Qualidade do Serviço de Distribuição

A confiabilidade do sistema de distribuição brasileiro é medida por meio de dois indicadores: a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Esses indicadores representam, respectivamente, o tempo das interrupções por unidade consumidora (em horas) e o número de interrupções de serviço por unidade consumidora em um determinado período de tempo. O FEC permite avaliar a qualidade das instalações existentes e da manutenção preventiva, enquanto o DEC indica a adequação da disponibilidade e da qualidade dos serviços técnicos para o atendimento de eventuais interrupções.

A ANEEL estabelece limites máximos para DEC e FEC e exige melhorias no desempenho das distribuidoras por meio de metas individuais para cada empresa de distribuição. O serviço de distribuição é regulado pelos Procedimentos de distribuição correspondentes (PRODIST), que buscam normatizar e padronizar as atividades técnicas de funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de eletricidade.

A Figura 10.2 mostra o desempenho médio das empresas de distribuição entre 2009 e 2018 em relação aos limites de DEC e FEC anuais, estabelecidos pela ANEEL.

FIGURA 10.2 | Indicadores de continuidade DEC e FEC (2009-2018)



Fonte: ANEEL (2018c)

123 EPE (2019b)

10.3
Medidores Inteligentes

O Brasil ainda não desenvolveu políticas específicas para redes ou medidores inteligentes, e as tecnologias associadas estão em estágios iniciais no País. A utilização de medidores inteligentes é prevista atualmente para dois tipos de consumidores:

1. Consumidores elegíveis que optam pelo uso da tarifa branca (ver seção 5.2.1)

2. Consumidores que optam pelo pré ou pós-pagamento eletrônico da sua conta de eletricidade (ver seção 11).

No caso da tarifa branca, o uso de medidores inteligentes para consumidores na rede básica de baixa tensão (Grupo B)[124] é regulado pela RN 502/2012, que permite o uso de medidores com diferentes funções. A distribuidora é responsável por disponibilizar, sem custos para o cliente, um medidor que apure o consumo de eletricidade em pelo menos quatro postos tarifários, devendo ser programáveis o início e o fim de cada posto. A identificação do posto tarifário corrente e o valor da energia elétrica ativa consumida por posto tarifário devem estar acessíveis ao consumidor por meio de um mostrador no próprio medidor ou em um dispositivo localizado dentro da unidade consumidora. O cliente pode ainda solicitar à distribuidora um medidor que apresente informações adicionais, por exemplo, os valores de tensão e corrente de cada fase, mas deve arcar com a diferença de custos em comparação ao medidor mais simples. Consumidores que não optem pela tarifa branca também podem instalar medidores inteligentes, desde que se responsabilizem pelos custos do equipamento e da instalação.

O pré e o pós-pagamento eletrônico de eletricidade por meio da medição inteligente está regulado pela RN 610/2014, que se encontra em revisão no momento (ver seção 11). Segundo o regulamento atual, concessionárias que queiram fazer uso de medição eletrônica ou oferecer opções de pré-pagamento aos seus clientes ficam responsáveis pela substituição dos medidores e todos os custos relacionados.

Os fornecedores de medidores inteligentes são responsáveis pela segurança dos dados e informações pessoais coletadas nas unidades consumidoras, cumprindo com os direitos do consumidor previstos na Constituição Federal. O uso da rede de distribuição para a transmissão de dados e o controle remoto dos serviços em tempo real é regulado pela RN 375/2009.

No Brasil, a medição inteligente ainda se limita a diversos projetos-pilotos nas principais áreas de concessão e a um projeto de combate ao roubo de energia elétrica no Estado do Rio de Janeiro.[125]

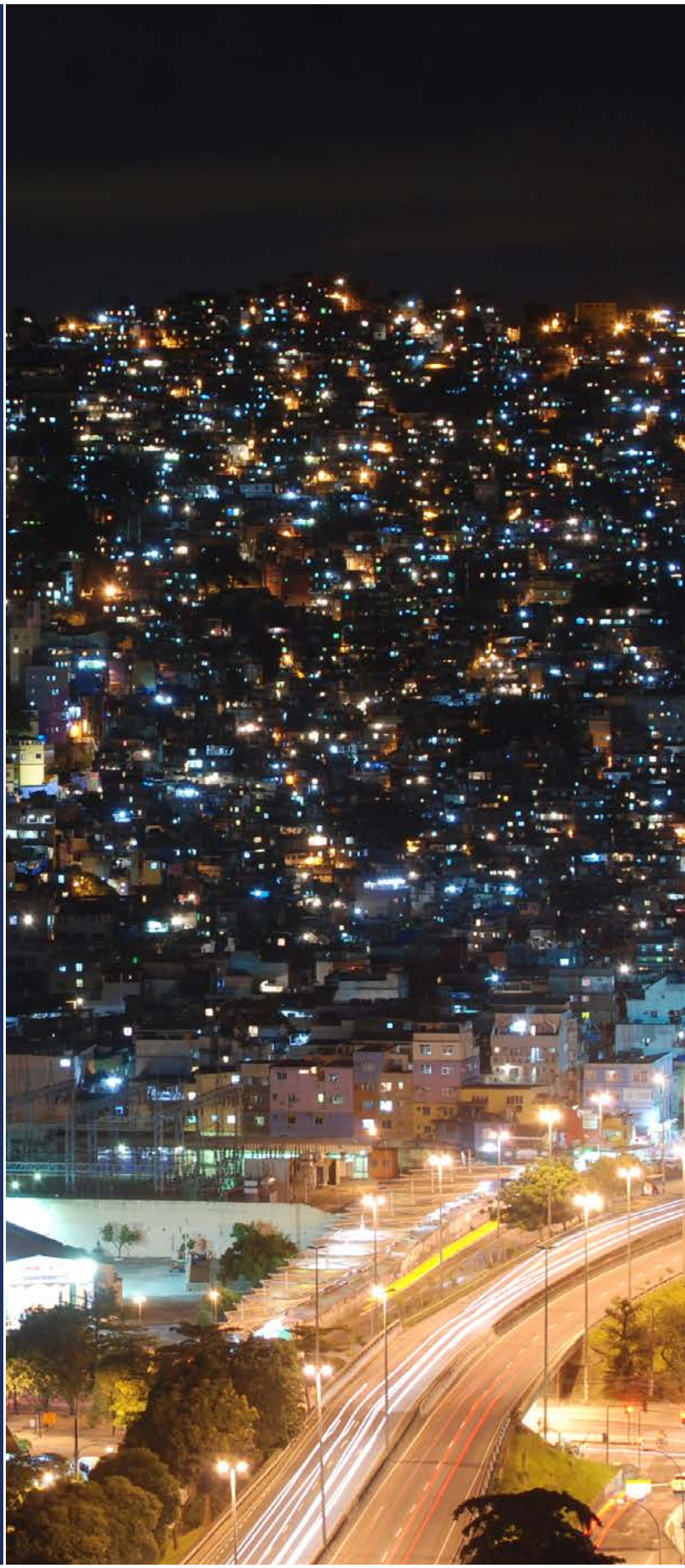
A distribuidora Copel anunciou planos de instalar até 120.000 equipamentos de medição inteligente na cidade de São José dos Pinhais, no Estado do Paraná, e instalou 5.000 medidores inteligentes na cidade de Ipiranga (Paraná) em 2018, que se tornou a primeira cidade brasileira com 100% de cobertura de medidores inteligentes.[126]

124 Consumidores residenciais, comerciais, industriais e rurais conectados à rede de baixa tensão.

125 Ampla (2009)
126 Copel (2018)

11

Atuais Reformas Institucionais e Regulatórias



11.1
Reforma Institucional do Setor Elétrico

Com o objetivo de introduzir melhorias no setor elétrico brasileiro, o governo elaborou em 2018 uma ampla proposta de reforma, baseada na Consulta Pública 33 (CP 33) de julho de 2017. Essa consulta pública foi incorporada em dois projetos de Lei, o PL 1.917/2015 e o PLS 232/2016. A CP 33 foi responsável por definir uma agenda para a reforma regulatória, comercial e operacional do setor elétrico com diversos pontos de proposição.

Apesar dos esforços, não foi possível aprovar a proposta antes das eleições em outubro de 2018. Devido aos atrasos na aprovação da proposta inicial da reforma geral e a manifestação de diversos grupos de interesse o MME criou um grupo de trabalho intitulado de "GT Modernização" em abril 2019 (Portaria MME 187/2019). A agenda de trabalho desse GT levou em consideração os resultados da CP 33, prevendo novas análises e estudos, consultas públicas e propostas, bem como contribuições para a implementação dos Projetos de Lei mencionados acima.

O trabalho do GT Modernização foi dividido em 14 grupos temáticos, coordenados pelas principais instituições do setor conforme segue:

Em outubro de 2019, o GT Modernização apresentou propostas e avanços e instituiu a criação de um comitê de implementação junto a um novo cronograma de trabalho.

A principal estratégia é de uma atuação infralegal, ou seja, que não necessite de mudanças em leis e decretos. Além disso, uma série de propostas para o aprimoramento dos projetos de lei em tramite (PLS 232/2016 e PL 1.917/2015) também foram feitas.[127]

TABELA 11.1 | Grupos temáticos no GT Modernização

Grupo Temático Modernização	
GRUPO TEMÁTICO	**COORDENADOR**
Formação de Preços	CCEE
Critério de Suprimento	EPE
Sustentabilidade da Distribuição	MME
Sustentabilidade da Transmissão	ONS
Processo de Contratação	CCEE
Desburocratização e Melhoria de Processos	MME
Inserção de Novas Tecnologias	EPE
Lastro de Energia	EPE
MRE	CCEE
Abertura de Mercado	MME
Alocação de Custos e Riscos	MME
Racionalização de Encargos e Subsídios	MME
Governança	MME
Sistemática de Leilões	MME

Fonte: MME (2019c)

127 MME (2019c)

11.2.
Agenda Regulatória da ANEEL 2019/2020

Em paralelo às tentativas de reforma no âmbito Modernização do Setor Elétrico e dos projetos de lei em tramitação, a ANEEL trabalha na implementação de uma ampla agenda regulatória. Desde 2015, a agenda é publicada pela agência em ciclos bienais. Esse procedimento tem como objetivo oferecer uma visão geral e transparente sobre as mudanças esperadas nas regras de mercado, permitindo que os atores interessados participem de fóruns e discussões.

A agenda regulatória para 2019/2020 contém um total de 81 projetos, incluindo 24 que envolvem consultas públicas e 58 que serão discutidos em audiências públicas. Segue uma descrição das iniciativas de regulamentação e revisão de projetos relevantes para as energias renováveis, eficiência energética e a descarbonização da economia brasileira:[128]

Revisão da RN 482/2012 – Revisão do *Net Metering* brasileiro:[129]

O sistema brasileiro de *Net Metering* (sistema de compensação para micro e minigeração distribuída) foi introduzido em 2012 pela RN 482/2012 e passou por uma ampla revisão por meio da RN 687/2015, incluindo novas modalidades de compensação (ver seção 8). Devido às modificações de 2015 e à melhoria geral das condições que impactam a viabilidade econômica da GD, o mercado cresceu significativamente.

Em junho de 2019, a capacidade instalada em GD ultrapassou a marca de 1 GW com mais de 82 mil sistemas instalados em todo o Brasil.[130]

Uma nova revisão da regulação, já prevista desde a última revisão de 2015, foi iniciada com a publicação de uma Nota Técnica pela ANEEL em maio de 2018, seguida de uma consulta pública entre maio a julho de 2018 (CP 10/2018)[131]. O processo de revisão inclui ainda duas audiências públicas para atores do mercado interessados em 2018 e 2019, com o objetivo de coletar informações para a Análise de Impacto Regulatório da ANEEL (AIR) e a versão preliminar do novo regulamento. As maiores mudanças são esperadas na alocação dos custos da GD. Uma das grandes críticas feitas principalmente pelas distribuidoras de eletricidade sobre a regulação atual é a existência de subsídios ocultos para a GD, a custo das distribuidoras e de consumidores que não fazem uso de GD. Para a nova regulação, a ANEEL está analisando seis alternativas de compensação financeira para a geração de eletricidade distribuída, envolvendo descontos específicos nos diversos componentes tarifários para refletir os reais custos e benefícios da GD de maneira adequada. Dependendo do modelo adotado, mais de 60% dos benefícios atuais para a injeção de geração distribuída na rede podem ser reduzidos.[132] A fim de proteger os investimentos que já foram feitos no regime anterior da regulação e garantir uma continuidade no crescimento do mercado, a ANEEL está considerando uma implementação gradativa das novas regras.

Adicionalmente, o novo regulamento deve incluir:

- a simplificação dos procedimentos de faturamento;

128 ANEEL (2019h)
129 ANEEL (2019h): SRD - N° 02
130 ANEEL (2019g)
131 ANEEL (2018e)
132 CANAL ENERGIA (2018)

- o aprimoramento das regras de conexão à rede;
- mudanças dos limites das capacidades instaladas, podendo envolver reduções;
- alterações na elegibilidade de fontes incentivadas no regime de compensação;
- a redefinição das modalidades de múltiplos usuários, introduzidas em 2015;
- a introdução de contribuições financeiras para o uso da rede de distribuição.

A revisão do novo regulamento estava prevista para o final de 2019, porém o processo foi adiado a favor de um prazo prolongado para a CP 025/2019[133], havendo enfrentado muita resistência pelos grupos de interesse em defesa dos subsídios. Conforme o novo regramento proposto pela ANEEL, as unidades de GD existentes serão tratadas conforme as regras em vigor na data de conexão à rede por um prazo de 10 anos. Devido à redução prevista dos benefícios, é esperado um forte aumento na instalação de novas capacidades de GD até a entrada em vigor da nova regulação. O processo de revisão da RN 482/2012 pode ser acompanhado no site da ANEEL.

Utilização de tecnologias nos serviços de distribuição[134] (SRM – Nº 35)

Parte das justificativas da modernização do setor elétrico se deve ao fato da inserção de novas tecnologias nos sistemas elétricos. Essas tecnologias têm potencial para aumento de eficiência e qualidade dos serviços de distribuição, indo de tecnologias de energias renováveis e integração de sistemas até tecnologias de inteligência artificial. Desse modo essa atividade busca entender em que medida o atual arcabouço regulatório estaria representando uma barreira.

Tarifa Binômia de Eletricidade:[135]

A implementação de uma tarifa binômia de eletricidade para todos os consumidores é um dos elementos centrais da proposta de reforma do setor. A posição da ANEEL é que a introdução da nova modalidade tarifária deveria ser feita por meio da estrutura regulatória e não da legislação, a fim de simplificar os procedimentos em caso de futuros ajustes. A agência incluiu a questão em sua agenda regulatória. A tarifa binômia tem sido um assunto muito polêmico, sobretudo entre as empresas de distribuição e a indústria fotovoltaica, já que sua implementação pode causar a perda de incentivos e benefícios para a GD. A consulta pública da ANEEL sobre a tarifa binômia foi realizada entre março e maio de 2018, e os documentos relacionados podem ser acessados no site da ANEEL.[136]

Novos Instrumentos para estímulo à inovação em empresas visando os avanços dos resultados do programa de P&D:[137]

A identificação de que um reduzido número de produtos e serviços derivados dos projetos de P&D regulados pela ANEEL chega ao mercado leva a necessidade de estudar novos instrumentos para mudar essa realidade. Essa necessidade está alinhada ao que é estabelecido pelas leis 10.973/2004 e 13.246/2016. Além de uma consulta pública estão previstas reuniões e workshops com organizações relevantes, como MCTIC, MME, ME, BNDES, FINEP entre outras.

133 ANEEL (2019i)
134 ANEEL (2019h): SRM - N° 35
135 ANEEL (2019h): SGT - N° 51
136 ANEEL (2019j)
137 ANEEL (2019h): SPE - N° 14

Estrutura Regulamentar para Usinas Híbridas:[138]

O atual marco regulatório do setor elétrico não permite a instalação de usinas híbridas. Os potenciais benefícios da geração de diferentes fontes combinadas e as barreiras regulatórias existentes foram analisados pela EPE, que publicou uma Nota Técnica sobre usinas híbridas fotovoltaicas e eólicas em 2017[139] e uma Nota Técnica com a análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais em 2018.[140]

A ANEEL realizou em 2019 uma consulta pública (CP 014/2019) para discutir com os agentes do mercado sobre os desafios relacionados a implementação de usinas híbridas em face da atual regulação. Ao todo 20 empresas prestaram contribuições.

As dimensões regulatórias abordadas incluíram:

- a definição de usinas híbridas;
- regras para uso compartilhado da rede;
- regras de *curtailment* para geração paralela de eletricidade;
- regras para combinação de usinas novas e existentes;
- mecanismos de contratação e remuneração;
- mecanismos de contabilização e liquidação da eletricidade gerada.

Além do processo regulatório da ANEEL, há uma Proposta Legislativa do Senado (PLS 107/2017) para habilitar usinas híbridas a participarem nos leilões do ACR em tramitação.[141]

138 ANEEL (2019h): SRG - N° 66
139 EPE (2017)
140 EPE (2018d)
141 Senado Federal (2017)

Regulamentação do *"Constrained off"* de Usinas Eólicas, Hidrelétricas e Solares[142]

Foram identificadas lacunas regulatórias no ACL em relação às restrições impostas às usinas eólicas, solares e hidrelétricas para manter a segurança operacional do SIN. A ANEEL está procurando resolver essas lacunas estabelecendo um mecanismo de compensação financeira que responde às preocupações da indústria. A expectativa é que o regulamento novo será publicado em 2020.

Regulamentação para compartilhamento de infraestrutura entre setor elétrico e de telecomunicações[143]

O compartilhamento de infraestrutura entre setores traz potencial de reduzir custos para a expansão e universalização dos serviços uma vez feito de forma organizada e em conformidade com as normas. Foi identificado uma baixa eficácia da Resolução Conjunta existente (ANEEL/Anatel n° 4/2014) em promover a adequação da ocupação dos postes de distribuição de energia elétrica compartilhados com prestadoras de serviços de telecomunicações. A revisão da 4/2014 prevista, busca aprimorar a regulamentação existente.

Regulamentação para o fornecimento de energia elétrica para a iluminação pública[144]

Identificou-se a necessidade de modificação do tempo utilizado no faturamento de iluminação pública considerando a atual regulamentação (RN 414/2010), bem como a crescente modernização dos Sistemas de Iluminação Pública pelos municípios com a implantação do conceito de Cidades Inteligentes. A ANEEL realizará Consultas e/ou Audiências públicas referentes os estudos realizados e alteração de normativa proposta, ainda não há previsões de prazos.

142 ANEEL (2019h): SRG - N° 62 e N° 63
143 ANEEL (2019h): SRD - N° 03
144 ANEEL (2019h): SRD - N° 06

Adequação dos limites de PLD ao novo regime de PLD horário[145]

A ANEEL avaliará junto aos agentes integrantes da CCEE, se a metodologia de definição dos limites mínimo e máximo estão adequados a nova metodologia de definição do PLD em base horária.

Aprimoramento da RN 570/2013 (comercialização varejista)[146]

A ANEEL realizou em 2018 uma audiência pública (AP 44/2018) referente ao aprimoramento da RN 570/2013 que trata da comercialização varejista, sob a ótica de abertura de mercado (flexibilização dos requisitos de migração para o ACL) e da viabilidade de agregação de dados de medição. Devido à relevância do tema e na significativa quantidade de contribuições recebidas na AP de 2018, ampliará o diálogo com os integrantes da CCEE no âmbito de novas Consultas e/ou Audiências Públicas. O Processo está ainda sem previsão de prazos.

Revisão da RN 697/2015 referente a prestação e remuneração de serviços ancilares[147]

Serviços ancilares são aqueles que complementam os serviços principais de geração, transmissão, distribuição e comercialização e se caracterizam por relações causa-efeito que afetam ao sistema como um todo e que ultrapassam as fronteiras da área de abrangência das empresas e/ou dos serviços principais. No âmbito das atuais mudanças setoriais e o forte crescimento de fontes intermitentes na matriz brasileira, os serviços ancilares são percebidos cada vez mais importantes. A criação de um mercado específico para serviços ancilares pode trazer benefícios importantes para o setor elétrico, tais como incentivos a resposta da demanda e a participação de usinas com alta flexibilidade. Em 2019, a ANEEL realizou um evento junto ao ONS, como subsidio a consulta pública em preparação. O objetivo da atividade regulatória é discutir com os agentes e a sociedade os tipos de serviços ancilares existentes e suas possíveis formas de remuneração.

Adequações regulatórias para inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis [148,149]

O armazenamento de energia e as usinas hidrelétricas reversíveis são possíveis soluções para enfrentar a geração intermitente e imprevisível de eletricidade pela energia solar e eólica e o aumento do risco hidrológico percebido no Brasil e em outros países do mundo. No momento, a China é o país líder enquanto a participação de usinas reversíveis na sua matriz. Já no Brasil, ainda não existe um marco regulatório adequado para a contratação e remuneração deste tipo de usinas. O objetivo da atividade regulatória da ANEEL são as adequações regulatórias necessárias para inserção de sistemas de armazenamento e usinas reversíveis no SIN.

Projetos Regulatórios recentemente aprovados

- → Definição de Regras para a Recarga de Veículos Elétricos: (RN 819/2018)

145 ANEEL (2019h): SRM - N° 44
146 ANEEL (2019h): SRM – N° 47
147 ANEEL (2019h): SRG - N° 67
148 ANEEL (2019h): SRG - N° 68
149 CANAL ENERGIA (2019e)

12

Referências

ABRACEEL (2018). Boletim Abraceel da Energia Livre de Dezembro de 2018. Disponível em: <https://abraceel.com.br/biblioteca/boletim/2018/12/boletim-abraceel-dezembro-2018/ >

ABSOLAR (2019). Infográfico Absolar. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>

ABSOLAR (2019a). Apresentação ABSOLAR no Seminário Agro em Questão – Energias Renováveis – Confederação da Agricultura e Pecuária no Brasil. Disponível em: https://www.cnabrasil.org.br/assets/images/Painel-2-RODRIGO-SAUAIA-ABSOLAR.pdf

ACEEE (2019). The International Energy Efficiency Scorecard. Disponível em: <https://aceee.org/portal/national-policy/international-scorecard>

ACENDE (2017). Perdas Comerciais e Inadimplência no Setor Elétrico. White Paper INSTITUTO ACENDE BRASIL. Edição nº 18, - Fevereiro, 2017. Disponível em: <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2017_WhitePaperAcendeBrasil_18_PerdasInadimplencias.pdf>

AGÊNCIA BRASIL (2019). Diretor de Itaipu acredita que acordo com Paraguai sairá em breve. Agência Brasil. Disponível em: <http://agenciabrasil.ebc.com.br/politica/noticia/2019-08/diretor-da-parte-brasileira-de-itaipu-diz-que-acordo-chegara-em-breve>

AGUIAR, G. (2013). A Cooperação Brasil-Venezuela no Campo Energético. UFRR. 4º Encontro Nacional da Associação Brasileira de Relações Internacionais, Belo Horizonte/MG. Disponível em: <http://www.encontronacional2013.abri.org.br/download/download?ID_DOWNLOAD=298>

ALMEIDA, E., .; PINTO Junior, H. (2004). Reform in Brazilian Electricity Industry: The Search for a New Model. Energy Economics Group - IE/UFRJ. Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/datacenterie/pdfs/seminarios/pesquisa/reform_in_brazilian_electricity_industry_the_search_for_a_ne.pdf>

AMPLA (2009). CONSULTA PÚBLICA N° 15 / 2009 – ANEEL: Contribuição da Ampla Energia e Serviço S.A. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Consulta%20P%C3%BAblica%20015_2009%20-%20Ampla.pdf>

ANEEL (2013). Resolução Normativa N° 559, de 27 de junho de 2013. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/040/resultado/ren2013559.pdf>

ANEEL (2016). Por Dentro da Conta de Luz: informação de utilidade pública. 7. ed. Brasília/DF. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Por+dentro+da+conta+de+luz/9b8bd858-809d-478d-b4c4-42ae2e10b514>

ANEEL (2017). Nota Técnica 0056/2017 - SRD/ANEEL. Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9

ANEEL (2018). Boletim de Informações Gerenciais – Dezembro 2018. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9

ANEEL (2018a). Serviço de Distribuição de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/distribuicao2>

ANEEL (2018b). Valores das cotas do Proinfa para 2019 são aprovados. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/valores-das-cotas-do-proinfa-para-2019-sao-aprovados/656877/pop_up?_101_INSTANCE_zXQREz8EVlZ6_viewMode=print&_101_INSTANCE_zXQREz8EVlZ6_languageId=pt_BR>

ANEEL (2018c). Indicadores Coletivos de Continuidade. Informações Técnicas, da Distribuição. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/indicadores_de_qualidade/decFecEstAnual.cfm?anoInicio=2010&regiao=BR>

ANEEL (2018d). Aprovada revisão dos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/aprovada-revisao-dos-procedimentos-do-programa-de-eficiencia-energetica/656877?inheritRedirect=false>

ANEEL (2018e). Consulta Pública (CP) 10/2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>

ANEEL (2018f). Receitas Anuais Permitidas das transmissoras são estabelecidas para o ciclo 2018-2019. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/id/16836591>

ANEEL (2019). Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica – Painéis Interativos (RALIE). Base de dados RALIE. Dezembro 2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/acompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica>

ANEEL (2019a). Mapas dos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/webmap/viewer.html?webmap=45374c61bd3e40e3a484878003fae937>

ANEEL (2019b). Informações Técnicas. Lista de concessionárias de transmissão. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/links/Default_Detail.cfm?idLinkCategoria=14>

ANEEL (2019c). Relatórios Técnicos: consumidores, consumo, receita e tarifa média – empresa, classe de consumo e nível de tensão. Relatório SAS. 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

ANEEL (2019d). Ranking Nacional de Tarifas Residenciais (Grupo B1). Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>

ANEEL (2019e). Resultado de Leilões. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>

ANEEL (2019f). Editais de Geração. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao4>

ANEEL (2019g). Unidades Consumidoras com Geração Distribuída: Busca por data de conexão. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKIi7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKIi7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2>

ANEEL (2019h). Agenda Regulatória 2019-2020 Aneel. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel/-/asset_publisher/ZtZANuipCQFP/content/agenda-regulatoria-2019-2020/660863?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fagenda-regulatoria-aneel%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_ZtZANuipCQFP%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D4>

ANEEL (2019i). ANEEL prorroga até 30/12 consulta pública da revisão das regras da Geração Distribuída. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/aneel-prorroga-ate-30-12-consulta-publica-da-revisao-das-regras-da-geracao-distribuida/656877?inheritRedirect=false?>

ANEEL (2019j). Consultas Públicas. Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=Es-%20LTzTxs&p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_sta-%20te=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_%20count=1&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_Audiencias-%20ConsultasPortletportlet_consultaId=321&_consultaspublicas-%20visualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_javax.%20portlet.action=visualizarConsulta>

ANEEL (2019k). ANEEL Aprova Edital de Leilão de Energia para Suprimento a Boa Vista e Localidades. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/diretoria-da-aneel-aprova-edital-de-leilao-de-energia-para-suprimento-a-boa-vista-e-localidades/656877?inheritRedirect=false>

ANEEL (2019l). NOTA TÉCNICA N° 0356/2019-SPE/SEL/SRM/ANEEL. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=39006&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp>

ANEEL (2019m). Leilão de energia para Roraima contrata nove projetos, totalizando R$ 1,6 bi de investimentos. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/leilao-de-energia-para-roraima-contrata-nove-projetos-totalizando-r-1-6-bi-de-investimentos/656877?inheritRedirect=false>

ANEEL (2019n). Comissão de Minas e Energia - CÂMARA DOS DEPUTADOS - Requerimento n° 02 de 2019. Disponível em: https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/audiencias-publicas/2019/audiencia-publica-sobre-o-preco-de-energia-eletrica-em-rondonia/2%20-%20ANEEL%20-%20Claudio.pdf

BANK OF AMERICA MERRILL LYNCH (2019). Brazilian Electricity Sector. Cartaz contendo informações sobre a participação de mercado dos agentes do setor.

BARROSO, L., .; BRESSANE, J., .; THOMÉ, L., .; JUNQUEIRA, M., .; CAMARGO, I, .; OLIVEIRA, G., .; BINATO, S., .; PEREIRA, M. (2003). Transmission Structure in Brazil: Organization, Evaluation and Trends. Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/1373069/

BARROSO, L., .; ROSENBLATT, J., .; GUIMARÃES, A., .; BEZERRA, B., .; PEREIRA, M. (2006). Auctions of Contracts and Energy Call Options to Ensure Supply Adequacy in the Second Stage of the Brazilian Power Sector Reform. Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/1708974/?reload=true

CÂMARA DOS DEPUTADOS (2019). Projeto aumenta desconto para beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica. Disponível em: https://www.camara.leg.br/noticias/558800-projeto-aumenta-desconto-para-beneficiarios-da-tarifa-social-de-energia-eletrica/

CALABRIA, F., .; SARAIVA, J. (2014). Brazilian Electricity Market: Problems, Dilemmas and a New Market Design Aiming to Enhance Flexibility While Ensuring the Same Level of Efficiency and Security of Supply. Revista Econômica, – Niterói, v. 16, n. 2, p. 77-96, dezembro dez. 2014. Disponível em: http://www.revistaeconomica.uff.br/index.php/revistaeconomica/article/download/232/225

CANAL ENERGIA (2018). A ANEEL instaura Consulta Pública para aprimorar as regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. Disponível em: https://www.canalenergia.com.br/artigos/53063557/a-aneel-instaura-consulta-publica-para-aprimorar-as-regras-aplicaveis-a-micro-e-minigeracao-distribuida

CANAL ENERGIA (2019). BNDES lança preço suporte para financiar projetos no mercado livre. Disponível em: https://www.canalenergia.com.br/noticias/53116650/bndes-lanca-preco-suporte-para-financiar-projetos-no-mercado-livre

CANAL ENERGIA (2019a). Governo qualifica quatro hidrelétricas junto ao PPI. Canal Energia, 2019. Disponível em: https://www.canalenergia.com.br/noticias/53118680/governo-qualifica-quatro-hidreletricas-junto-ao-ppi

CANAL ENERGIA (2019b). MME mantém portaria que reduz limites para acesso ao mercado livre. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53088967/mme-mantem-portaria-que-reduz-limites-para-acesso-ao-mercado-livre>

CANAL ENERGIA (2019c). Comercializador varejista ganha mais participantes. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53110261/comercializador-varejista-ganha-mais-participantes>

CANAL ENERGIA (2019d). Governo planeja construir seis usinas nucleares até 2050. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53113394/governo-planeja-construir-seis-usinas-nucleares-ate-2050>

CANAL ENERGIA (2019e). Usinas Hidrelétricas Reversíveis: novas possibilidades para o Setor Elétrico Brasileiro Disponível em: https://www.canalenergia.com.br/artigos/53052124/usinas-hidreletricas-reversiveis-novas-possibilidades-para-o-setor-eletrico-brasileiro

CARVALHO, P. (2015). Smart Metering Deployment in Brazil. 7th International Conference on Sustainability in Energy and Buildings. Energy Procedia, n. 83 (2015) p. 360 – 369. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215028763>

CBIE (2019). Quantos quilômetros de linha de transmissão de energia temos no Brasil. Disponível em: <https://cbie.com.br/artigos/quantos-quilometros-de-linha-de-transmissao-de-energia-temos-no-brasil/>

CCEE (2018a). InfoMercado Mensal - Edição dezembro 2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?showFlag=F&_afrLoop=1181327504019758#!%40%40%3F_afrLoop%3D1181327504019758%26showFlag%3DF%26_adf.ctrl-state%3Daofudnqlu_9>

CCEE (2019). Resultado consolidado dos leilões. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?_afrLoop=258012077248261&_adf.ctrl-state=tse3b6hy4_74#!%40%40%3F_afrLoop%3D258012077248261%26_adf.ctrl-state%3Dtse3b6hy4_78>

CCEE (2019a). Preço horário tem novo cronograma para implementação em 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_649602&_afrLoop=116739696498 09&_adf.ctrl-state=merfvge94_1#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_649602%26_afrLoop%3D116739696498 09%26_adf.ctrl-state%3Dmerfvge94_5>

CCEE (2019b). Preços Médios da CCEE. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afrLoop=945144146182 81&_adf.ctrl-state=sbkpmn7f6_40#!%40%40%3F_afrLoop%3D945144146182 81%26_adf.ctrl-state%3Dsbkpmn7f6_44>

CCEE (2019c). Preço Horário: Gerência Executiva de Preços. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_652208>

CCEE (2019d). Infomercado: Relatórios de informações sobre as operações da CCEE. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_adf.ctrl-state=htc4hgvy4_1&_afrLoop=406851725374436#!%40%40%3F_afrLoop%3D406851725374436%26_adf.ctrl-state%3Dhtc4hgvy4_5>

COPEL (2018). Copel apresenta Eletroposto no Smart City Expo. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F20541BD5051EABD7832582430061E2D4?OpenDocument&secao=Imprensa%3AArquivo%2520de%2520Noticias>

CPFL (2019). CPFL Energia registra lucro recorde de 2,17 bilhões em 2018. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/releases/Paginas/cpfl-energia-registra-lucro-recorde-de-2-17-bilhoes-em-2018.aspx>

DUTRA, R., .; SZKLO, A (2005). A energia eólica no Brasil: PROINFA e o novo modelo do setor elétrico. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/artigo/CBE_XI-Artigo2.pdf>

ELETROBRAS (2018). Transmissão de Energia. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Transmissao-de-Energia.aspx>

ENGIE (2018). Complexo Gerador. Disponível em: <https://www.engie.com.br/institucional/complexo-gerador/>

EPE (2015). Estimativa da capacidade instalada de geração distribuída no SIN: aplicações no horário de ponta. Nota Técnica DEA 01/15. Série Recursos Energéticos. Disponível em:
<http://www.ifba.edu.br/professores/armando/Eng531/Unid%20I/DEA%2001%20-%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADda%20no%20Hor%C3%A1rio%20de%20Ponta.pdf>

EPE (2016). Demanda de Energia 2050. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-458/DEA%2013-15%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>

EPE (2017). Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-214/Metodologia%20para%20avalia%C3%A7%C3%A3o%20de%20usinas%20h%C3%ADbridas%20e%C3%B3lico-fotovoltaicas.pdf>

EPE (2018). Séries Históricas Completas – Capítulo 2 (Oferta e Demanda de Energia por Fonte) 1970-2018. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>

EPE (2018a). Sistemas Isolados: Planejamento do atendimento aos sistemas isolados horizonte 2023. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-346/EPE-NT-Planejamento%20SI-ciclo_2018_rev1.pdf>

EPE (2018b). Resultados dos Leilões de Transmissão. Disponível em:
<http://epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes-de-transmissao/resultado-dos-leiloes>

EPE (2018c). Balanço Energético Nacional – Séries Históricas Completas – Capítulo 5 (Balanços do Centro de Transformação). Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>

EPE (2018d). Usinas Híbridas: EPE publica análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/usinas-hibridas-epe-publica-analise-qualitativa-de-temas-regulatorios-e-comerciais>

EPE (2019). Anuário Estatístico de Energia Elétrica (Workbook), ano base 2018. Disponível em:
<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>

EPE (2019a). Balanço Energético Nacional (BEN) 2019, ano base 2018. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>

EPE (2019b). Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>

EPE (2019c). Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica, Ano XII, Número n. 136, janeiro de 2018. Disponível em:
<http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-153/topico-459/Resenha%20Mensal%20-%20Janeiro%202019_vf.pdf>

EPE (2019d). Balanço Energético Nacional – Séries Históricas Completas – Capítulo 7 (Energia e Socioeconomia). Disponível em:
<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>

ESTADÃO (2019). Tarifa branca de energia tem adesão de menos de 1% do potencial no primeiro ano de vigência. Disponível em:
https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,tarifa-branca-de-energia-tem-adesao-de-menos-de-1-do-potencial-no-primeiro-ano-de-vigencia,70002702450

FGV (2018). Fundação Getúlio Vargas: Análise do Ambiente Concorrencial do Setor Elétrico no Brasil. 31 slides. Disponível em:
<https://gei-sa.fgv.br/sites/gei-sa.fgv.br/files/u49/fgv_setor_eletrico.pdf>

FORTES, M., .; RIBEIRO, A., .; GONÇALVES, D., .; SCHAEFER, M., .; FLORES, M. (2017). Análise da adoção de medidores inteligentes como instrumento da política pública de eficiência energética. ENGEVISTA, UFF. Niterói/RJ, Vv. 19, n. 2, p. 316-327, maio 2017. UFF. Niterói/RJ. Disponível em:
<https://www.researchgate.net/publication/316842060>

GALLO, F., .; LOBIANCO, E. (2016). Electricity Regulation in Brazil: overview. Global Guide 2015/16 -- Energy and Natural Resources. Association of Corporate Counsel (ACC). Disponível em:
<http://www.camposmello.adv.br/export/sites/cma/en/news-resources/resources/2015/Electricity-Regulation-in-Brazil-Overview.pdf>

IBGE (2018). Estimativas de População. Disponível em:
<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/populacao/9103-estimativas-de-populacao.html?edicao=16985&t=resultados>

IBGE (2018a). Sistemas de Contas Nacionais Trimestrais (Séries Históricas: PIB a preço de mercado). Disponível em:
<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/contas-nacionais/9300-contas-nacionais-trimestrais.html?=&t=series-historicas&utm_source=landing&utm_medium=explica&utm_campaign=pib#evolucao-taxa>

IBGE (2018b). Preços e Custos. Disponível em:
<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos.html>

IEA (2019). Energy Efficiency 2019. Disponível em:
<https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2019>

Index Mundi (2019). Disponível em:
<https://www.indexmundi.com/map/?v=81&l=pt>

J. Kelman (2001). Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. Disponível em:
<http://www.kelman.com.br/relatorio_kelman.pdf>

MENDES, A., .; CASTRO, N., .; BRANDÃO, R., .; CÂMARA, L; MOSZKOWICZ, M. (2015). The role of imbalance settlement mechanisms in electricity markets: a comparative analysis between UK and Brazil. UFRJ, Rio de Janeiro/RJ. 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2016. Disponível em:
<https://ieeexplore.ieee.org/document/7521348/>

MME (2011). Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEF). Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1432134/Plano+Nacional+Efici%C3%AAncia+Energ%C3%A9tica+%28PDF%29/74cc9843-cda5-4427-b623-b8d094ebf863>

MME (2018). Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico (Dezembro de 2018) Disponível em: < http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/2018>

MME (2019). Portaria No 465, de 12 de dezembro de 2019. Disponível em: <http://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>

MME (2019a). Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico (Dezembro de 2018). Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/2018>

MME (2019b). Resenha Energética Brasileira 2019 (Exercício de 2018). Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36208/948169/Resenha+Energ%C3%A9tica+Brasileira+-+edi%C3%A7%C3%A3o+2019+v3.pdf/92ed2633-e412-d064-6ae1-eefac950168b>

MME (2019c). GT Modernização do Setor Elétrico. Portaria MME nº 187/2019. Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico. Outubro 2019. Disponível em:- <http://www.mme.gov.br/documents/20182/9d44afb1-9277-a999-979d-8ac284ddede9>

MME (2019d). Comitê de Monitoramento da Abertura o Mercado de Gás Natural – CMGN. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmgn>

ONS (2018). Histórico da Operação: Demanda Máxima. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/demanda_maxima.aspx

ONS (2018a). Website: ONS. Disponível em: http://www.ons.org.br

ONS (2019). Acompanhamento Mensal dos Intercâmbios Internacionais 2019. Disponível em: http://ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Acompanhamento+Mensal+dos+Interc%C3%A2mbios+Internacionais

ONS (2019a). Histórico da Operação: Curva de Carga Horária. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx

Painéis Globo Brasil (2019). Sobre a Globo Brasil. Disponível em: https://www.paineisglobobrasil.com.br/sobre-nos/

PV Magazine (2019). Energia solar a US$ 17,30 / MWh no leilão brasileiro: é um recorde mundial. Disponível em: <https://www.pv-magazine-latam.com/2019/07/23/la-energia-solar-a-1730-mwh-en-la-subasta-de-brasil-es-un-record-mundial/>

PWC (2011). Consolidação no Setor Elétrico Brasileiro. Apresentação de Edmundo Abreu. Setembro, 2011. Disponível em: https://www.pwc.com.br/pt/eventos-pwc/energy-day/assets/consolidacao-do-mercado-de-energia-ea.pdf

Redes Inteligentes (2014). Acompanhamento de Projetos Piloto. Disponível em: http://redesinteligentesbrasil.org.br/component/content/category/9-projetos.html

República Federativa do Brasil (2008). Plano Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC). Disponível em: http://www.mma.gov.br/estruturas/smcq_climaticas/_arquivos/plano_nacional_mudanca_clima.pdf

República Federativa do Brazil (2015). Intended Nationally Determined Contribution. Brasília/DF. Disponível em: http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Brazil/1/BRAZIL%20iNDC%20english%20FINAL.pdf

SEEG (2019). Emissões por Atividade Econômica: Diagrama Sankey. Disponível em: http://plataforma.seeg.eco.br/sankey

Senado Federal (2017). Projeto de Lei do Senado n° 107, de 2017. Disponível em: https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/128825

UDOP (2019). Reforma no setor elétrico é processo longo e pode levar até 5 anos. Disponível em: https://www.udop.com.br/index.php?item=noticias&cod=1183749

VALOR ECONÔMICO GLOBO (2019). MME oficializa novo comitê para implementar reforma do setor elétrico. Disponível em: https://valor.globo.com/brasil/noticia/2019/10/30/mme-oficializa-novo-comite-para-implementar-reforma-do-setor-eletrico.ghtml

VIEIRA, X., .; HOCHSTETLER, R., .; MELLO, J. C., .; BARROSO, L. (2016). Aligning Regulatory Incentives and Price Signals in the Brazilian Wholesale and Retail Electricity Markets. CIGRE Session 2016. Disponível em: http://www.acendebrasil.com.br/media/academicas/CE-025_Aligning_Prices_and_Incentives_in_the_Brazilian_Market.pdf

PROCEL: Website Procel. Disponível em: http://www.procelinfo.com.br/

ZANETTE, A. (2013). Short-Term Electricity Price in Brazil: Current Limitations and the Benefits of a Transition to a Market Price Formation Model. IAEE Conference Proceedings. Presented at: Energy Transition and Policy Challenges, Daegu, South Korea, - June Jun. 16-20, 2013. Disponível em: http://www.iaee.org/proceedings/article/7805

transição energética

Sobre o Insituto E+ Transição Energética:

O Instituto E+ Transição Energética é um *think tank* independente que promove o amplo diálogo para pautar a transição energética como vetor para o crescimento econômico de baixo carbono.

Com foco no debate baseado em evidencias científicas, o Instituto E+ trabalha com uma equipe multidisciplinar e parceiros, produzindo conhecimento e estudos sobre soluções tecnológicas, sociais e econômicas para uma transição energética eficaz e eficiente.

www.emaisenergia.org
Siga Insituto E+ Transição Energética

emaistransicaoenergetica
emaistransicao
emaistransicao
emais transicao energetica

transição energética

Apoio Institucional

iCS instituto CLIMA e SOCIEDADE

www.emaisenergia.org