

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

**Reflexões para o setor elétrico
de hoje e do futuro**

Geração distribuída e eficiência energética

**Reflexões para o setor elétrico
de hoje e do futuro**



**International Copper
Association Brazil**
Copper Alliance

1ª edição
Campinas
2018

Autores

Sérgio Bajay
Gilberto M. Jannuzzi
Raphael B. Heideier
Izana R. Vilela
José A. Paccola
Rodolfo Gomes

Adaptação, revisão e diagramação

Gabrielle Adabo

Capa

Gabrielle Adabo
Pintura: Antropoceno, por Gilberto M. Jannuzzi

Apoio

Instituto Clima e Sociedade – iCS
Instituto Brasileiro do Cobre – Procobre

Publicado por

International Energy Initiative – IEI Brasil
iei-brasil.org

Campinas, 2018



Este trabalho está licenciado com uma Licença
Creative Commons - Atribuição-NãoComercial 4.0
Internacional.

Para ver uma cópia da licença, visite:
<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>

Apresentação

Após um longo período de estabilidade tecnológica com predomínio da geração hidrelétrica, o setor elétrico brasileiro passa a viver uma etapa de grandes transformações, seguindo a tendência mundial nesse setor. Novas tecnologias para geração distribuída estão conseguindo, junto da eficiência energética, das tecnologias de armazenamento de energia e das redes inteligentes, espaço cada vez maior no mercado.

Isso faz com que novos arranjos comerciais surjam e uma nova regulação seja necessária para reorganizar e redistribuir os custos e os benefícios dessas transformações entre consumidores e agentes envolvidos.

A complexidade dessas relações aumenta enormemente e este livro procura oferecer para o público em geral e para aqueles interessados no tema uma análise dos principais desafios que a expansão da geração distribuída e das oportunidades de maior eficiência energética no usuário final podem trazer para a sociedade.

Esse material é resultado de parte dos esforços realizados pela International Energy Initiative – IEI Brasil para estudar os impactos da maior disseminação da geração distribuída renovável e da eficiência energética nos consumidores residenciais. Procura-se entender como o avanço dessas tecnologias poderá ter reflexos na tarifa de eletricidade, caso ela não seja também reformulada, entre outras mudanças que serão necessárias.

O material e as análises apresentadas não esgotam o assunto tão complexo e atual, mas têm o propósito de consolidar informações relevantes para contribuir para novas discussões que pautarão a evolução do sistema energético moderno dentro

de uma economia de baixo carbono e com uso mais eficiente de recursos naturais.

Esse projeto recebeu apoio financeiro do Instituto Clima e Sociedade – iCS e a versão impressa deste livro foi possível graças ao Instituto Brasileiro do Cobre – Procobre, a quem somos gratos.

Agradecemos, também, ao pesquisador da IEI Brasil Luan Guanais Macrino dos Santos pela colaboração na revisão deste livro e ao engenheiro João Gilberto Mazzon por seus comentários e contribuições ao projeto.

Como sempre, as análises e, eventualmente, as opiniões aqui expressas são de inteira responsabilidade dos autores e não refletem necessariamente aquelas dos financiadores e das instituições mencionadas.

Campinas, janeiro de 2018

Gilberto M. Jannuzzi
Diretor Executivo
IEI Brasil

Sumário

1. Introdução	18
Referências e sugestões de leitura	34
2. O setor elétrico brasileiro	36
Introdução	36
Geração	37
Transmissão.....	39
Distribuição	43
Contratos de concessão.....	45
Mercado de energia elétrica	47
Consumidores cativos e consumidores livres	48
Classificação dos consumidores por setor de consumo e por nível da tensão de alimentação.....	50
Formas de atuação do governo em relação ao setor energético.....	56
Formulação de políticas públicas na área de energia.....	56
Planejamento energético	59
Regulação dos mercados de energia	65
Órgãos responsáveis pela regulação do mercado de eletricidade no Brasil.....	67
Regulação econômica	67
Regulação e fiscalização da qualidade da energia	72
Regulação ambiental	75
Atuação direta do governo nos mercados por meio de empresas estatais	76
Reestruturação do setor elétrico brasileiro na década de 90	77

O atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro	84
Leilões e tipos de contratos no ACR	89
O setor elétrico e a sua estrutura institucional: problemas	91
Serviços de comercialização e conservação de energia	95
Considerações finais	96
Referências e sugestões de leitura	98
3. O modelo atual de formação da tarifa	101
Introdução	101
A formação da tarifa: Parcelas A e B e tributos	103
Aspectos conceituais da regulação econômica	108
Regulação por custo de serviço	110
Regulação por incentivos.....	111
Preço-teto e receita máxima.....	113
Métodos híbridos	115
A estrutura da tarifa.....	116
Tarifa de Energia (TE)	118
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).....	119
Mecanismos de alteração das tarifas	120
Revisão Tarifária Periódica (RTP)	121
Reajuste Tarifário Anual (RTA)	122
Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)	123
O modelo tarifário brasileiro	124
Remuneração do serviço de geração de eletricidade.....	124
Remuneração do serviço de transmissão de eletricidade	127
Remuneração das distribuidoras	129

Encargos setoriais	132
A composição da tarifa.....	132
Parcela A: custos não gerenciáveis	133
Custo de aquisição de energia (CE).....	134
Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão (CT)	135
Parcela B: custos gerenciáveis.....	135
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	139
Receitas Irrecuperáveis (RI)	141
Custo Anual dos Ativos (CAA).....	142
Remuneração do Capital (RC).....	143
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	146
Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)	146
Outras Receitas (OR).....	148
Fator X	150
Ganhos de produtividade (Pd e Pm).....	152
Incentivo à melhoria da qualidade (Q)	152
Trajetória dos custos operacionais (T).....	154
Perdas.....	154
Considerações finais	157
Referências e sugestões de leitura	159
4. Eficiência energética	163
Introdução	163
Arcabouço legal e ações para eficiência energética	166
O Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE)	166
O Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel).....	170
A Lei de Eficiência Energética.....	173

O Programa de Eficiência Energética (PEE) regulado pela Aneel	175
Medidas governamentais recentes na área de eficiência energética	178
Avaliação das políticas e ações para eficiência energética	179
Modelos de negócio para eficiência energética	181
Modelos de negócio para Escos	183
Modelos de negócio para empresas concessionárias	184
Certificados de Economia de Energia e créditos de eficiência energética	185
Considerações finais	186
Referências e sugestões de leitura	188
5. Geração distribuída e fontes renováveis.....	190
Introdução	190
Fontes renováveis de energia elétrica	192
Geração distribuída de energia elétrica	196
Arcabouço legal e ações para geração distribuída e fontes renováveis	202
A autoprodução de energia elétrica	202
O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)	205
Redução das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Transmissão (TUST) para fontes incentivadas	206
As Resoluções Normativas nº 482/2012 e nº 687/2015	208
Medidas governamentais recentes	211
Modelos de negócio para a geração distribuída de energia elétrica	214

Modelos baseados em propriedade e aplicação	216
Modelos de negócio para as distribuidoras de energia	217
Modelos de negócio para terceiros (ou do tipo <i>third-party</i>)	222
Modelos de geração compartilhada	222
O lado do consumidor	225
Avaliação das políticas e ações para geração distribuída.....	227
Considerações finais	230
Referências e sugestões de leitura	231

6. Exemplos de estratégias e modelos tarifários para eficiência energética e geração distribuída renovável em alguns países 238

Introdução	238
Alemanha	239
Estrutura do setor elétrico e modelos de negócio.....	240
Encargo de energia renovável e tarifa do tipo <i>feed-in</i>	242
Modelo tarifário e mecanismo de formação da tarifa	243
Eficiência energética	246
Geração distribuída.....	250
EUA.....	251
Estrutura do setor elétrico e modelos de negócio.....	252
Califórnia	259
Nova Iorque	261
Modelos tarifários e mecanismos de formação da tarifa	263
Tarifas e regulação tarifária na Califórnia	270
Tarifas e regulação tarifária em Nova Iorque	273

Eficiência energética	275
Geração distribuída de eletricidade	282
Reino Unido	284
Estrutura do setor elétrico do Reino Unido e modelos de negócio	287
Modelo tarifário e mecanismos de formação da tarifa	293
Eficiência energética	298
Geração distribuída de eletricidade	301
Considerações finais	303
Referências e sugestões de leitura	304
7. Conclusões	310
O que nos mostra a literatura internacional	311
Análise comparativa dos modelos tarifários	315
Modelos de negócio	317
Considerações finais	318
8. Glossário	321

Lista de Figuras

Figura 1.1: Evolução, de 2005 a 2014, e projeção para 2024 da composição da matriz elétrica brasileira, em termos de capacidade instalada, em MW	28
Figura 1.2: Principais impactos da difusão da geração distribuída e da eficiência energética no setor elétrico.....	29
Figura 2.1: Distribuição das fontes de energia na geração de eletricidade no Brasil em 2015.....	38
Figura 2.2: Rede básica de transmissão existente no Brasil e expansões previstas em 2015	40
Figura 2.3: Exemplo típico de curva de carga por subgrupo, em MW.....	53
Figura 2.4: Curva de carga do consumo residencial médio no Brasil e do potencial de geração distribuída solar	54
Figura 2.5: Curva de carga do consumo total no estado de São Paulo em dias úteis de janeiro e de julho de 2009.....	55
Figura 2.6: Planejamento energético realizado pela EPE/MME.....	61
Figura 2.7: Governança dos leilões de energia elétrica.....	62
Figura 2.8: Exemplo de indicadores de continuidade regulados pela Aneel apresentados em conta de eletricidade residencial	73
Figura 2.9: Instrumentos de fiscalização da qualidade	74
Figura 2.10: Indicadores e padrões para a qualidade da energia.....	75

Figura 2.11: Atuais instituições do setor elétrico brasileiro	85
Figura 2.12: Sistema de comercialização no ACR.....	90
Figura 3.1: O cálculo dos tributos na conta de eletricidade	106
Figura 3.2: Custos e receitas de monopólios naturais	109
Figura 3.3: Componentes tarifários exemplificados em conta de eletricidade de consumidor residencial.....	117
Figura 3.4: Exemplo ilustrativo de um processo tarifário de uma distribuidora.....	130
Figura 3.5: Exemplo de processo tarifário com um reajuste extraordinário	131
Figura 3.6: Contratos de leilão de energia da distribuidora Elektro na revisão tarifária de 2015.....	134
Figura 3.7: Datas de reajuste em processamento e anterior e período de referência para o mercado de referência e a receita anual inicial	138
Figura 4.1: Tipologia das etiquetas de desempenho energético de equipamentos, veículos e edificações	167
Figura 4.2: Evolução, de 2011 a 2015, dos recursos do Fundo Global de Reversão (RGR) e da Eletrobras investidos no Procel, em milhões de reais	172
Figura 4.3: Equipamentos regulamentados pelo CGIEE de 2002 a 2014.....	174
Figura 4.4: Instituições envolvidas na realização dos projetos dos PEEs das empresas concessionárias distribuidoras.....	176

Figura 4.5: Distribuição percentual, por tipo de projeto, da quantidade de projetos e do investimento dos PEEs das empresas distribuidoras entre 2008 e 2015	177
Figura 5.1: Gerações de modelos de negócio para geração distribuída fotovoltaica	216
Figura 6.1: Evolução, de 2002 a 2016, em GW, da capacidade instalada dos vários tipos de fontes de energia na matriz elétrica alemã.....	241
Figura 6.2: Composição de custos da tarifa de energia elétrica residencial alemã em 2015 e 2016, em %.....	245

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Parque gerador instalado no Brasil em 2014 e projeções para 2024.....	39
Tabela 2.2: Consumo de eletricidade, em GWh e em % do total do consumo brasileiro, nas dez maiores empresas distribuidoras em termos de consumo, em 2015.....	44
Tabela 2.3: Número de consumidores, em unidades e em % do número total de consumidores no Brasil, nas dez maiores empresas distribuidoras em termos de número de consumidores, em 2015.....	44
Tabela 2.4: Distribuição setorial do consumo de eletricidade no Brasil, em GWh e em porcentagem.....	48
Tabela 2.5: Distribuição setorial do consumo de eletricidade de consumidores cativos e consumidores livres através de redes de distribuição no Brasil, em 2015.....	49
Tabela 2.6: Distribuição regional do consumo de eletricidade de consumidores cativos e consumidores livres através de redes de distribuição no Brasil, em 2015.....	49
Tabela 2.7: Distribuição por níveis de tensão de alimentação dos fornecimentos de eletricidade de consumidores cativos e livres através de redes de distribuição em 2015.....	51
Tabela 3.1: Participação dos itens das Parcelas A e B e dos tributos na Receita Anual da média das distribuidoras.....	104
Tabela 3.2: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual da CPFL com tributos.....	105
Tabela 3.3: Tarifas por tipo de serviço de fornecimento.....	118

Tabela 3.4: Resultado do custo médio ponderado de capital – WACC – 2015.....	145
Tabela 3.5: Compartilhamento de serviços cobráveis e atividades acessórias.....	149
Tabela 3.6: Indicadores técnicos e comerciais considerados no mecanismo de incentivo e utilizados no cálculo do componente Q do Fator X.....	153

1. Introdução

Todos os meses, entre as diversas contas que chegam às casas dos brasileiros, está a que calcula e cobra o valor a ser pago pela quantidade de eletricidade consumida, fornecida por uma empresa de distribuição de energia. Vamos supor, no entanto, que na sua casa, você, leitor, tem um painel solar que gera eletricidade ou esquentar a água para os moradores utilizarem. Com o auxílio desse equipamento, o consumo da energia que vai da empresa distribuidora até a sua casa, portanto, diminui.

Esse é um exemplo da chamada geração distribuída renovável: a energia está sendo produzida no próprio local onde vai ser consumida e a partir de uma fonte que não se esgota, o Sol. Gerar a própria energia que utiliza ou parte dela transforma o consumidor em um prossumidor – palavra que mescla produtor e consumidor.

Se o prossumidor gasta menos eletricidade vinda da empresa, pagará, portanto, um valor menor na conta mensal. Além disso, se ele produziu mais energia do que gastou naquele mês, fica com créditos de eletricidade na distribuidora que serão descontados do consumo da próxima conta. “Que negócio bom!”, você pode ter pensado, “quero me tornar um prossumidor!”.

Mas isso não para por aí. Continuando o exercício de imaginação, visualize, agora, que você também possui em sua casa eletrodomésticos que consomem pouquíssima energia e têm, portanto, uma elevada eficiência energética. Além disso, esses equipamentos podem estar interligados em uma rede inteligente: cada um deles pode ser controlado pelo seu celular e pode ser ligado e desligado à distância. Sua geladeira, inclusive, é tão inteligente que lhe informa o quanto de energia ela está utilizando e o que você poderia fazer para que ela consuma menos. Isso tudo também ajuda você a gastar menos eletricidade.

Agora imagine que seus vizinhos, empolgados com a ideia de utilizar o Sol como fonte de energia e reduzir a quantia paga, todo mês, para a distribuidora, também decidam instalar os painéis em suas casas e gerar a própria eletricidade. E mais: que muitos dos habitantes do bairro vizinho, e de outros bairros próximos, decidam fazer a mesma coisa. As contas de energia de vocês ficarão mais baratas graças à eletricidade que deixaram de consumir da distribuidora e aos créditos gerados nos meses que produziram mais do que consumiram.

Mas o que irá acontecer com as contas dos outros moradores da cidade que não se tornarem prossumidores? Devido ao funcionamento do setor elétrico e do atual modelo de formação da tarifa brasileiros, eles pagarão mais caro pela eletricidade que consomem. Isso porque os avanços tanto da eficiência energética quanto da geração distribuída podem resultar na redução da venda de energia das distribuidoras que, ao repassar os elevados custos fixos das redes elétricas para os consumidores, acabam ocasionando aumentos na tarifa.

Isso acontece porque os atuais métodos usados para calcular o preço da energia elétrica não refletem adequadamente o custo marginal de distribuição – aquele que calcula a mudança que a entrega de uma unidade a mais de eletricidade pode causar nos custos totais – para o consumidor final. As tarifas de energia reproduzem um custo médio da eletricidade, que raramente coincide com o custo real. A consequência disso é que a distribuidora é incentivada a aumentar ao máximo a venda de energia e, por outro lado, a economia de energia é desencorajada (SWISHER; JANNUZZI; REDLINGER, 1997).

Aqui vai um exemplo de cálculo para ajudar a compreender como esse efeito ocorre. Suponhamos que exista uma distribuidora fictícia de energia elétrica. Ela possui uma única categoria de tarifa e um custo total de nove bilhões de reais para distribuir 20 bilhões de kWh (quilowatts-hora) de eletricidade

anualmente para seus consumidores. Logo, a tarifa é definida em R\$ 0,45/kWh (quilowatt-hora) dividindo-se um valor pelo outro. O custo marginal para essa mesma empresa distribuir um kWh a mais é de R\$ 0,20.

As medidas de potência, energia e tensão

A **potência** é a quantidade de energia (eletricidade, por exemplo) que um equipamento consome em um segundo para poder funcionar. Quanto maior a potência, mais energia ele vai "puxar" em comparação com um equipamento de menor potência. A unidade de medida de potência é o **watt (W)**, que determina o quanto de energia o equipamento vai precisar para funcionar em um segundo. Um chuveiro típico, por exemplo, tem uma potência elétrica de 5.500 W. A **energia** consumida por um equipamento é a sua potência multiplicada pelo tempo de uso. No caso da eletricidade é o **watt-hora (Wh)**, que representa um equipamento de um watt de potência funcionando durante uma hora. Uma hora de uso desse chuveiro, portanto, equivale a 5.500 Wh ou 5,5 kWh (=5.500/1000), sendo que 1 **kWh** = 1000 Wh. A corrente elétrica que passa pelos fios até chegar ao equipamento, por sua vez, é composta por elétrons em movimento. Esse deslocamento dos elétrons ocorre devido a uma diferença de potencial, conhecida como **tensão** e indicada pela medida chamada de volt (V). Portanto:

Potência ≠ Energia ≠ Tensão

Para cada kWh a mais que essa empresa distribuir acima dos 20 bilhões de kWh previstos para atender seus clientes, ela ganhará até R\$ 0,25 a mais de lucro. Porém, para cada kWh a menos que ela deixar de distribuir, ela reduz seus custos em R\$ 0,20, mas reduz sua remuneração em R\$ 0,45. Caso a economia de eletricidade seja maior do que o aumento do seu mercado, a distribuidora ainda corre o risco de arcar com os custos decorrentes da energia não revendida (KOZLOFF et al., 2000). Como o recálculo do valor da tarifa só é feito, no Brasil, a cada quatro ou cinco anos, durante as revisões tarifárias, a empresa é incentivada a aumentar ao máximo a distribuição de energia.

Além disso, é preciso considerar o fato de

que a geração distribuída também pode gerar impactos de natureza técnica na rede, como a variação de tensão, por exemplo. A concessionária de distribuição de energia é a responsável por manter a qualidade do fornecimento da energia elétrica e isso também tem um custo, que é repassado para o consumidor final.

Essa estrutura de remuneração, somada às condições regulatórias existentes no Brasil, caracterizam as distribuidoras como vendedoras de energia. Esse fenômeno se repete na distribuição de gás, água e esgoto, internet, telefone e até mesmo na coleta do lixo sólido. A receita das distribuidoras – e seu lucro –, portanto, é diretamente proporcional à quantidade de energia que elas vendem. Com a redução da venda de energia pelas distribuidoras, elas reduzem o próprio lucro.

Uma das possíveis soluções para o problema seria romper essa ligação entre receita e venda, o que permitiria transformar as distribuidoras em fornecedoras de serviços de energia ao invés de apenas vendedoras (ETO; STOFT; BELDEN, 1997). Dessa forma, elas incentivariam ou, pelo menos, seriam neutras quanto a programas que reduzem o volume de energia vendido.

Segundo Richter (2013), as concessionárias de distribuição de energia elétrica precisam adaptar os seus modelos de negócio para que oportunidades sejam criadas com a geração distribuída. O mesmo vale para a eficiência energética. Para isso, é necessário identificar barreiras e desafios que impedem a concessionária de inovar e oferecer novos serviços.

A rápida expansão de sistemas de geração distribuída em alguns países também tem promovido a discussão de outras formas de remunerar as distribuidoras. Novos mecanismos para a formação de tarifas e novos modelos de negócio têm sido implementados em países com mercados onde a eficiência energética e a geração distribuída renovável já estão mais desenvolvidas.

Não se pode esquecer que há, também, o consumidor final disposto a gerar sua própria energia e/ou a investir em medidas de eficiência energética, como nos exemplos citados no início desta Introdução. Modelos de negócio que consideram a perspectiva do consumidor também foram desenvolvidos ao longo do tempo, com o objetivo de ampliar o alcance da geração distribuída e da eficiência energética e torná-las mais acessíveis economicamente.

É necessário, para isso, aperfeiçoar, ou até mesmo alterar, o arcabouço legal e a regulação atual para reduzir as barreiras percebidas pelas distribuidoras no que se refere à perda de receita com a redução do uso de eletricidade pelos seus consumidores finais. Elas devem ser incentivadas a enxergar a eficiência energética e a geração distribuída como oportunidades de negócios e de novas receitas. Deve ser considerada, ainda, a participação de novas empresas que podem ou não concorrer com as distribuidoras. Os consumidores poderiam, então, visualizar as oportunidades de reduzir seus gastos com eletricidade e de ter um papel mais ativo junto à distribuidora.

A legislação brasileira permite que as distribuidoras atuem vendendo serviços e projetos de eficiência energética e de geração distribuída, assim como outras atividades relacionadas, como a autoprodução de energia – na qual a distribuidora pode produzir a energia que vende (ANEEL, 2011, 2013, 2014). Elas teriam, assim, outras fontes de remuneração além da receita com vendas de kWh. Entretanto, embora permitido, isso não é atrativo à distribuidora como negócio.

A atual regulação brasileira, e a de muitos outros países, não incentiva as concessionárias de distribuição a investirem, com recursos próprios, em programas de eficiência energética e de geração distribuída. Além da perda da receita pelas empresas, a participação em tais programas retarda os investimentos

nos ativos das concessionárias, sobre os quais incidem seus lucros – subestações e transformadores, por exemplo. Outra consequência negativa, segundo esse ponto de vista, é que os recursos humanos seriam mobilizados para atividades que não geram receita.

Há uma outra visão, no entanto, que acredita que o aumento da eficiência energética e da geração distribuída renovável representa benefícios de natureza sistêmica, ou seja, que afetam a economia como um todo. Entre eles estão os impactos positivos da possibilidade de adiar os investimentos em sistemas de geração – nos quais a eletricidade é produzida – e de transmissão – que levam a energia das usinas para as distribuidoras. Esses investimentos são necessários devido ao crescimento do consumo de eletricidade para além dos limites de geração e de transmissão do sistema elétrico em um dado momento. Se, no entanto, as pessoas têm um consumo mais eficiente e geram a própria energia, esse limite de consumo demora mais para ser atingido.

Além disso, perdas de energia acontecem durante o transporte da eletricidade por longas distâncias, de onde ela é gerada até a casa do consumidor. Para cada 1 kWh que um consumidor economiza, não se deixa de gerar o mesmo 1 kWh numa usina, mas 1,1 kWh, considerando-se uma média de 11,5% de perdas de energia – 4% na transmissão e 7,5% na distribuição. Portanto, se o consumidor economizar 1 kWh, ele estará poupando, para o sistema como um todo, 1,1 kWh.

Outro dos benefícios é a criação de uma economia local, ligada aos produtos e serviços necessários para a implementação da eficiência energética e da geração distribuída renovável, que gera empregos e eleva a arrecadação de tributos. Se a política de incentivo for bem elaborada, pode-se estimular a melhoria das tecnologias existentes e o desenvolvimento de novas, au-

mentando a competitividade das empresas nacionais e demandando novos produtos e serviços dentro da cadeia produtiva da qual essas empresas fazem parte.

Mas não é só na Economia que a geração distribuída e a eficiência energética interferem. Elas podem contribuir, também, para o meio ambiente e o futuro da humanidade com a redução da emissão dos gases do efeito estufa (gases como o dióxido de carbono - CO₂, o metano - CH₄, o óxido nitroso - N₂O e os perfluorcarbonetos - PFCs), que são os maiores causadores da elevação da temperatura do planeta a qual, por sua vez, resulta nas mudanças climáticas. O lançamento desses gases é fruto, principalmente, de ações antrópicas – termo utilizado na Ecologia para denominar a atuação humana sobre o meio ambiente (IPCC, 2014). O desmatamento e a queima de combustíveis fósseis, como a gasolina e o óleo diesel nos motores de automóveis e caminhões, são exemplos dessas ações.

Entre os graves efeitos provocados por esse fenômeno estão secas intensas, restrições ao acesso à água potável, elevação do nível dos oceanos, além de maior incidência de desastres climáticos associados a furacões, tufões e variantes e impossibilidade do uso da terra em algumas regiões ou graves prejuízos nas atividades agrícolas. Há, ainda, a possibilidade do surgimento de fragilidades de meios biofísicos como florestas e corais, da extinção de inúmeras espécies de animais e de danos à saúde humana, com a proliferação de epidemias, inclusive de doenças já consideradas erradicadas, ampliação das taxas de mortalidade em decorrência de ondas de calor, além de outras consequências ainda indeterminadas.

Em 2006, um estudo desenvolvido pelo Governo do Reino Unido, intitulado Relatório Stern (STERN, 2007), alertou sobre as graves consequências econômicas que as alterações do clima poderiam causar, impactos que podem chegar a 20% do

Produto Interno Bruto (PIB) mundial. O PIB é, a grosso modo, uma medida da quantidade de riqueza produzida em um país.

As mudanças climáticas não podem ser evitadas, mas a velocidade e a intensidade com que ocorrerão devem ser suavizadas com a redução expressiva das emissões dos gases do efeito estufa. Esses impactos atingem não só a economia dos países, mas, sobretudo, afetam as pessoas e as nações mais pobres. Se nenhum esforço for feito, o ritmo de ocorrência dessas mudanças impedirá que países em desenvolvimento se adaptem, o que geraria enormes fluxos migratórios.

É preciso, portanto, encontrar meios urgentes de se adequar o padrão de vida das pessoas aos limites impostos pela natureza. Os recursos naturais, fundamentais para a continuidade da espécie humana sobre a Terra, são finitos e a velocidade com a qual o ser humano os gasta aumenta cada vez mais devido ao crescimento médio da população, das atividades econômicas e dos hábitos de consumo.

As mudanças climáticas têm sido tema de discussões e compromissos oficiais nos últimos anos em âmbito internacional, dos quais participaram representantes de diversos governos, cientistas e acadêmicos e a mídia. Após mais de duas décadas de debates, negociações e fracassos, a Organização das Nações Unidas (ONU) produziu um acordo climático que foi adotado e elogiado pela União Europeia, Índia, China e Estados Unidos: o Acordo de Paris. O Acordo – anunciado na Conferência das Partes sobre Mudança do Clima, realizada em Paris, em dezembro de 2016 – foi assinado por 195 nações, dentre elas o Brasil, que entraram em consenso para enfrentar a problemática da mudança do clima (UNFCCC, 2015).

Em 2014, o Brasil estava entre os dez maiores emissores de gases do efeito estufa (OLIVIER et al., 2015). No entanto, as emissões per capita brasileiras, ou seja, por cada habitante, eram de 2,5 toneladas de CO₂ (dióxido de carbono), menores se

comparadas com o resto do mundo, que registrava, em média, 4,9 toneladas (calculadas a partir das emissões totais da população mundial enumeradas por Olivier et al. (2015)).

O Brasil se comprometeu, em decorrência do Acordo de Paris, a reduzir as emissões de gases do efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005, até 2030, em um documento chamado de Contribuição Nacionalmente Determinada, a NDC (*Nationally Determined Contribution*, em inglês). As maiores emissões do país ocorrem devido ao desmatamento das florestas, sendo o uso da energia o terceiro maior emissor (OBSERVATÓRIO DO CLIMA, 2016).

Nesse contexto, as principais ações em favor do clima e ligadas ao setor energético são a utilização de fontes renováveis com baixa emissão de gases do efeito estufa e a economia de energia por meio da eficiência energética. A geração distribuída renovável está se tornando cada vez mais competitiva frente às tecnologias convencionais de geração de eletricidade (termelétricas a gás natural ou carvão, por exemplo) e contribui para a redução das emissões, além de gerar benefícios econômicos para o consumidor. A eficiência energética, por sua vez, pode ser colocada em prática, por exemplo, pelo uso de equipamentos que consomem menos energia e são etiquetados pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), além de ações como possuir uma instalação elétrica bem dimensionada e uma iluminação eficiente.

O setor elétrico brasileiro gera a maior parte da eletricidade a partir de fontes consideradas renováveis, principalmente em usinas hidrelétricas – nas quais a eletricidade é produzida a partir da passagem da água por turbinas hidráulicas. Porém, as emissões de gases do efeito estufa do setor vêm crescendo devido ao aumento da produção de eletricidade a partir da queima de combustíveis fósseis. Para cumprir as metas estabelecidas na NDC – e com as dificuldades cada vez maiores de construção de

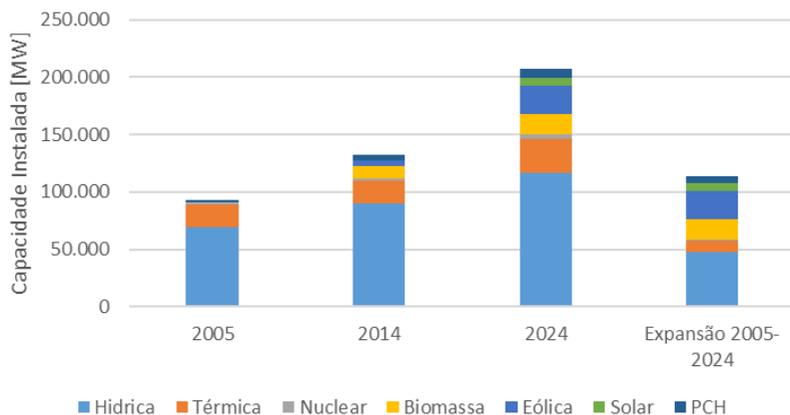
hidrelétricas na região amazônica –, o setor deverá passar por mudanças. Serão necessárias, por exemplo, ações para intensificar investimentos em geração distribuída renovável e em eficiência energética.

A geração de eletricidade a partir da energia solar também é uma peça-chave no Brasil para concretizar o objetivo de desacelerar as mudanças climáticas e suas consequências devastadoras. Isso porque a análise da expansão do setor elétrico brasileiro (EPE, 2015; OLIVIER et al., 2015) mostra um recente crescimento da geração em usinas termelétricas – onde a energia é obtida da queima de combustíveis como gás natural, bagaço de cana-de-açúcar e óleo diesel. Há, além disso, um maior número de dificuldades socioambientais para a expansão hídrica e a rejeição da sociedade pelas usinas nucleares. A contribuição das usinas eólicas – nas quais a energia é produzida a partir do vento –, por sua vez, possui limitações técnicas: apesar de a perspectiva ser de o Brasil ter 12% da sua capacidade instalada de geração a partir desse recurso em 2024 (EPE, 2015), essa é uma fonte de energia cuja disponibilidade tem alta variação ao longo do dia, o que produz um limite técnico de penetração entre 17% e 25% da capacidade instalada.

A Figura 1.1 traz informações sobre a matriz elétrica brasileira em 2014, que é composta por todas as fontes de geração de eletricidade utilizadas no país – hídrica, térmica, nuclear, biomassa, eólica, solar e PCH (Pequena Central Hidrelétrica).

No que diz respeito à eficiência energética no Brasil, a NDC, aprovada pelo Congresso Nacional em 2016, estabelece a meta de redução de 10% do consumo de energia elétrica até 2030. Esse objetivo é o mesmo do Plano Nacional de Eficiência Energética (Pnef), lançado em 2011 (MME, 2011). Embora pouco tenha sido feito até o momento, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estuda um plano de ações mais ambicioso.

Figura 1.1: Evolução, de 2005 a 2014, e projeção para 2024 da composição da matriz elétrica brasileira, em termos de capacidade instalada, em MW

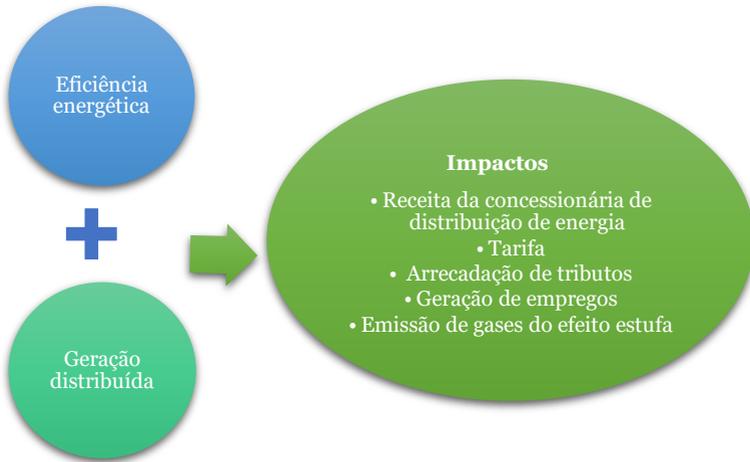


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2017) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2015)

Os crescentes custos e preços da energia elétrica despertam a atenção do consumidor para a necessidade de fazer o uso mais eficiente da eletricidade e de se tornar capaz de gerar a sua própria energia. Com a redução do custo de tecnologias de geração distribuída e a criação de incentivos para investimentos em fontes renováveis, a geração distribuída renovável começa a se tornar economicamente competitiva, atraindo a atenção do consumidor como forma de reduzir seu gasto com energia e, também, contribuir para amenizar a agressão ao meio ambiente.

Com isso, entender as consequências que a inserção da eficiência energética e da geração distribuída trará para o setor elétrico brasileiro torna-se de grande interesse para os agentes do setor e governos e, principalmente, para você, consumidor final, que financia toda essa infraestrutura e se beneficia dela.

Figura 1.2: Principais impactos da difusão da geração distribuída e da eficiência energética no setor elétrico



Fonte: Elaboração própria

A Figura 1.2 resume os principais aspectos que a eficiência energética e a geração distribuída deverão impactar. Para avaliar esses impactos é necessário o estudo detalhado do setor elétrico brasileiro e da formação da tarifa. Essa análise é o ponto de partida para se elaborar um modelo que permita projetar a tarifa em diferentes cenários de inserção de eficiência energética e de geração distribuída renovável, segundo a estrutura atual e diante de alterações propostas no modelo tarifário. Ela também lança as bases para a inclusão de novos mecanismos de incentivo e de modelos de negócio que diminuam os efeitos negativos do aumento das tarifas para os consumidores, fruto da redução da receita das distribuidoras.

Essas mudanças, além de mirar requisitos bastante difundidos para os sistemas elétricos, como confiabilidade, segurança e qualidade dos serviços prestados, também têm buscado a inclusão de condições como melhorias e maior inteligência dos

sistemas de eletricidade, inserção de geração renovável, melhor desempenho ambiental com redução de emissões de CO₂, entre outras.

A eficiência energética e a geração distribuída não evoluíram de forma solitária no mundo, mas por meio de mecanismos específicos de incentivo. É importante, portanto, revisar a experiência internacional para subsidiar propostas que reduzam os possíveis efeitos negativos da inserção dessas duas práticas e para identificar ações aplicáveis à realidade brasileira, que promovam os benefícios que essa incorporação traz.

Neste livro você vai encontrar mais informações sobre como o aumento da geração distribuída, a partir de fontes renováveis, e da eficiência energética poderá impactar na tarifa de energia dos consumidores finais. Para entender esse fenômeno, nos próximos capítulos são apresentados conceitos-chave, aspectos gerais sobre a geração distribuída e a eficiência energética e o que a regulação brasileira prevê sobre o tema.

O livro também apresenta, em detalhes, o funcionamento do setor elétrico brasileiro e a formação tarifária no país, análise que permite traçar os caminhos para a projeção dos impactos da inserção da eficiência energética e da geração distribuída renovável em maior escala. Com base nas experiências de outros países são propostas novas formas de incentivo, arranjos comerciais, mecanismos e modelos de negócio adequados ao cenário brasileiro e que tragam benefícios para o consumidor.

O fomento à eficiência energética e à geração distribuída possui, portanto, motivos diversos: ambientais, sociais, econômicos e técnicos. Essas motivações sustentam o conteúdo do livro, que busca fornecer, ainda, informações necessárias para as discussões sobre o presente e o futuro do setor elétrico brasileiro e o percurso a ser feito rumo a um desenvolvimento sustentável que equilibre eficiência econômica, equidade social e sustentabilidade ambiental.

O conteúdo aqui apresentado foi adaptado a partir de um relatório de pesquisa produzido pela International Energy Initiative – IEI Brasil entre os anos de 2016 e 2017, com apoio do Instituto Clima e Sociedade – iCS e do Instituto Brasileiro do Cobre – Procobre. Esse estudo é a primeira parte de um projeto, cujo objetivo geral é contribuir para que os consumidores finais obtenham benefícios relevantes diretos – como, por exemplo, a redução do consumo de eletricidade proveniente da rede – e indiretos – devido a benefícios sistêmicos como resultados dessas práticas – de ações de incentivo em eficiência energética e geração distribuída renovável.

Este livro é destinado, principalmente, ao consumidor de eletricidade brasileiro. Para que o conteúdo aqui apresentado se tornasse acessível ao maior número de pessoas, a linguagem científica desse relatório, que deu origem ao livro, foi adaptada. O leitor encontrará, ao longo dos próximos capítulos, explicações dos significados junto a termos técnicos. Ao final deste livro há, também, um **Glossário** com os principais termos e suas explicações para auxiliar a compreensão do tema por aqueles que não são especialistas. As referências utilizadas pelos autores deste livro como base para o estudo são apresentadas no padrão da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), entre parênteses após as citações ao longo do texto. Ao final de cada capítulo, na seção **Referências e sugestões de leitura**, o leitor encontra os dados completos de cada fonte, para consultá-las e aprofundar o seu conhecimento.

Nos capítulos seguintes, você conhecerá:

No capítulo **O setor elétrico brasileiro**, a estrutura e o histórico desse setor, com detalhes sobre o atual modelo institucional e uma análise crítica da governança e das instituições. Também é descrito o funcionamento do mercado de energia. O objetivo é avaliar os impactos da geração distribuída e da eficiência energética no atual modelo e propor mudanças.

O capítulo **O modelo atual de formação da tarifa** apresenta o modelo tarifário brasileiro de forma a permitir ao leitor entender como esse sistema privilegia e incentiva o maior uso de eletricidade ao invés da economia no consumo resultante de atividades como a geração distribuída e a eficiência energética. O capítulo mostra, também, como os consumidores financiam os investimentos envolvidos na cadeia de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e identifica os principais componentes da tarifa que serão afetados pela redução da venda de energia para medir esse impacto.

O capítulo **Eficiência energética** explora a evolução e o estado atual da eficiência energética no Brasil, faz uma análise crítica das políticas e dos mecanismos de incentivo e apresenta modelos de negócio.

O capítulo **Geração distribuída e fontes renováveis** traz uma análise da inserção de energias renováveis, apresenta aspectos relevantes da geração distribuída e oferece, também, propostas de modelos de negócio. São analisados, ainda, os mecanismos de incentivo e o cenário atual da geração distribuída no Brasil.

O capítulo **Exemplos de estratégias e modelos tarifários para eficiência energética e geração distribuída renovável em alguns países** apresenta um panorama da experiência internacional para inserir a eficiência energética e a geração distribuída renovável no setor elétrico. Foram selecionados três países – Alemanha, Estados Unidos e Reino Unido – que se destacam em eficiência energética e em geração distribuída e almejam alcançar uma economia de baixo carbono. Os modelos tarifários e os mecanismos de incentivo desses países são analisados como base para elaborar cenários para o Brasil.

As **Conclusões** completam a discussão aqui apresentada com uma análise do modelo atual do setor elétrico, comparando o padrão tarifário brasileiro ao dos países estudados no

capítulo anterior. São abordados, também, modelos de negócio aplicados à eficiência energética e à geração distribuída renovável pelas distribuidoras.

Referências e sugestões de leitura

ANEEL. **Resolução Normativa nº 457, de 8 de novembro de 2011**. Brasília, DF, 2011.

_____. **Resolução Normativa nº 581, de 11 de outubro de 2013**. Brasília, DF, 2013.

_____. **Resolução Normativa nº 640, de 16 de dezembro de 2014**. Brasília, DF, 2014.

_____. **Evolução da Capacidade Instalada - ANEEL - MME**. Brasília, DF, 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/EVOLUCAO_DA_CAPACIDADE_IN_TALADA_ANEEL_MME.PDF>. Acesso em: 17 jul. 2017.

EPE. **Plano Decenal de Energia 2024 - Revisado**. Brasília, DF, 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 1 jan. 2017.

ETO, J.; STOFT, S.; BELDEN, T. The theory and practice of decoupling utility revenues from sales. **Utilities Policy**, v. 6, n. 1, p. 43-55, mar. 1997.

IPCC. **Summary for Policymakers Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment**. Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014.

KOZLOFF, K.; COWART, R.; JANNUZZI, G. M.; MIELNIK, O. **Recomendações para uma Estratégia Regulatória Nacional de Combate ao Desperdício de Eletricidade no Brasil**. Campinas: USAID-Brasil, 2000.

MME. **Plano Nacional de Eficiência Energética - Premissas e Diretrizes Básicas**. Brasília, DF, 2011. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 1 jan. 2017.

OBSERVATÓRIO DO CLIMA. **Emissão do Brasil sobe 3,5% em 2015, mostram dados do SEEG**. 2016. Disponível em: <<http://www.observatoriodoclima.eco.br/emissoes-do-brasil-sobem-35-em-2015-mostra-seeg/>>. Acesso em: 14 jul. 2017.

OLIVIER, J. G. J.; JANSSENS-MAENHOUT, G.;

MUNTEAN, M.; PETERS, J. H. A. W. **Trends in global CO2 emissions - 2015 report**. 2015. Disponível em: <http://edgar.jrc.ec.europa.eu/news_docs/jrc-2015-trends-in-global-co2-emissions-2015-report-98184.pdf>. Acesso em: 1 jan. 2017.

RICHTER, M. German utilities and distributed PV: How to overcome barriers to business model innovation. **Renewable Energy**, v. 55, p. 456-466, 2013.

STERN, N. H. **Stern Review: The Economics of Climate Change**. 2007.

SWISHER, J. N.; JANNUZZI, G. M.; REDLINGER, R. Y. **Tools and Methods for Integrated Resource Planning: Improving Energy Efficiency and Protecting the Environment**. Roskilde, Dinamarca: Grafisk Service, Risø National Laboratory, 1997. v. 29.

UNFCCC. **Adoption of the Paris Agreement, Paris Climate Change Conference - November 2015, COP 21**. 2015. Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>>. Acesso em: 1 jan. 2017.

2. O setor elétrico brasileiro

Introdução

Você aperta o interruptor e a luz, magicamente, se acende. Você já parou para pensar como essa “mágica” acontece? Até chegar à sua casa, a eletricidade necessária para alimentar a lâmpada percorreu um longo caminho. O início dessa jornada, aqui narrada de forma bastante simplificada, acontece com o processo de geração, no qual a energia é produzida em locais como as usinas hidrelétricas, as centrais termelétricas e as usinas eólicas. A eletricidade sai, então, das usinas e vai até as distribuidoras perto de você, movimento chamado de transmissão. As distribuidoras, por sua vez, levam a energia elétrica até os consumidores.

Para que esse processo aconteça no Brasil, país de dimensões continentais, é preciso uma grande infraestrutura de transmissão e conexão para superar as distâncias e interligar todas as usinas, espalhadas pelo país, aos locais de consumo. Essa é a função do Sistema Interligado Nacional (SIN), uma das partes que compõem o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Subdividido nas regiões Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, o SIN possibilita a integração energética entre elas, ou seja, a transmissão de eletricidade quando, por exemplo, há escassez desse recurso em uma região; nesse caso, a energia pode ser levada por esse sistema de um local onde há mais eletricidade para outro que tem menos. A outra porção desse conjunto é formada pelos sistemas isolados que produzem, transmitem e distribuem a energia em locais que o SIN não alcança.

Geração

A capacidade instalada do parque gerador de energia

Para entender as medidas de potência e tensão

GW (gigawatt): 1 GW equivale a 1.000.000.000 de watts

MW (megawatt): 1 MW equivale a 1.000.000 de watts

Volts: medida que indica a tensão elétrica

kV (quilovolt): 1 kV equivale a 1.000 volts

elétrica no Brasil no final de 2015 era de 140,8 GW (gigawatts), segundo o Balanço Energético Nacional de 2016 (EPE/MME, 2016a). A maior parte desse total – 91,6 GW, ou seja, 65% – era constituído por usinas hidrelétricas. Já as usinas termelétricas correspondiam a 39,6 GW, ou 28%, as usinas eólicas a 7,6 GW,

ou 5%, e as usinas nucleares a 2,0 GW, ou 1%.

Esse parque de geração produziu 582 mil GWh (gigawatts-horas) de eletricidade para consumo no país, cerca de um terço de toda eletricidade gerada pelos países latino-americanos e caribenhos em 2015¹. A Figura 2.1 ilustra a distribuição da geração de eletricidade brasileira por fonte de energia em 2015.

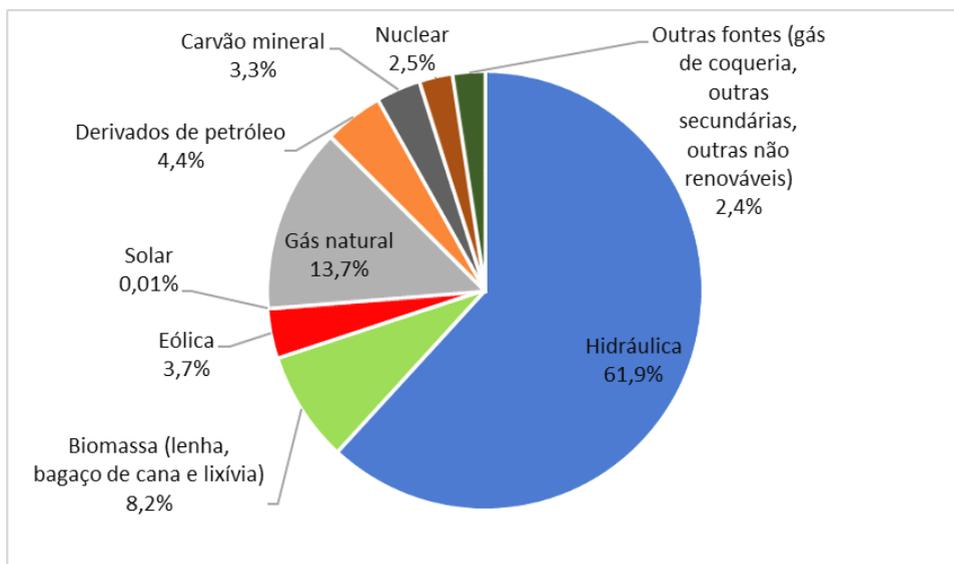
Em um dia específico de novembro de 2015, a geração eólica chegou a atender 10% da geração total de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN). Nesse dia, registrou-se um fator de capacidade – a relação entre a energia efetivamente produzida e a capacidade total de produção – de 84%. A média mundial é de 24% e a média nacional é considerada a mais alta do mundo, 38% segundo o Ministério de Minas e Energia (MME, 2016).

O Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) é a melhor fonte oficial de informações mais recentes sobre o parque gerador brasileiro.

¹ De acordo com a Olade (Organização Latino-Americana de Energia), a América Latina e o Caribe geraram 1.575 mil GWh (CARRERA et al., 2016).

Pode-se encontrar, por exemplo, a capacidade instalada por fonte, o número de plantas de geração por fonte e por região e informações das plantas em construção. O BIG está disponível no portal da Aneel na internet (ANEEL, 2016a).

Figura 2.1: Distribuição das fontes de energia na geração de eletricidade no Brasil em 2015



Fonte: EPE/MME (2016a)

Nota: essa distribuição contempla tanto a geração em centrais de serviço público como a autoprodução

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2015), a expansão da capacidade instalada da matriz elétrica brasileira nos próximos dez anos será de 62%, somadas as capacidades hídrica (36,7%) e eólica (25,6%). A expansão hídrica prevista no plano da EPE será aproveitada basicamente por usinas a fio d'água – aquelas hidrelétricas nas quais os reservatórios de água não têm capacidade de regularização sazonal ou plurianual

das vazões afluentes. A Tabela 2.1 apresenta a capacidade instalada da matriz elétrica brasileira planejada para 2024 comparada à existente em 2014.

Tabela 2.1: Parque gerador instalado no Brasil em 2014 e projeções para 2024

Fontes de geração	Capacidade instalada, em MW		Participação no crescimento, em %
	2014	2024	
Hídrica	89.789	116.972	36,7
Térmica	8.576	8.416	-0,2
GN	11.043	21.219	13,7
Nuclear	1.990	3.395	1,9
Biomassa	11.000	18.000	9,4
Eólica	5.000	24.000	25,6
Solar	480	7.000	8,8
PCHs	5.000	8.000	4,0
Total	132.878	207.002	100,0

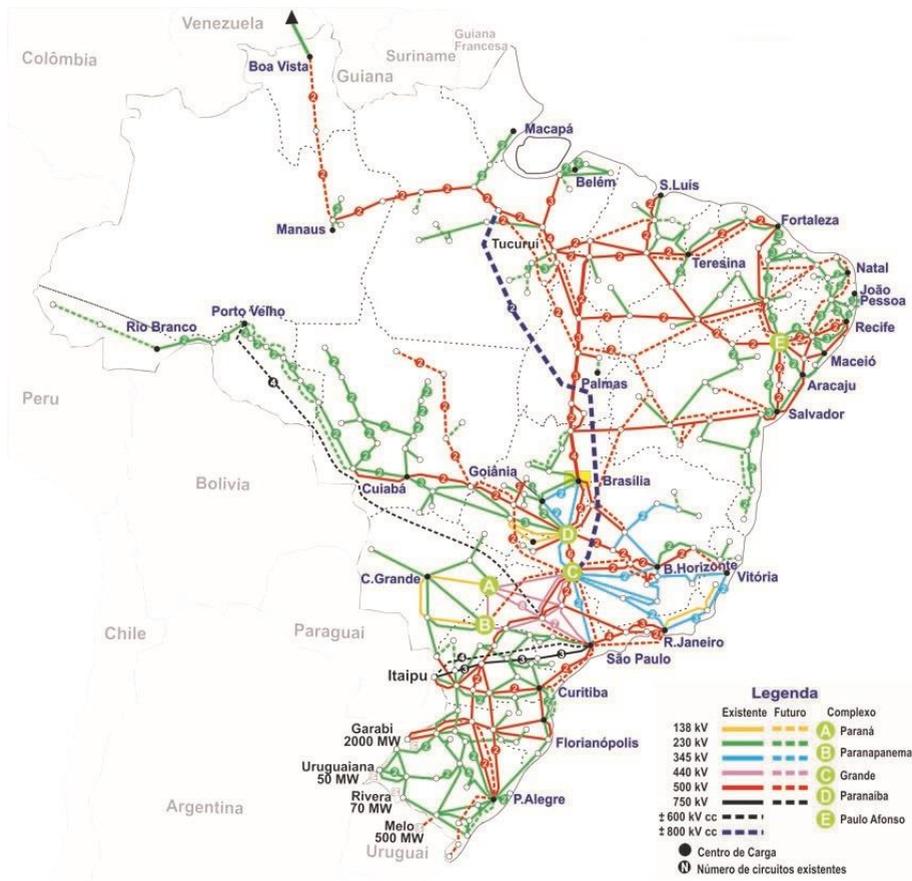
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (EPE, 2015)

Transmissão

No final de 2014, havia 125.640 km (quilômetros) de linhas de transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN) (EPE/MME, 2015a), extensão equivalente a mais de três voltas em torno da Terra. Essas linhas operam em tensões elétricas altíssimas, da ordem de dezenas de milhares de volts. Para se ter uma dimensão disso, basta lembrar que em nossas casas a tensão é de 127 ou 220 V (volts).

A eletricidade gerada nas grandes usinas tem a sua tensão elevada, através de subestações elevadoras, para dezenas de milhares de volts. Essa elevação é para diminuir as perdas dessa energia durante sua transmissão a longas distâncias, reduzir o diâmetro dos cabos e, logo, o seu peso e custo. Cabeamento mais leve também significa estruturas mais leves e baratas que dão sustentação a essas extensas linhas de transmissão.

Figura 2.2: Rede básica de transmissão existente no Brasil e expansões previstas em 2015



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2014)

A Figura 2.2 ilustra os corredores de transmissão da rede básica do SIN e o número de circuitos neles existentes em 2015, assim como circuitos planejados para construção naquela data (nas linhas pontilhadas) e centros de consumo. As linhas coloridas, desenhadas ao longo da extensão do país, permitem visualizar os longos caminhos percorridos pela eletricidade. Essas

linhas de transmissão do SIN equivalem, em extensão, ao sistema da União Europeia e são maiores, até mesmo, que o dos Estados Unidos.

Ao chegar nas redes das empresas distribuidoras, a tensão da corrente elétrica diminui, mas, para atingir as casas dos consumidores, ela precisa ser ainda menor. Isso acontece com o auxílio das subestações e dos transformadores, que reduzem a tensão da energia de média para baixa. Por isso, o consumo da energia elétrica residencial é, grande parte, de baixa tensão.

Nas redes de distribuição também há perdas técnicas de eletricidade. Há, ainda, as perdas comerciais, aquelas que ocorrem por meio dos famosos “gatos”, por exemplo. As perdas totais – técnicas e comerciais – nos sistemas isolados em 2015 foram elevadas, de 30%, bem superiores às perdas no SIN – 20,1%. As maiores perdas naquele ano no SIN foram na região Norte – 28,7% – e as menores na região Sul – 16,0%; nas regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste as perdas foram de 19,6% e 20,2%, respectivamente (EPE/MME, 2016b).

Com exceção da região Norte, que é exportadora de energia, as demais regiões do país tanto importam como exportam. Concentrações de grande capacidade instalada de fontes intermitentes de energia², em uma única região, tornam a conexão dessa região com as demais importante para receber e enviar grandes volumes de energia e minimizar as perdas. Isso é necessário devido à intermitência da fonte que pode resultar, de acordo com a disponibilidade momentânea do recurso, na geração de grandes quantidades de energia, que excedem o máximo necessário para aquela região e que devem ser exportadas para

² As fontes intermitentes de energia são aquelas que não fornecem energia de forma constante, pois dependem de um recurso cuja oferta varia ao longo do dia, do mês ou do ano. Exemplos são a energia eólica e a solar.

não serem perdidas, ou de pequenas quantidades, que não suprem a necessidade da região e precisam ser complementadas com importação de outras regiões. O aumento das fontes intermitentes, portanto, também deve ser acompanhado de reforço na capacidade de transmitir energia.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)³ é o responsável por propor as ampliações e os reforços necessários às instalações da rede de transmissão, para o prazo de dois anos, no documento chamado Plano de Ampliação e Reforços (PAR), com base no crescimento da demanda⁴ e do risco sistêmico⁵. Esse plano é revisado anualmente. Os planos decenais de energia, elaborados pela EPE para o Ministério de Minas e Energia (MME), propõem a expansão das redes de transmissão no país para um horizonte de dez anos. Os novos empreendimentos ou reforços em Linhas de Transmissão (LT) e Subestações (SE) no Brasil são licitados por meio de leilões conduzidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), dos quais participam empresas públicas e privadas.

³ O ONS é “responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica” (ONS, [s.d.]).

⁴ A demanda pode ser definida como a média da potência elétrica instalada em operação pelos consumidores durante um período de tempo especificado, normalmente 15 minutos, sofrendo alterações à medida em que os equipamentos dos consumidores são ligados ou desligados.

⁵ Aquele relacionado ao sistema como um todo.

Distribuição

Segundo a Aneel, como regra geral no Brasil, o sistema de distribuição pode ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam, geralmente, em tensões inferiores a 230 kV.

A energia elétrica consumida no Brasil em 2015 através de redes de distribuição foi de 465.203 GWh, excluindo a auto-produção. A distribuição regional desse consumo naquele ano foi: Sudeste – 50,5%; Sul – 17,6%; Nordeste – 17,2%; Centro-Oeste – 7,5%; e Norte – 7,2% (EPE/MME, 2016a).

O Brasil possui hoje 63 empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, além de 38 permissionárias, que são cooperativas de eletrificação rural⁶. Em 2015, 18 delas distribuíram 80% da energia consumida no país. Cemig, Eletropaulo, CPFL, Copel e Light, respectivamente, são as maiores distribuidoras e foram responsáveis pela distribuição de 38% do total da energia consumida em 2015 (ANEEL, 2016b).

A Tabela 2.2 apresenta as dez maiores empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica no Brasil em consumo de eletricidade no ano de 2015.

Na Tabela 2.3 é possível visualizar as dez maiores distribuidoras do país em número de consumidores.

⁶ De acordo com a Aneel, a cooperativa de eletrificação rural é aquela “localizada em área rural, que detenha a propriedade e opere instalações de energia elétrica de uso privativo de seus associados, cujas cargas se destinem ao desenvolvimento de atividade classificada como rural nos termos deste parágrafo, observada a legislação e os regulamentos aplicáveis” (ANEEL, 2010b, p.14).

Tabela 2.2: Consumo de eletricidade, em GWh e em % do total do consumo brasileiro, nas dez maiores empresas distribuidoras em termos de consumo, em 2015

	Distribuidora	GWh	Consumo Brasil (%)
1 ^a	Cemig	48.058	10,3
2 ^a	Eletropaulo	44.274	9,5
3 ^a	CPFL	29.924	6,4
4 ^a	Copel	27.920	6,0
5 ^a	Light	26.400	5,7
6 ^a	Celesc	22.746	4,9
7 ^a	Coelba	19.766	4,2
8 ^a	Elektro	16.094	3,5
9 ^a	Piratininga	14.877	3,2
10 ^a	Bandeirante	14.391	3,1
	<i>Total</i>	<i>264.449</i>	<i>56,8</i>

Fonte: EPE/MME (2016a)

Tabela 2.3: Número de consumidores, em unidades e em % do número total de consumidores no Brasil, nas dez maiores empresas distribuidoras em termos de número de consumidores, em 2015

	Distribuidora	Unidades	Número de consumidores Brasil (%)
1 ^a	Cemig	8.079.660	10,2
2 ^a	Eletropaulo	6.872.939	8,7
3 ^a	Coelba	5.738.325	7,3
4 ^a	Copel	4.418.192	5,6
5 ^a	Light	4.302.380	5,5
6 ^a	CPFL	4.165.564	5,3
7 ^a	Celpe	3.527.764	4,5
8 ^a	Coelce	3.378.426	4,3
9 ^a	Celg	2.800.591	3,6
10 ^a	Celesc	2.768.889	3,5
	<i>Total</i>	<i>46.052.730</i>	<i>58,4</i>

Fonte: EPE/MME (2016a)

Contratos de concessão

Certos tipos de geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica são feitos por meio dos contratos de concessão. A concessão é o ato pelo qual a União autoriza uma empresa a exercer determinado serviço público de eletricidade do setor de energia elétrica, de relevante interesse público, por meio de decreto condicionado à celebração de um contrato entre as partes. No caso das concessões de energia elétrica, ao final dos prazos para sua exploração, os bens vinculados à prestação do serviço reverterem para o governo federal. No Brasil, o governo federal é o único poder concedente para toda a cadeia da energia elétrica. O Artigo 175 da Constituição Federal reza que “incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a exploração de serviços públicos”.

Juridicamente, a principal forma de distinção entre concessão e permissão está no fato de que a concessão tem natureza contratual, ou seja, é um acordo que atende aos interesses tanto do concessionário quanto do poder concedente. A permissão, por sua vez, é descrita como um ato unilateral, discricionário e precário, sendo, portanto, despida de qualquer contratualidade; isso quer dizer que a permissão pode ser revogada a qualquer momento pelo poder concedente e o permissionário não terá direito a contestar esse cancelamento, nem a ter qualquer compensação.

As atividades de transmissão e de distribuição de eletricidade, que são consideradas monopólios naturais, ou seja, espaços nos quais é válido o controle do mercado por uma única empresa, estão sujeitas, no Brasil, ao regime jurídico de concessão. Por isso, as 63 empresas distribuidoras de energia elétrica existentes no país são concessionárias. Os direitos e as obriga-

ções dessas empresas são estabelecidos no Contrato de Concessão celebrado com o governo federal para a exploração do serviço público em sua área de concessão – território geográfico do qual cada uma delas detém o monopólio do fornecimento de energia elétrica.

Há 104 empresas concessionárias transmissoras. Algumas delas – Celg GT, Cemig GT, Chesf, Eletronorte, Eletrosul, Furnas – são empresas concessionárias geradoras e transmissoras. As concessões de transmissão são válidas por 30 anos e podem ser prorrogadas por igual período.

São objeto de concessão mediante licitação⁷: o aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 50 MW destinados à execução de serviço público; o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 50 MW destinados à produção independente de energia elétrica⁸; e o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 50 MW destinados a uso exclusivo de autoprodutor⁹. Neste caso, a licitação deve ser por Uso de Bem Público (UBP).

As usinas termelétricas destinadas à produção independente podem ser objeto de concessão mediante licitação ou autorização.

São objeto de autorização: a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5 MW destinadas a uso exclusivo do autoprodutor e produção independente de energia; e o

⁷ Segundo a Lei 9.074, de 7 de julho de 1995 (com modificações efetuadas pela Lei 13.360, de 2016).

⁸ O produtor independente é a pessoa jurídica ou as empresas reunidas em consórcio que possuem autorização ou concessão para produzir a energia elétrica e comercializar uma parte ou a totalidade dessa eletricidade (BRASIL, 1996).

⁹ O autoprodutor é a pessoa física, jurídica ou as empresas reunidas em consórcio que possuem autorização para a produção de energia elétrica para uso próprio apenas (BRASIL, 1996).

aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 5 MW e igual ou inferior a 50 MW destinados a uso exclusivo do autoprodutor e a produção independente de energia.

O aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5 MW estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.

As usinas termelétricas referidas acima não compreendem aquelas cuja fonte primária de energia é a nuclear.

Mercado de energia elétrica

Uma característica do mercado brasileiro é o constante crescimento do número de consumidores, em torno de 3% ao ano. O consumo de energia, por outro lado, varia de acordo com a economia e, portanto, possui forte correlação positiva com o Produto Interno Bruto (PIB) – se o PIB cresce, o consumo cresce; se o PIB cai, o consumo cai.

Mesmo com a grave crise econômica que aconteceu no início de 2015 – e que ocasionou a contração do consumo de energia em 1,1% no ano de 2015 em relação a 2014 – o crescimento do número de consumidores nesse mesmo período foi de 3%.

A Tabela 2.4 mostra a distribuição setorial do consumo de eletricidade no Brasil em 2015, incluindo a energia gerada por autoprodução. Os setores industrial, residencial e comercial são os maiores consumidores, nessa sequência. Juntos eles responderam por 80,2% do consumo total de energia elétrica em 2015.

Tabela 2.4: Distribuição setorial do consumo de eletricidade no Brasil, em GWh e em porcentagem

Setores/segmentos	GWh	%
Setor energético	31.895	6,1
Residências	131.315	25,1
Comércio	91.412	17,5
Setor público	42.672	8,2
Setor agropecuário	26.871	5,1
Setor de transportes (ferrovias)	2.055	0,4
Indústria	196.613	37,6
Cimento	7.184	1,4
Ferro-gusa e aço	18.714	3,6
Ferro-ligas	6.091	1,2
Mineração e pelotização	12.742	2,4
Não-ferrosos e outros da metalurgia	26.929	5,2
Química	22.562	4,3
Alimentos e bebidas	26.081	5,0
Têxtil	6.512	1,2
Papel e celulose	21.684	4,1
Cerâmica	3.940	0,8
Outros	44.172	8,4
Total	522.833	100,0

Fonte: Elaboração própria com dados EPE/MME (2016b)

Consumidores cativos e consumidores livres

Os consumidores são divididos, com base no tipo de relação que estabelecem na contratação do serviço de energia, em cativos e livres. Os consumidores livres, como o próprio nome já indica, possuem liberdade de negociação e de escolha de quem vai vender a eletricidade da qual precisam, ao contrário dos cativos, que a compram diretamente e obrigatoriamente da distribuidora local.

A Tabela 2.5 mostra os setores de consumo de eletricidade de consumidores cativos e consumidores livres por redes

de distribuição. A participação dos consumidores livres na utilização total de eletricidade por meio dessas redes em 2015 atingiu 24,8%, conforme indicado na tabela. A maior participação foi no setor industrial (62,5%), seguida pelos setores público (14,4%) e comercial (7,5%).

Tabela 2.5: Distribuição setorial do consumo de eletricidade de consumidores cativos e consumidores livres através de redes de distribuição no Brasil, em 2015

Setores	Consumo cativos		Consumo livres		Consumo total	Participação do consumo livre
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Residencial	131.295	37,5	0	0,0	131.295	0,0
Industrial	63.305	18,1	105.549	91,5	168.854	62,5
Comercial	84.055	24,0	6.838	5,9	90.893	7,5
Rural	25.689	7,3	210	0,2	25.899	0,8
Poder público	15.115	4,3	71	0,1	15.186	0,5
Iluminação	14.717	4,2	617	0,5	15.334	4,0
Serviço público	12.615	3,6	2.115	1,8	14.730	14,4
Próprio	3.011	0,9	0	0,0	3.011	0,0
Total	349.803	100,0	115.399	100,0	465.203	24,8

Fonte: Elaboração própria com dados EPE/MME (2016a)

Tabela 2.6: Distribuição regional do consumo de eletricidade de consumidores cativos e consumidores livres através de redes de distribuição no Brasil, em 2015

Regiões	Consumo cativos		Consumo livres		Consumo total	Participação do consumo livre
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Norte	22.409	6,4	11.124	9,6	33.533	33,2
Nordeste	68.427	19,6	11.559	10,0	79.986	14,5
Sudeste	163.233	46,7	71.579	62,0	234.812	30,5
Sul	66.179	18,9	15.833	13,7	82.012	19,3
Centro-Oeste	29.556	8,4	5.304	4,6	34.860	15,2
Total	349.803	100,0	115.399	100,0	465.203	24,8

Fonte: Elaboração própria com dados da EPE/MME (2016a)

A Tabela 2.6 mostra a distribuição regional do emprego da eletricidade por consumidores cativos e consumidores livres. Ela revela que as regiões Norte e Sudeste possuem participações elevadas do consumo livre em relação às outras regiões, decorrentes da participação de grandes consumidores no mercado livre.

Classificação dos consumidores por setor de consumo e por nível da tensão de alimentação

É usual classificar os consumidores pelo setor de consumo e, também, pelo nível da tensão de alimentação. No Brasil, eles pertencem ao Grupo A, de alta tensão, ou ao Grupo B, de baixa tensão. O Grupo A é subdividido nas classes de alta tensão A1 (230 kV ou superiores), A2 (88kV a 138 kV), A3 (69 kV), A3a (30 kV a 44 kV), A4 (2,3 kV a 13,8 kV) e AS (linhas subterrâneas com tensões inferiores a 13,8 kV).

A Tabela 2.7 apresenta os consumos agregados de usuários cativos e livres, fornecidos através de redes de distribuição no Brasil em 2015, por níveis de tensão de alimentação. Observa-se, nessa tabela, que o consumo residencial ocorreu, em sua quase totalidade, em baixa tensão, enquanto que 97% da alimentação do setor industrial se deu em alta tensão. A alimentação do setor comercial esteve equilibrada entre a alta e a baixa tensão.

O fornecimento em alta tensão predominou nas instalações classificadas como poder público (57,6%) e serviço público (87,4%) e a alimentação em baixa tensão foi majoritária no setor rural (58,6%), na iluminação pública (100%) e no consumo próprio (76,0%). No total dos setores, o fornecimento em alta tensão foi ligeiramente maior (52,0%), com destaque para os consumos nas classes A4 e A2, nessa ordem.

Tabela 2.7: Distribuição por níveis de tensão de alimentação dos fornecimentos de eletricidade de consumidores cativos e livres através de redes de distribuição em 2015

Níveis de tensão	Sector resid.	Sector ind.	Sector comer.	Sector rural	Poder público	Ilum. pública	Serviço público	Consumo próprio	Total
Alta	118	163.836	45.087	10.782	8.741	0	12.872	723	242.158
Resid	118	-	-	-	-	-	-	-	118
A1	-	41.670	0	0	0	-	97	531	42.299
A2	-	51.077	2.069	469	233	-	3.586	15	57.449
A3	-	13.666	777	1.688	113	-	905	0	17.149
A3a	-	4.230	1.325	1.775	55	-	408	0	7.794
A4	-	53.184	39.834	6.850	7.929	-	7.875	164	115.836
AS	-	8	1.082	0	410	-	1	13	1.513
Baixa	131.177	5.018	45.806	15.118	6.445	15.334	1.858	2.288	223.044
Total	131.295	168.854	90.893	25.900	15.186	15.334	14.730	3.011	465.203

Fonte: Elaboração própria com dados EPE/MME (2016a)

Os consumidores residenciais de baixa tensão pagam a tarifa convencional ou a tarifa social de energia elétrica, que é subsidiada¹⁰.

¹⁰ Para obter o benefício da tarifa social, o consumidor residencial precisa atender a uma das seguintes condições: (i) ter a “família inscrita no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal – Cadastro Único, com renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário mínimo nacional”, ou; (ii) receber o Benefício de Prestação Continuada da Assistência Social – BPC, ou; (iii) ter a “família inscrita no Cadastro Único com renda mensal de até três salários mínimos, que tenha portador de doença ou deficiência cujo tratamento, procedimento médico ou terapêutico requeira o uso continuado de aparelhos, equipamentos ou instrumentos que, para o seu funcionamento, demandem consumo de energia elétrica”. Os “descontos incidentes sobre a tarifa aplicável à classe residencial” são cumulativos e dependem da Parcela de Consumo Mensal (PCM). O desconto máximo, de 65%, é para PCM menor ou igual a 30 kWh. Para PCMs entre 30 kWh e até 100 kWh o desconto é de 40%. PCMs maiores que 100 kWh, mas menores ou iguais a 220 kWh têm direito a um desconto de 10% e PCMs superiores a 220 kWh não têm descontos. “As famílias indígenas e quilombolas inscritas no Cadastro Único que atendam aos requisitos têm desconto de 100% até o limite de consumo de 50 kWh/mês” (ANEEL, 2016c).

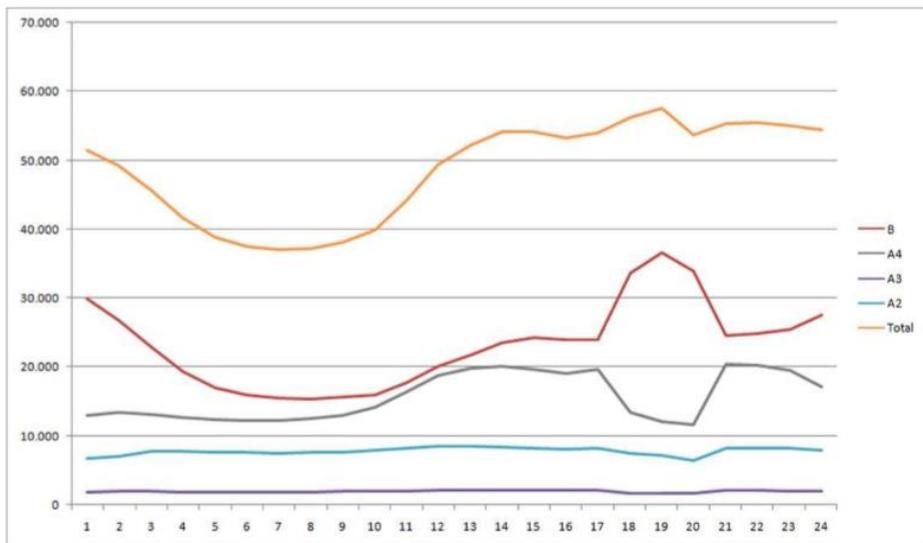
Em 2015, os consumidores residenciais que pagam a tarifa convencional consumiram 117.341 GWh, ou seja, 89,4% do consumo total em baixa tensão. Os maiores consumos dessa categoria foram nas faixas de 101 a 200 kWh por consumidor e de 201 a 300 kWh por consumidor, nessa ordem. Naquele ano, os consumidores de baixa renda consumiram 13.836 GWh, com predominância das faixas de consumo de 101 a 200 kWh por consumidor e superior a 200 kWh, nessa sequência (EPE/MME, 2016a).

A Figura 2.3 ilustra a curva de carga diária total e por subgrupo tarifário, em quantidade de megawatts demandados ao longo das horas do dia. O subgrupo B, que representa a baixa tensão, é composto por consumidores residenciais, rurais e pela iluminação pública, caracterizados por tensões de fornecimento inferiores a 2,3 kV; os subgrupos A2 e A3 são basicamente industriais, com atendimento em tensão entre 88 kV e 138 kV e em 69 kV, respectivamente; já o A4 é composto por consumidores comerciais como grandes lojas de departamento, centros comerciais e supermercados e pequenas indústrias (atendimento em tensão entre 2,3 kV e 25 kV).

O perfil de consumo, como pode ser visto, varia ao longo do dia. Com base na Figura 2.3, é possível concluir que as demandas dos subgrupos A2 e A3 são constantes ao longo do dia.

Já a demanda do subgrupo A4 é mais acentuada no horário comercial. No entanto, há um grande vale entre 17h e 21h, o chamado horário de ponta. Isso ocorre porque esses consumidores se enquadram em uma tarifa que oferece grande incentivo para a redução de carga durante esse período – o custo é mais baixo do que a tarifa comum no horário fora desse pico e muito mais elevado que o normal para o consumo no horário de ponta. Dessa forma, eles reduzem ou deixam de consumir eletricidade da rede elétrica da distribuidora durante esse intervalo de horas.

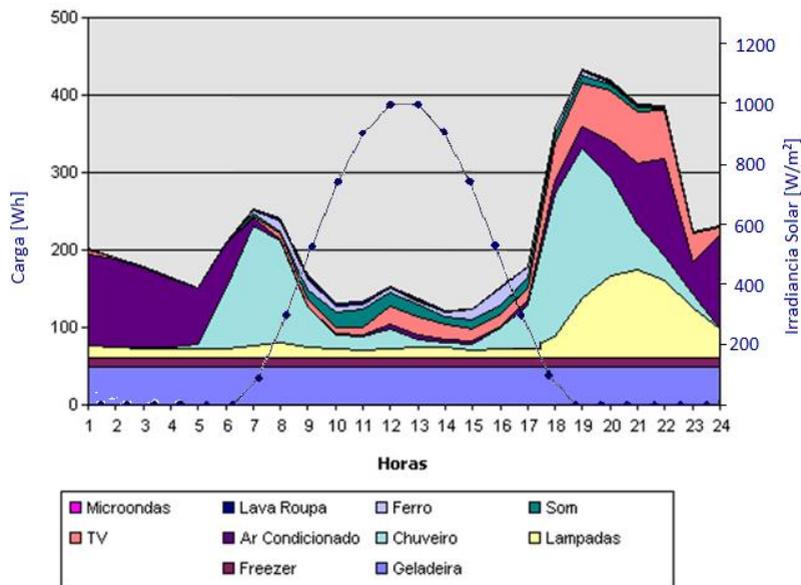
Figura 2.3: Exemplo típico de curva de carga por subgrupo, em MW



Fonte: EPE/MME (2015b, p. 16)

Muitos deles, ainda, como forma de reduzir o consumo nesse horário, produzem sua própria energia com geradores a óleo diesel. Mesmo gastando um valor muito superior à tarifa comum para gerar essa energia, a manobra é rentável devido ao incentivo para redução de carga no horário de ponta. De acordo com o relatório “Estimativa da capacidade instalada de geração distribuída no SIN: aplicações no horário de ponta” produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME), “os resultados obtidos sugerem que existe uma importante capacidade instalada em motogeradores operada pelos consumidores (...) que varia de 7.000 a 9.000 MW” (EPE/MME, 2015b, p. 5).

Figura 2.4: Curva de carga do consumo residencial médio no Brasil e do potencial de geração distribuída solar



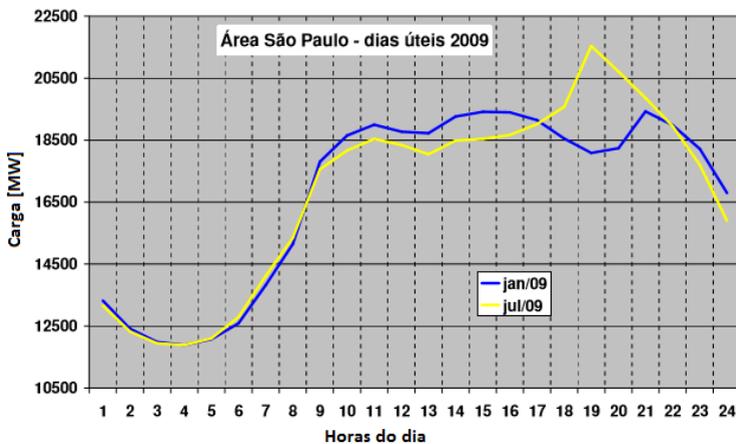
Fonte: Aneel (2010a, p. 22)

O subgrupo B, por fim, apresenta um pico de demanda no horário de ponta. O que justifica esse pico é a curva de consumo residencial, principalmente devido ao uso de chuveiros elétricos. Como referência para descrição do perfil de consumo residencial no Brasil, por região e total, podem-se usar as curvas de cargas presentes na Nota Técnica nº 362, de 2010, da Aneel (2010a).

Observa-se, com base na Figura 2.4, que, em todas as regiões do Brasil, o pico de consumo residencial se concentra entre 17h e 21h. As principais razões para esse ápice são o uso de chuveiros elétricos e da iluminação. A geração solar fotovoltaica, que vem se tornando economicamente viável em todos os

estados do país, não produz eletricidade no momento de maior consumo residencial, entre 18h e 21h.

Figura 2.5: Curva de carga do consumo total no estado de São Paulo em dias úteis de janeiro e de julho de 2009



Fonte: ONS (2009, p. 45)

A curva de carga total da Figura 2.3 mostra, ainda, que o pico de consumo residencial no horário de ponta é mantido mesmo com a redução do consumo dos consumidores do sub-grupo A4. Apenas no verão o consumo máximo não acontece nesse período do dia, porque, então, os chuveiros elétricos consomem menos energia e, com o horário de verão, o acionamento de lâmpadas é deslocado, ou seja, acontece mais tarde. Como exemplo, a Figura 2.5 apresenta a curva de carga total do consumo do estado de São Paulo no verão e no inverno de 2009.

Formas de atuação do governo em relação ao setor energético

O governo e o Estado podem atuar em quatro esferas, distintas e complementares, no setor energético: formulação de políticas públicas, planejamento energético, regulação dos mercados de energia e atuação direta no mercado por meio de empresas estatais.

A formulação de políticas energéticas e a atuação por meio de empresas estatais são atividades de governo. A regulação é realizada pelo Estado. O planejamento energético complementa as políticas energéticas e serve de balizador para a regulação dos mercados de energia e para a atuação de empresas públicas e privadas nesses mercados.

Formulação de políticas públicas na área de energia

Por meio da formulação de políticas energéticas, o governo sinaliza à sociedade suas prioridades e diretrizes na área de energia. Essas orientações podem ter uma aplicação compulsória, por meio de legislação e regulação, ou podem estimular os agentes do setor energético a adotar certas medidas, motivados por incentivos fiscais ou tarifários, ou, ainda, facilidades creditícias (BAJAY; CARVALHO, 1998).

O papel de formular políticas públicas na área de energia é uma responsabilidade da administração direta do governo. Ela é intransferível para outros órgãos.

São diversos os instrumentos que podem ser utilizados para implementar políticas energéticas. Entre eles estão: o uso de legislação; a atuação por meio de empresas controladas pelo

governo ou por meio de órgãos públicos reguladores das atividades de empresas do setor energético; o fomento ou a restrição ao consumo de energéticos, por meio da manipulação de seus preços; a realização de campanhas publicitárias ou de esclarecimento público; o apoio a projetos de pesquisa, desenvolvimento e demonstração; a concessão de facilidades de financiamento, com taxas de juros menores que as de mercado; e a concessão de incentivos fiscais ou de subsídios diretos (BAJAY, 1989a).

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um órgão que assessora a Presidência da República na formulação de políticas e de diretrizes na área de energia. Entre as funções do Conselho está a de promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país. Outra atribuição do CNPE é assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas remotas ou de difícil acesso. O Conselho é responsável por revisões periódicas nas matrizes energéticas, levando em consideração as fontes convencionais e alternativas, além das tecnologias disponíveis. Os membros do CNPE devem estabelecer diretrizes para programas específicos, como aqueles que envolvem o uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de traçar diretrizes para a exportação e a importação do petróleo.

O Conselho é constituído por nove ministros de Estado, pelo secretário executivo do Ministério de Minas e Energia (MME), pelo presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), por um representante dos estados e do Distrito Federal, um representante da sociedade civil especialista em matéria de energia e um representante de universidade brasileira, também especialista na área. Os três últimos são designados pelo presidente da República para um mandato de dois anos.

O presidente do Conselho é o Ministro de Minas e Energia. Os outros oito ministros são da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações; do Planejamento, Desenvolvimento e

Gestão; da Fazenda; do Meio Ambiente; da Indústria, Comércio Exterior e Serviços; da Casa Civil; da Integração Nacional; e da Agricultura, Pecuária e Abastecimento.

Ao Ministério de Minas e Energia (MME) cabe a formulação e a implantação de políticas destinadas a promover o aproveitamento dos recursos energéticos do país de acordo com as diretrizes do CNPE.

De acordo com Bajay, Andrade e Dester (2016), o CNPE não pode ser um mero órgão homologatório de propostas emanadas do MME, como tem sido a maior parte do tempo desde a sua criação, e se transformar em um verdadeiro foro de debates – envolvendo os vários ministérios presentes no Conselho – de políticas energéticas que, frequentemente, extravasam os limites de competência do MME. Eles também afirmam que os comitês técnicos e os grupos de trabalho previstos no regimento do CNPE são pouco utilizados. Isso reflete a pequena importância que tem sido dada à preparação de bons trabalhos técnicos, envolvendo visões multiministeriais e os interesses dos diversos tipos de agentes que atuam no setor energético, para subsidiar as decisões do Conselho.

Ainda segundo esses autores, o CNPE deveria adotar o mesmo procedimento da Comissão Europeia, lançando inicialmente uma proposta de política para ser discutida pelos *stakeholders*, ou seja, as partes interessadas. Após uma avaliação das críticas e das recomendações, o Conselho publicaria a versão final, melhorada, dessa política.

O governo brasileiro não tem políticas energéticas de longo prazo, com metas definidas de comum acordo com os principais agentes envolvidos e baseadas nos resultados de análises custo-benefício dos prováveis resultados de sua execução, e nem estratégias de implementação com prazos e responsabilidades bem delineadas. Logo, a elaboração de tais políticas deveria ser o primeiro passo a ser tomado pelo governo federal, no

âmbito do CNPE, na cadeia de suas intervenções nos mercados de energia no país.

Planejamento energético

O planejamento energético tem as funções de elaborar metas quantitativas realistas para as políticas energéticas do governo e de balizar o comportamento dos reguladores e dos agentes nos mercados de energia (BAJAY; ANDRADE; DESTER, 2016).

Segundo Bajay (2013), se a evolução dos mercados de energia indicar que os rumos previstos pelo planejamento não são realistas, este deve ser modificado. Se o comportamento dos mercados não estiver refletindo metas estabelecidas pelo planejamento e amplamente aceitas pela maioria dos agentes, novas políticas devem ser formuladas, novas leis devem ser promulgadas ou os mecanismos de regulação precisam ser melhorados de forma a induzir as mudanças desejáveis no funcionamento desses mercados.

O objetivo geral do planejamento energético, em um dado sistema, é promover uma utilização racional dos diversos energéticos consumidos e otimizar o seu suprimento. Ele deve seguir as diretrizes das políticas energéticas, econômicas, sociais e ambientais vigentes e estar em sintonia com outros sistemas energéticos com os quais interage.

O espaço geográfico sendo planejado pode ser um município, um conjunto de municípios, um estado, um conjunto de estados, uma região compreendendo partes de municípios ou estados, uma nação ou uma comunidade composta por um conjunto de nações. É importante ter em mente que quanto maior for a autonomia política e econômica do espaço geográfico analisado, maiores são as chances de sucesso na implantação de um dado plano energético (BAJAY, 1989a).

O planejamento energético é um processo contínuo ao longo do tempo, que inclui não só a elaboração do plano, mas também todas as fases de implantação do plano e as inevitáveis correções e atualizações (BAJAY, 1989b).

O planejamento energético pode ser determinativo, como no período estatal do setor elétrico brasileiro, quando as usinas e linhas de transmissão previstas nos planos decenais de energia elétrica eram, por via de regra, construídas. Atualmente, o planejamento das linhas de transmissão continua sendo determinativo.

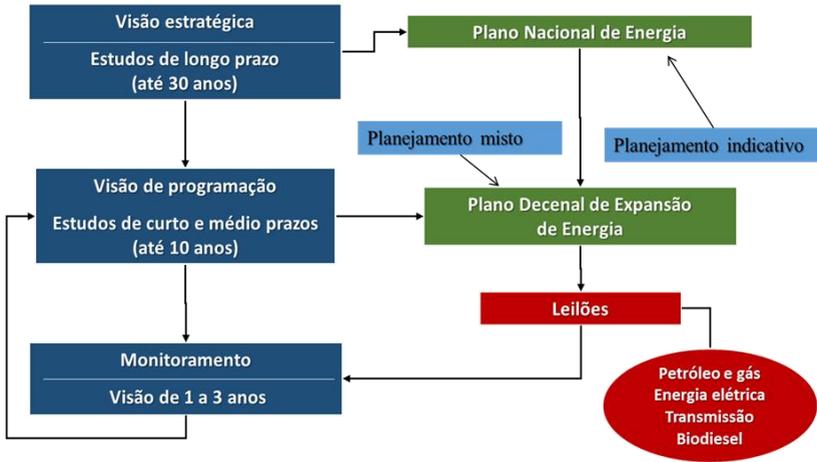
O planejamento energético também pode ser indicativo, como o planejamento da geração após a reestruturação do setor elétrico brasileiro na década de 90, quando sua função era simplesmente orientar possíveis investidores interessados na construção de usinas de importância para o setor elétrico.

Como um meio-termo entre essas duas alternativas, há o planejamento energético misto, que provê informações essenciais para ações do governo, como a realização de leilões de geração e de transmissão, conforme tem ocorrido após a reestruturação do setor elétrico realizada em 2004. O planejamento energético misto serve, também, de importante referência para as decisões de investimento de agentes públicos e privados nessas obras.

Conforme ilustrado na Figura 2.6, os resultados dos estudos de longo prazo da EPE/MME são apresentados nos Planos Nacionais de Energia (PNEs), que são planos puramente indicativos. Os estudos de curto e de médio prazos fornecem elementos, junto ao PNE vigente, para os Planos Decenais de Expansão de Energia (PDEs), que são planos mistos, já que constituem balizadores para os leilões de usinas de energia elétrica, linhas de transmissão, campos de petróleo e gás e biodiesel. O monitoramento dos novos empreendimentos leiloados e o seu

feedback para os estudos de curto e de médio prazos encerram o ciclo de planejamento da EPE/MME.

Figura 2.6: Planejamento energético realizado pela EPE/MME

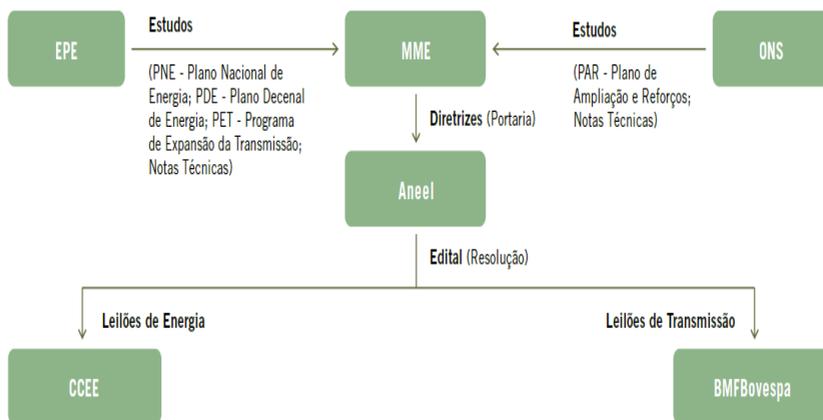


Fonte: Elaboração própria a partir de EPE/MME

O PNE, o PDE, o Programa de Expansão da Transmissão (PET) e notas técnicas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), mais o Plano de Ampliação e Reforços (PAR) e notas técnicas do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) formam a base técnica para a elaboração das portarias do Ministério de Minas e Energia (MME), que definem as diretrizes para os leilões de energia elétrica. Os editais desses leilões são publicados por meio de resoluções da Aneel.

A realização dos leilões de usinas é feita pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), enquanto que a responsabilidade pelos leilões de linhas de transmissão é da BM&FBovespa. Essa relação é visível na Figura 2.7.

Figura 2.7: Governança dos leilões de energia elétrica



Fonte: EPE/MME

Apesar do progresso dos últimos anos, o planejamento energético no Brasil ainda possui diversas limitações. Há, também, problemas tanto antes como após o processo de planejamento (BAJAY, 2013).

Antes do processo de planejamento, há carência de políticas energéticas claras e com uma perspectiva de longo prazo, por parte do MME e do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), para diversas questões importantes. Como consequência, os planos da EPE devem recorrer a muitas hipóteses que não possuem respaldo político, diminuindo a credibilidade dos resultados.

A necessária coordenação entre os planejamentos da operação, realizados pelo ONS, e a expansão do sistema interligado nacional, realizada pela EPE/MME, têm sido discutidas pelos agentes setoriais há muito tempo, mas ainda não foram plenamente implantadas. Duas importantes medidas, que em breve devem ser adotadas, são a mesma representação do custo

do déficit nos modelos utilizados em ambos os planejamentos e a realização de despachos fora da ordem de mérito na modelagem feita pela EPE/MME, como ocorre no planejamento efetuado pelo ONS.

Diversos agentes do setor elétrico têm reclamado que os padrões de segurança do suprimento¹¹ adotados pelo ONS nos seus despachos de carga são excessivos e requerem operações frequentes e longas de usinas termelétricas de elevado custo operacional. Esses agentes propõem que os padrões sejam revistos sob uma ótica de custo-benefício.

Após o processo de planejamento, se tem constatado que diversos resultados dos leilões de novas usinas realizados nos últimos anos não refletiram as projeções dos PDEs vigentes. Uma das razões dessa forte divergência entre planos e realidade é a falta de usinas hidrelétricas candidatas nos leilões, que têm sido a principal opção do MME para a expansão do parque gerador nacional, devido a problemas encontrados em seu licenciamento ambiental.

As grandes barragens que estão sendo cogitadas no plano de longo prazo e no plano decenal continuam não levando em conta os possíveis usos múltiplos da água em seu projeto e utilização, o que dificulta a sua viabilização ambiental e social.

Outro motivo está associado ao procedimento utilizado pela EPE para calcular o índice de custo-benefício empregado para classificar os projetos candidatos durante os leilões de novas usinas. Esse procedimento simula a operação de todo o sistema interligado só durante os primeiros anos de operação das

¹¹ A segurança do suprimento significa, para o ONS, garantir, com níveis de risco de déficits pré-especificados, a continuidade do suprimento de eletricidade no SIN para o pleno atendimento das demandas das empresas distribuidoras.

usinas candidatas e emprega diferentes bases de dados de entrada para cada um dos principais parâmetros envolvidos no cálculo do índice de custo-benefício.

Esse procedimento tem como resultado um viés que favorece usinas termelétricas flexíveis, que supostamente irão operar só de 10 a 20% do tempo, em detrimento de usinas que precisam, por razões técnico-econômicas, operar com fatores de capacidade mais elevados. Esse viés é um problema na medida em que todos os tipos de usinas termelétricas serão despachados com mais frequência no futuro, devido às parcelas decrescentes de capacidade de geração hidrelétrica e, sobretudo, de capacidade de armazenamento de água nos reservatórios dessas usinas.

O atual procedimento de cálculo do índice de custo-benefício não captura o aumento do custo operacional das usinas termelétricas flexíveis no longo prazo e o correspondente aumento da competitividade das usinas termelétricas que atuam no atendimento da base da curva de carga¹². O uso das mesmas bases de dados de entrada no cálculo dos parâmetros do índice de custo-benefício e a simulação da operação das usinas em horizontes de tempo mais longos poderiam reduzir substancialmente esse problema.

A participação crescente de fontes renováveis de energia intermitentes, como a eólica e a solar, no parque gerador nacional de energia elétrica, seja na forma de geração distribuída ou como usinas de maior porte que utilizam as redes de transmissão, requer complementação de fontes de geração de eletricidade.

¹² É a parcela da carga demandada pelo sistema elétrico que não varia ao longo do dia.

dade firmes (não intermitentes) e despacháveis, ou seja, flexíveis¹³. Entre estas fontes estão as usinas termelétricas a gás natural ou alguma forma de armazenamento, como em reservatórios de usinas hidrelétricas convencionais ou de usinas reversíveis ou em baterias. Atualmente se utiliza uma complementação térmica cara e capacidade de armazenamento decrescente em reservatórios de usinas hidrelétricas convencionais. Os planos da EPE/MME não têm contemplado estudos prospectivos sobre a evolução futura dessas opções de armazenamento.

Os planos governamentais para as indústrias de petróleo e de gás têm sido meros reflexos dos planos da Petrobras para essas indústrias. Também deve ser destacada a falta de uma política energética e de um planejamento consistentes para o gás natural, a médio e a longo prazos, no MME.

Um planejamento, de fato, para a indústria de gás natural precisa ser integrado com o planejamento do setor elétrico, dada a importância crescente desse combustível para a operação e a expansão do parque gerador nacional.

Os exercícios de planejamento que estão sendo realizados pelo MME e pela EPE não estão conseguindo explorar, de uma forma satisfatória, diferentes estratégias de expansão associadas a diferentes cenários de crescimento da demanda e cenários alternativos pelo lado da oferta.

Ainda não há garantia de convergência entre os estudos do lado da demanda e do lado da oferta e entre os planos do setor energético e os planos para outros setores da economia.

Regulação dos mercados de energia

A busca do equilíbrio das relações entre os consumidores, as concessionárias e o governo é a função da regulação.

¹³ Fontes de geração que podem gerar e entregar eletricidade rapidamente ao sistema quando, por exemplo, houver insolação ou vento insuficientes.

Cabe às agências reguladoras (BAJAY; ANDRADE; DESTER, 2016): refletirem, na regulação, políticas e planos do governo previstos na legislação vigente; proverem suporte aos consumidores em suas relações com as empresas concessionárias, no contexto regulatório existente; e assegurarem a prestação de serviços de qualidade, tarifas que garantam a viabilidade econômica das concessões, lucros justos aos acionistas, modicidade tarifária e a evolução tecnológica na prestação do serviço durante os períodos de concessão.

A experiência do Brasil com suas agências reguladoras no mercado de energia tem sido satisfatória. Destacam-se, no entanto, as seguintes barreiras que têm cerceado um melhor desempenho dessas agências: contingenciamento de partes significativas dos orçamentos das agências, pelo governo, auxiliar na composição do seu superávit primário¹⁴; e baixa remuneração dos técnicos mais experientes das agências, o que acaba atraindo-os para empregos nas empresas reguladas, onde sua experiência de regulação é valorizada e refletida em salários mais elevados comparados aos oferecidos pelas carreiras das agências.

Há três tipos de regulação dos mercados de energia: a regulação econômica, a regulação técnica e a regulação ambiental (BAJAY; ANDRADE; DESTER, 2016).

A regulação econômica tradicional, concebida inicialmente nos Estados Unidos no final do século dezanove, tem sido aplicada em mercados constituídos por monopólios naturais¹⁵. A reestruturação do setor elétrico mundial, a partir da década de 90, passou a requerer um outro tipo de regulação econômica,

¹⁴ O superávit primário ocorre quando os gastos são menores do que a arrecadação, o que resulta em um saldo positivo.

¹⁵ Uma situação de monopólio natural ocorre quando uma única empresa pode oferecer um bem ou um serviço para um mercado a um custo menor que duas ou mais empresas.

aplicável, agora, a mercados onde há algum nível de competição.

Em todos os mercados regulados de energia há a necessidade de se ter uma regulação técnica que garanta a qualidade do suprimento.

Órgãos responsáveis pela regulação do mercado de eletricidade no Brasil

Segundo a Constituição Brasileira, o governo federal é o poder concedente de toda a cadeia produtiva – geração, transmissão, distribuição e comercialização – da energia elétrica. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) é responsável pela regulação técnica e econômica de toda essa cadeia. Cabe, também, a ela definir diretrizes e supervisionar os investimentos mandatórios das empresas do setor elétrico em projetos de pesquisa e desenvolvimento e, no caso das concessionárias distribuidoras de energia elétrica, em projetos de eficiência energética.

Por meio de convênios com agências reguladoras estaduais, a Aneel repassa recursos para essas agências realizarem, de forma descentralizada, algumas das suas tarefas regulatórias, sobretudo no que se refere à fiscalização.

Regulação econômica

As finalidades da regulação econômica em ambiente monopolista, como no caso das empresas concessionárias distribuidoras de eletricidade, são: proteger os consumidores de eventuais abusos das empresas monopolistas; autorizar o re-

passa, para as tarifas, dos custos considerados justificáveis; conceder taxas de retorno “razoáveis” sobre os ativos¹⁶ das empresas concessionárias; e fiscalizar a qualidade do serviço.

Os modelos de regulação tarifária para mercados monopolísticos podem ser classificados em duas categorias. Na primeira a tarifa é fixada com base no “serviço pelo custo”, enquanto a segunda categoria engloba os modelos que incentivam ganhos de produtividade (BAJAY; ANDRADE; DESTER, 2016).

O modelo de fixação da tarifa com base no custo de serviço requer que o órgão regulador faça um monitoramento detalhado dos custos operacionais e dos investimentos das empresas concessionárias. Isso pode resultar em interações demoradas, burocráticas e caras entre a empresa concessionária e o órgão regulador.

Como a taxa de remuneração nesse modelo tarifário incide sobre o ativo remunerável, há uma constante tentação para que a empresa concessionária realize sobreinvestimentos, ou seja, investimentos além do necessário.

A partir da década de 80, surgiram novos métodos de regulação tarifária, todos eles visando prover incentivos tarifários para melhorar o desempenho das empresas concessionárias. Esse conjunto de novos métodos passou a ser designado genericamente como regulação por incentivos.

Um fator que influencia a eficácia dos modelos de regulação por incentivos é o período de tempo, regular, entre duas revisões tarifárias consecutivas. Ele não deve ser muito curto, para não encarecer o custo do processo regulatório e não propiciar tempo suficiente para que a empresa regulada responda, adequadamente, aos incentivos tarifários. Esse intervalo entre revisões tarifárias também não pode ser muito longo, pois novos

¹⁶ Bens que são utilizados economicamente pelas empresas.

fatos, não previstos na situação desejada, podem prejudicar a empresa concessionária ou os seus consumidores.

Os principais sistemas de regulação tarifária que incentivam ganhos de produtividade são: tarifas atreladas a metas de desempenho; taxa de retorno confinada em um dado intervalo; regulação por comparação de desempenhos (*benchmarking*); formação da tarifa com base no serviço pelo preço; e regulação tarifária com base em “tetos de receita” ou em um sistema híbrido “teto tarifário/teto de receita” (OLIVEIRA; BAJAY, 2005; BAJAY; ANDRADE; DESTER, 2016). Cada um desses sistemas de incentivo é brevemente descrito a seguir.

No método de regulação em que as tarifas são atreladas a metas de desempenho, há a premiação ou a punição de empresas que consigam ou não, respectivamente, atingir metas estabelecidas pelo órgão regulador. Essas metas podem ser técnicas, econômicas ou ambientais.

Na metodologia de regulação tarifária em que a taxa de retorno da empresa concessionária fica confinada em um intervalo, definido pelo regulador, há regras, também estabelecidas pelo regulador, por meio das quais há um acréscimo caso a empresa tenha um retorno abaixo do limite inferior e um decréscimo caso ele fique acima do limite superior. Esse método tem sido utilizado em alguns estados americanos.

A eficácia do método de comparação de desempenhos (ou *benchmarking*) depende muito da escolha da empresa ou grupo de empresas mantidas como referência para as comparações e dos parâmetros de desempenho a serem comparados. As empresas escolhidas para servirem de referência podem ser reais ou virtuais. No primeiro caso, é imprescindível que elas também estejam sujeitas ao mesmo tipo de regulação. As empresas concessionárias são recompensadas em suas tarifas conforme seu desempenho se aproxima do desempenho das empresas de referência.

A formação da tarifa baseada no serviço pelo preço foi proposta e aplicada, pela primeira vez, pelo governo britânico após a privatização de suas empresas distribuidoras de energia elétrica e de gás canalizado, na década de 90. Nesse método de regulação tarifária, primeiro é estabelecido um valor inicial máximo para a tarifa, por processo licitatório, ou usando como referência a tarifa de alguma empresa ou grupo eficiente de empresas. Definido o valor inicial máximo da tarifa, o método determina quanto desse valor será reduzido anualmente com a finalidade de repasse aos consumidores de parte dos ganhos de produtividade que se espera que a empresa concessionária irá perseguir até a próxima revisão tarifária.

Uma alternativa ao teto tarifário é o teto de receita. Ele pode ser usado para recuperar receitas perdidas pelas empresas concessionárias por conta de investimentos em melhorias da eficiência energética em instalações de seus consumidores, assim como evitar vendas excessivas e desnecessárias das concessionárias.

Embora esses métodos possam ser usados individualmente, em geral eles são combinados para terem melhor efeito e explorarem relações de complementaridade (BAJAY; ANDRADE; DESTER, 2016).

Os custos das empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica no Brasil são divididos, para efeito de regulação tarifária, em duas partes: a parcela não gerenciável e a parcela gerenciável. A parcela não gerenciável é composta pela compra da energia de geradores em leilões, tarifa de uso da rede básica de transmissão, tributos e encargos governamentais, entre outros; essa parte dos custos é repassada diretamente para as tarifas. A parcela gerenciável, por sua vez, é regulada com base no serviço pelo preço. Os custos de operação e de manutenção das concessionárias considerados como “razoáveis”, ou

seja, que podem ser repassados para as tarifas, são estabelecidos por comparação de desempenho com empresas de referência (*benchmarking*). Esse procedimento contempla as principais características técnicas das redes de distribuição dessas empresas.

Nos dois primeiros ciclos de revisão tarifária realizados após a reestruturação do setor elétrico brasileiro efetuada na década de 90, as empresas de referência eram empresas espelho virtuais de cada empresa concessionária, nas quais se simulava a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica nas mesmas condições em que as distribuidoras reais operavam. Nas duas revisões tarifárias subsequentes, optou-se por uma análise de *benchmarking* por meio da definição de intervalos de custos operacionais esperados em nível global (ANEEL, 2013).

No Brasil, a regulação das tarifas de transmissão de energia elétrica é feita com base em tetos de receita.

Ao contrário do que pode acontecer com a regulação tarifária baseada no serviço pelo custo, os sistemas tarifários que incentivam ganhos de produtividade, se não estiverem devidamente sincronizados com uma boa regulação técnica, podem induzir a investimentos insuficientes para garantir a qualidade da energia fornecida.

A regulação econômica em ambientes concorrenciais visa: inibir subsídios cruzados entre consumidores cativos e livres; mediar conflitos entre os agentes do setor; fiscalizar e dissuadir ações típicas de cartel; e fomentar a competição e o aumento de eficiência no fornecimento e no consumo de energia (BAJAY, ANDRADE e DESTER, 2016).

Regulação e fiscalização da qualidade da energia

Há três tipos de indicadores para a qualidade da energia: a qualidade do produto, a qualidade do serviço e a qualidade do atendimento comercial (BAJAY; ANDRADE; DESTER, 2016).

A qualidade do produto energia elétrica está relacionada com o valor da tensão e com a produção de harmônicos¹⁷.

A qualidade dos serviços de geração, transmissão e distribuição é mensurada por meio de indicadores do tempo de duração da interrupção do fornecimento e pela frequência em que ocorrem interrupções em um determinado período. Na geração se utiliza a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP). Na transmissão, os indicadores de continuidade do serviço empregados são a Frequência de Interrupção do Ponto de Controle (FIPC) e a Duração da Interrupção do Ponto de Controle (DIPC). O serviço de distribuição é o que possui o maior número desses indicadores: a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), a Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC), a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC), a Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC) e a Duração de Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico (DICRI) – quando a quantidade de ocorrências é muito alta.

A Figura 2.8 ilustra um exemplo dos indicadores individuais de serviço apresentados numa fatura de eletricidade de cliente residencial – a forma de apresentação pode variar entre

¹⁷ Os harmônicos são correntes ou tensões elétricas produzidas na rede por aparelhos elétricos como motores, lâmpadas fluorescentes, máquinas de lavar roupa e transformadores, por exemplo, que podem distorcer a tensão original da rede e impactar o funcionamento de equipamentos.

distribuidoras. O limite mensal que o consumidor pode ficar sem eletricidade (DIC) é de 4,83 horas (quatro horas e 83% de uma hora que são cerca de cinquenta minutos). Caso o número de horas que o consumidor ficou sem energia elétrica (“apurado”, “real” ou outro termo dependendo da empresa concessionária) seja maior do que o DIC permitido (“padrão”), ele tem o direito de ser ressarcido pela distribuidora. Além do tempo acumulado total de todas as interrupções, o tempo máximo que o consumidor pode ficar continuamente sem luz durante uma interrupção (DMIC) é de 2,69 horas (duas horas e 69% de uma hora que equivale a cerca de 41 minutos), ou seja, se o tempo para restabelecer o fornecimento for superior ao DMIC, o ressarcimento deve ser feito. O mesmo se aplica para a frequência de interrupções no mês (FIC), no qual o limite permitido é de 3,23. Logo, acima de três faltas de energia com duração individual superior a três minutos, o consumidor deve ser ressarcido. Para o exemplo do mês de março de 2017 da Figura 2.8, não houve interrupção do fornecimento (vide “Apurado Mensal”).

Figura 2.8: Exemplo de indicadores de continuidade regulados pela Aneel apresentados em conta de eletricidade residencial

INDICADORES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA						
	Padrão Mensal	Padrão Trimestral	Padrão Anual	Apurado Mensal	Período Apuração	Valor do EUSD [R\$]
DIC	4,83	9,67	19,34	0,00	03/2017	49,66
FIC	3,23	6,47	12,95	0,00		
DMIC	2,69			0,00		
DICRI	12,22			0,00		

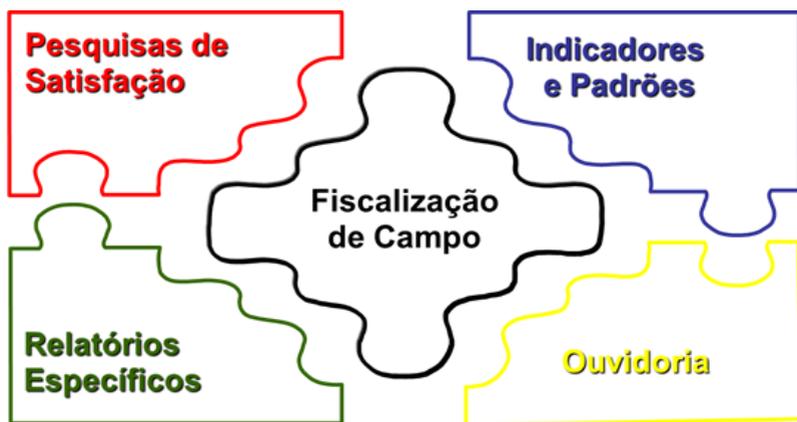
Fonte: reprodução de trecho de conta de eletricidade de um cliente residencial da empresa CPFL Paulista

Vários indicadores têm sido definidos para mensurar a qualidade do atendimento comercial das empresas concessio-

nárias distribuidoras de eletricidade. A maioria deles são tempos máximos admitidos para o atendimento de reclamações e para a realização de serviços solicitados pelos consumidores.

Há vários tipos de instrumentos que o órgão regulador pode utilizar para fiscalizar a qualidade da energia elétrica. Eles estão indicados na Figura 2.9.

Figura 2.9: Instrumentos de fiscalização da qualidade



Fonte: Bajay, Andrade e Dester (2016)

Para cada indicador utilizado para mensurar a qualidade dos produtos, serviços e atendimento comercial é definido um padrão, que estabelece o nível desejado de qualidade. Penalidades são impostas para o não atendimento dos padrões especificados pelo órgão regulador. Essa relação entre os indicadores e os padrões para a qualidade da energia está ilustrada na Figura 2.10.

Figura 2.10: Indicadores e padrões para a qualidade da energia



Fonte: Bajay, Andrade e Dester (2016)

Regulação ambiental

A regulação ambiental pode ser direta, o que requer uma rígida fiscalização e o monitoramento das atividades impactantes no meio ambiente, ou podem ser utilizados incentivos de mercado para premiar medidas que eliminem ou diminuam impactos negativos no meio ambiente. Ambas não são mutuamente exclusivas.

A regulação direta requer que o poder público estabeleça padrões de conduta ambiental considerados adequados. Caso esses padrões não sejam atendidos pelos regulamentados, aplicam-se as penalidades, criminais ou civis, previstas na legislação.

Os principais instrumentos de regulação ambiental direta são: os padrões de emissões e os padrões de qualidade; as cotas de extração/uso de recursos naturais; o controle de processos e produtos; o zoneamento ambiental; e o licenciamento ambiental.

Segundo a legislação brasileira, empreendimentos que podem provocar danos ambientais significativos precisam obter Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) e Licença de Operação (LO) antes de poderem iniciar suas atividades.

Segundo Bajay, Andrade e Dester (2016), desses instrumentos, os mais utilizados no Brasil são os padrões de emissões,

os padrões de qualidade, o zoneamento ambiental e o licenciamento ambiental, afetando tanto produtores como grandes consumidores de energia.

A regulação ambiental por meio de incentivos de mercado raramente é praticada no país.

A regulamentação ambiental no Brasil é compartilhada entre os governos federais, estaduais e municipais. O principal órgão executivo do governo federal nessa área é o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), ligado ao Ministério do Meio Ambiente. Diversas secretarias estaduais do meio ambiente atuam no licenciamento e na fiscalização ambiental por meio de fundações.

A Agência Nacional de Águas (ANA) é a responsável pela outorga de recursos hídricos no âmbito do governo federal, enquanto que secretarias estaduais de recursos hídricos realizam essa função em nome dos governos estaduais. A legislação brasileira de recursos hídricos estabelece que comitês de bacias hidrográficas têm a prerrogativa de elaborar planos de recursos hídricos e definir prioridades para o uso da água nas bacias sob sua jurisdição – água para uso doméstico, irrigação, geração de eletricidade, por exemplo.

Atuação direta do governo nos mercados por meio de empresas estatais

No passado, as empresas estatais eram protegidas no mercado por monopólios legais ou monopólios “de fato”. Elas eram reguladas diretamente por alguma autarquia governamental. Seus principais cargos dirigentes eram disputados vigorosamente por partidos e grupos da coalizão política governante.

Atualmente, a maior parte delas têm concorrentes no mercado e continuam sendo agentes de aplicação de políticas

públicas. Elas têm que se sujeitar a órgãos reguladores que têm algum grau de autonomia em relação ao governo. Seus principais cargos dirigentes, no entanto, continuam a ser disputados da mesma forma como no passado.

Há vários desafios a serem vencidos para a existência de empresas estatais eficientes no Brasil no futuro. Entre eles, devem ser destacadas as necessidades de: construção de uma “muralha chinesa” entre as atividades concorrenciais das empresas e sua atuação executando programas governamentais de cunho estratégico, social ou ambiental; elaboração de contratos de gestão entre o governo e suas empresas estatais, propiciando-lhes alguma autonomia e, em contrapartida, cobrando resultados em relação a metas compactuadas nos contratos; estabelecimento de planos de carreira e concursos de admissão, além da imposição, pelo Congresso Nacional, de condicionantes rigorosos relativos à competência e à experiência para cargos de confiança indicados pelo Poder Executivo; e monitoramento eficaz, pelo Congresso Nacional e pelo Poder Judiciário, do desempenho financeiro das empresas e de casos de corrupção.

Reestruturação do setor elétrico brasileiro na década de 90

Parte das instituições presentes hoje no setor elétrico brasileiro são uma herança do período estatal, que durou de meados do século passado até a metade da década de 90. Nesse período, as principais empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras eram estatais. Suas proprietárias eram o governo federal, os governos estaduais e, em alguns poucos casos, os governos municipais.

Desse período sobrevivem até hoje algumas empresas estatais importantes no setor, com destaque para: a Centrais

Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras e suas subsidiárias), controladas pelo governo federal; a Companhia Energética de Minas Gerais S.A. (Cemig), controlada pelo governo do estado de Minas Gerais; e a Companhia Paranaense de Energia S.A. (Copel), controlada pelo governo do estado do Paraná.

Uma forte crise financeira atingiu o setor elétrico brasileiro nos primeiros anos da década de 90, como resultado de achatamentos tarifários praticados durante anos pelo governo federal em várias tentativas de frear elevadas taxas de inflação por meio da contenção de tarifas públicas. Esse evento, somado às mudanças estruturais que estavam acontecendo nos setores elétricos de diversos países, motivaram uma reestruturação do setor elétrico brasileiro a partir de meados da década de 90.

Os três eixos dessa reestruturação foram a segmentação das atividades do setor (geração, transmissão e distribuição), a criação de um ambiente competitivo e a proteção ao consumidor. A ideia básica era separar o produto energia elétrica dos serviços de transmissão, distribuição e comercialização. Essa divisão permitiria incentivar a competição nas atividades de geração e comercialização, enquanto que as atividades de transmissão e distribuição continuariam a ser tratadas como monopólios naturais, ou seja, não seria lógico ter redes de transmissão ou de distribuição duplicadas nas mesmas regiões exploradas por duas empresas diferentes.

Os contratos de suprimento de energia elétrica então existentes entre as empresas geradoras e as empresas distribuidoras foram denominados “contratos iniciais”. Eles deveriam ser substituídos por contratos livremente negociados entre esses agentes ao longo de quatro anos. A competição nas atividades de geração e de comercialização só é possível com o livre acesso às redes de transmissão e de distribuição. A utilização dessas redes passou a ser objeto de contratos de uso.

Os consumidores de energia elétrica, por sua vez, foram divididos entre consumidores cativos e consumidores livres. Consumidores existentes na época com cargas maiores ou iguais a 10 MW e atendidos em níveis de tensão maiores ou iguais a 69 kV, assim como novos consumidores com cargas maiores ou iguais a 3 MW, atendidos em qualquer nível de tensão, e consumidores com cargas maiores ou iguais a 500 kW supridos por pequenas centrais hidrelétricas passaram a ser considerados consumidores livres, podendo escolher seu fornecedor de eletricidade. Em julho de 2000, o limite inferior de carga de 10 MW para consumidores existentes foi reduzido para 3 MW. Havia uma previsão de que em julho de 2003 haveria uma nova diminuição dessa carga mínima.

Um novo tipo de agente de geração de eletricidade foi, então, criado: o produtor independente de energia¹⁸. Desse modo, somado aos outros dois já existentes anteriormente, passaram a ser três os tipos de empresas geradoras: as empresas concessionárias geradoras; os autoprodutores, que geram a energia para seu consumo próprio; e os produtores independentes de energia. Um dos objetivos da reestruturação do setor elétrico então em curso era fomentar a construção de novas usinas por meio de produtores independentes de energia, por sua própria conta e risco, ou seja, sem a garantia de equilíbrio econômico-financeiro como ocorre nas concessões de serviços públicos. Outro objetivo era a privatização de todas as empresas estatais do setor elétrico brasileiro, pois, na época, todas as empresas concessionárias geradoras eram estatais. Essas concessionárias, enquanto estatais ou após a sua privatização, poderiam

¹⁸ Lei 9.074/95.

criar empresas que fossem produtores independentes de energia ou participar da formação de consórcios organizados na forma de produtores independentes de energia.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), uma autarquia¹⁹ em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), foi criada em 1996²⁰ em substituição ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee), também vinculado ao MME. O regime especial de funcionamento da Aneel lhe permite, em princípio, maior autonomia em relação ao Ministério do que tinha o Dnaee. Isso propicia maior estabilidade nas regras de funcionamento do setor elétrico, o que favorece a atração de capital privado para o setor.

A consolidação da reestruturação institucional do setor elétrico brasileiro na década de 90 ocorreu em 1998²¹ ao ser estabelecida a liberdade de contratação pelas empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, instituído o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em substituição ao Grupo Coordenador para a Operação Interligada (GCOI) e criado o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

Assim como aconteceu, ou estava acontecendo, em diversos países, a reestruturação do setor elétrico brasileiro separou as relações técnicas do setor das suas relações comerciais. As relações técnicas passaram a ser coordenadas pelo ONS, enquanto que as relações comerciais passaram a ocorrer no MAE.

Os geradores e os comercializadores passaram a firmar contratos de uso das redes de transmissão com o ONS e contratos de conexão com os proprietários das redes de transmissão em seus pontos de conexão, enquanto que o ONS passou a firmar Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST)

¹⁹ O que significa que a Aneel é a responsável, legalmente, pela administração e pela regulamentação de todo o setor de energia elétrica.

²⁰ Lei 9.427/96.

²¹ Lei 9.468/98.

com os proprietários das redes de transmissão. O ONS ficou com a responsabilidade de despachar as usinas e operar as redes de transmissão. Os proprietários das usinas e das redes, por seu turno, têm que garantir a disponibilidade de suas instalações quando requerido pelo ONS.

O MAE foi concebido como o ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica no SIN, envolvendo empresas geradoras, empresas distribuidoras, comercializadores e consumidores livres. Ele foi instituído mediante acordo de mercado, firmado entre os agentes que participavam do MAE. Regras de mercado, contemplando ofertas de compra e venda de energia, definição do preço *spot*²², regras de contabilização e liquidação, registro de contratos, garantias, penalidades contratuais, entre outras, foram definidas por esses agentes e submetidas à aprovação da Aneel.

Um mercado *spot* tradicional reflete balanços do sistema elétrico no curto prazo. Nele, compradores e vendedores propõem preços e quantidades. Os preços – horários ou por fração de hora – são formados pelo equilíbrio entre oferta e demanda. Em uma situação ideal, de concorrência perfeita, os preços são iguais aos custos marginais de curto prazo. São requeridas garantias financeiras dos agentes que operam nesse mercado.

Para preservar a otimização da operação do enorme parque hidrelétrico, com reservatórios de regularização sazonal²³ e plurianual, o governo brasileiro optou por um mercado *spot* do tipo *tight pool*, no qual modelos computacionais otimizam o despacho das usinas, com base em dados técnicos da geração e da carga.

²² Aquele a ser pago imediatamente, de curto prazo, pela energia em um mercado *spot*, como será explicado adiante.

²³ Em um período chuvoso há aumento do nível do reservatório mesmo com o uso da água para geração de eletricidade e em um período seco a reposição de água é menor do que o seu consumo, deplecionando o reservatório.

Restrições de transmissão criam submercados e, em cada um deles, em uma situação de concorrência perfeita, o preço da energia elétrica é igual ao custo marginal de curto prazo local. A receita que resulta do intercâmbio entre submercados é compartilhada.

Foi criado, também, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), como um *hedge* – operação financeira que protege contra grandes variações de preços – para os geradores hidrelétricos. O requisito de garantia física dos agentes de mercado, típico do mercado *spot* tradicional, também foi adotado no MAE.

A Resolução Aneel 249/98 estabeleceu que um percentual mínimo de 85% do total da energia elétrica comercializada com consumidores finais deveria estar coberto por energia assegurada de usinas próprias ou por contratos de compra de energia de longo prazo, acima de dois anos.

A tarifa dos consumidores cativos passou a ser dividida em duas partes: a Parcela A e a Parcela B. A Parcela A contempla os custos que não estão diretamente sob o controle da empresa concessionária distribuidora, como os custos do suprimento da energia elétrica, o uso da rede de transmissão, os tributos e os encargos setoriais²⁴. Já a Parcela B agrega os custos gerenciáveis pela concessionária, como o custo de capital, próprio e de terceiros, e os custos de operação e de manutenção da infraestrutura de distribuição.

Para evitar uma forte concentração vertical das empresas do setor elétrico – que ocorre quando uma mesma empresa controla todos os processos de produção –, a reestruturação da década de 90 estipulou um limite superior de 30% do mercado

²⁴ Os encargos setoriais são valores, definidos por lei, cobrados na conta dos consumidores de energia elétrica para manter o equilíbrio econômico-financeiro das empresas.

cativo que pode ser atendido por meio de geração própria ou de empresa vinculada; os demais 70% seriam abertos à competição.

Para evitar uma forte concentração horizontal – que acontece quando empresas formam grupos para evitar a concorrência –, uma empresa geradora não poderia deter mais do que: 20% da capacidade instalada no país; 25% da capacidade instalada nas regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste; e 35% da capacidade nas regiões Norte e Nordeste. Já uma empresa concessionária distribuidora não poderia atender mais do que: 20% do mercado nacional; 25% do mercado nas regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste; e 35% do mercado nas regiões Norte e Nordeste.

O Ministério de Minas e Energia (MME) criou, em 1999, o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE). O órgão possuía a função de coordenar a elaboração do planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros, que possui caráter indicativo²⁵ para a geração, concretizado nos Planos Decenais de Expansão e nos Planos Nacionais de Energia Elétrica de longo prazo. O planejamento da expansão da transmissão, elaborado pelo CCPE, tinha caráter determinativo, ou seja, os agentes envolvidos eram obrigados a seguir as metas propostas, no que se refere às obras consideradas por esse comitê como inadiáveis para a garantia das condições de atendimento do mercado. Essas obras constituíam o Programa Determinativo da Transmissão.

²⁵ Os agentes do setor (concessionárias, produtores independentes, autoprodutores, comercializadores e consumidores livres e cativos) não são obrigados a seguir as metas propostas, embora esses agentes possam ser premiados caso direcionem suas decisões e atividades visando atingir essas metas (BAJAY, 2001, p. 1).

O atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro

Em 2004, houve uma outra reforma do setor elétrico²⁶, decorrente do racionamento de 2001 que promoveu o corte entre 20% e 25% do consumo nacional de eletricidade (KELMAN et al., 2001).

Essa reforma teve como objetivos fortalecer as atividades de planejamento de médio e longo prazos, o acompanhamento permanente da segurança de abastecimento, a modicidade tarifária e a universalização do acesso à eletricidade.

Foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), estatal ligada ao Ministério de Minas e Energia (MME), que substituiu o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE). Também foram instituídos a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

A EPE tem, entre outras, a função de subsidiar o MME no planejamento da expansão dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica no país. O objetivo da CCEE é viabilizar a comercialização de eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) nos dois Ambientes de Contratação (AC) existentes – o regulado (ACR) e o livre (ACL) – e promover os leilões de compra e venda de energia elétrica no ACR, bem como administrar os correspondentes contratos aí celebrados, conhecidos como Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR). Já o CMSE tem por função acompanhar as “atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados”²⁷, avaliando as condições de

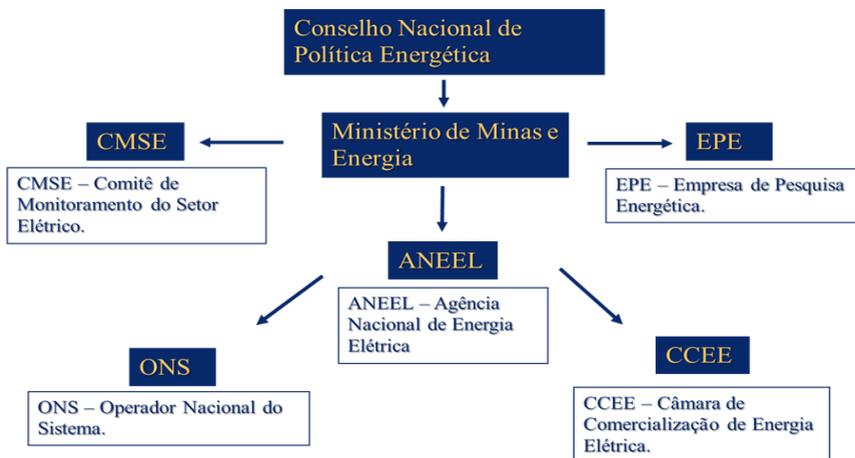
²⁶ Leis 10.847 e 10.848 de 2004.

²⁷ Decreto 5.175, de 9 de agosto de 2004.

abastecimento e atendimento dessas atividades em horizontes predeterminados. Este Comitê é formado por representantes do MME, da Aneel, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), da CCEE, da EPE e do ONS.

A Figura 2.11 ilustra as relações entre as atuais instituições do setor elétrico brasileiro. Algumas delas já existiam antes da implantação da reforma de 2004. É o caso do MME, do CNPE, da Aneel, do ONS e da Eletrobras. Esta última não está representada na figura, mas tem exercido um papel muito importante na implantação de políticas estabelecidas pelo MME.

Figura 2.11: Atuais instituições do setor elétrico brasileiro



Fonte: CCEE

O CNPE responde diretamente à Presidência da República; as resoluções desse Conselho, quando aprovadas pelo presidente, valem como decretos. O MME deve acolher políticas e resoluções emanadas do CNPE. A EPE é uma empresa estatal ligada ao MME, criada com o objetivo de subsidiar o Ministério com estudos e trabalhos na área de planejamento energético. O

CMSE é um comitê do MME. A Aneel é uma autarquia de regime especial ligada ao MME. O ONS e o CCEE são regulados pela Aneel.

O atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro considera a geração como uma atividade competitiva, enquanto que as atividades de transmissão e de distribuição são revestidas de um caráter de serviço público. Não houve, até agora, redução do limite inferior que transforma o consumidor cativo em potencialmente livre, em relação ao que foi estabelecido na reestruturação anterior do setor elétrico brasileiro.

As empresas concessionárias do serviço público de fornecimento de energia elétrica não podem exercer atividades atípicas ao setor elétrico, exceto em casos específicos aprovados pela Aneel. As permissionárias e as concessionárias de distribuição não podem exercer atividades de geração, transmissão e comercialização a consumidores livres, com uma exceção para a geração distribuída de pequeno porte, na modalidade de serviço público para destinação exclusiva ao mercado consumidor próprio.

Em relação à segurança do suprimento, o atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro exige a contratação de 100% da demanda por parte de cada empresa concessionária distribuidora e cada consumidor livre. O monitoramento permanente da segurança de suprimento é feito pelo Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (CMSE), de forma a detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda e propor medidas preventivas capazes de restaurar a garantia de suprimento ao menor custo para o consumidor. As empresas concessionárias distribuidoras devem comprovar, junto à Aneel, a contratação de 100% de seu mercado medido, em uma base anual.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada com as seguintes atribuições: execução de estudos para definição da

matriz energética, com a indicação das estratégias a serem seguidas e das metas a serem alcançadas, dentro de uma perspectiva de longo prazo; execução dos estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos; execução dos estudos do planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão); promoção dos estudos de potencial energético, incluindo inventário de bacias hidrográficas e de campos de petróleo e de gás natural; promoção dos estudos de viabilidades técnico-econômica e socioambiental de usinas; e obtenção da Licença Prévia para aproveitamentos hidrelétricos.

A principal inovação do atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro, em relação à reestruturação dos anos 90, foi a criação de dois ambientes de contratação de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No ACR é realizada a contratação de energia por meio de leilões, na modalidade de menor preço, para o atendimento do consumo das distribuidoras. Em termos comerciais, o ACR pode ser considerado como um consórcio que agrega a demanda dos distribuidores e celebra contratos com um conjunto de geradores, com a finalidade de obter economias de escala de energia elétrica²⁸ na contratação, repartir os riscos e os benefícios dos contratos e equilibrar as tarifas de suprimento.

No ACL, geradores, comercializadores e consumidores livres negociam abertamente contratos bilaterais, definindo preços, volumes, prazos e cláusulas de *hedge*. As empresas concessionárias distribuidoras não podem adquirir eletricidade para suprir o seu mercado de consumidores cativos no ACL, en-

²⁸ Se não houvesse esse consórcio, as empresas concessionárias distribuidoras de menor porte, com menores demandas de energia elétrica e maiores riscos de inadimplência, provavelmente teriam que pagar mais na contratação de seu suprimento, em leilões por concessionária.

quanto que os comercializadores e os consumidores livres só podem atuar no ACL. Os geradores atuam nos dois ambientes de contratação.

A CCEE substituiu o MAE. A Câmara possui várias atribuições. Uma delas é a administração da contratação de energia no âmbito do ACR. Outra atribuição é atuar como mediadora tanto nos contratos bilaterais de suprimento²⁹, que cada gerador firma com cada distribuidora, na forma de um *pool*³⁰, quanto nos contratos de constituição de garantias, que cada distribuidora tem que firmar, a fim de reduzir a inadimplência. Uma terceira atribuição é a contabilização e a liquidação nos dois ambientes de contratação, o ACR e o ACL.

A CCEE opera de acordo com os procedimentos de contratação de energia homologados pela Aneel e cada distribuidora é obrigada a firmar um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) com cada gerador que estiver fazendo o suprimento de energia para o *pool* e onde a CCEE figura como mediadora.

Em dezembro de 2015, estavam registrados na CCEE: 42 empresas concessionárias geradoras, 860 produtores independentes, 58 autoprodutores, 47 empresas concessionárias distribuidoras, 180 empresas comercializadoras, 657 consumidores livres e 1.280 consumidores especiais (EPE/MME, 2016a). Consumidores especiais de energia elétrica são aqueles com demanda entre 500 kW e 3 MW. Eles têm o direito de adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que a energia adquirida seja procedente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou de fontes incentivadas especiais (eólica, biomassa ou solar).

²⁹ São contratos de venda de eletricidade dos geradores para as empresas concessionárias distribuidoras.

³⁰ Associação de empresas geradoras e distribuidoras que se beneficiam de ganhos de escala e diminuição de riscos graças ao volume elevado das transações comerciais resultantes dos leilões.

Leilões e tipos de contratos no ACR

Os seguintes tipos de contratos são praticados no ACR: contratos de energia de novas usinas, contratos de energia de usinas existentes e contratos de ajuste da demanda. Os três tipos são contratos bilaterais. Com exceção dos contratos de ajuste³¹, os demais são contratos regulares.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) propõe ao Ministério de Minas e Energia (MME) a contratação de novas usinas segundo uma das seguintes modalidades contratuais: 1) contratos de quantidade de energia (riscos assumidos pelos geradores) e 2) contratos de disponibilidade de energia (riscos assumidos pelo *pool*).

Os contratos de quantidade de energia têm sido aplicados às usinas hidrelétricas, enquanto que os contratos de disponibilidade de energia – em que capacidade disponível e não energia é contratada – têm sido utilizados para os demais tipos de usinas (termelétricas, usinas eólicas, usinas solares etc.).

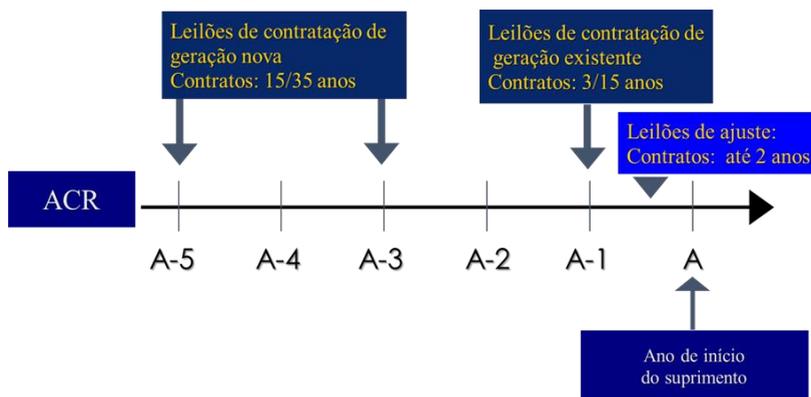
A contratação de energia elétrica proveniente de geração nova tem sido realizada por meio de licitações periódicas com cinco e três anos de antecedência em relação ao ano de realização do mercado³². Por exemplo, sendo A o ano de realização do mercado, um leilão A-5 ou A-3 ocorre cinco ou três anos antes, respectivamente. Os contratos contemplam prazos de duração entre 15 e 35 anos. A Figura 2.12 ilustra o sistema de comercialização no ACR por meio de leilões com esses prazos de antecedência em relação ao começo da entrega da energia gerada por

³¹ Os leilões de ajuste são realizados para cada distribuidora ao invés de para um *pool* delas, como ocorre nos leilões de energia nova e existente. Os leilões de ajuste servem para complementar a quantidade de energia contratada nos outros dois leilões; por exemplo, se uma distribuidora contratou menos eletricidade do que a necessária para atender o seu mercado.

³² Artigo 19 do Decreto nº 5.163, de julho de 2004.

novas usinas. Pela primeira vez desde a criação do ACR, o MME pretende realizar leilões A-6 e A-4 em dezembro de 2017.

Figura 2.12: Sistema de comercialização no ACR



Fonte: EPE/MME

A contratação de geração existente visa atender à carga efetiva das concessionárias distribuidoras. A contratação é na modalidade contratos de quantidade de energia e tem no mínimo três e no máximo 15 anos de duração, com o início de suprimento em janeiro do ano seguinte ao do leilão (vide Figura 2.12). Os preços obtidos nos leilões são integralmente repassados à tarifa.

O atendimento a necessidades superiores aos limites fixados para aquisição com três anos de antecedência é feito por contratos bilaterais de ajuste. Essa contratação é específica de cada distribuidora e realizada por meio de leilão público, autorizado pela Aneel, com antecedência e vigência máximas de dois anos (vide Figura 2.12). O repasse dos preços desses contratos às tarifas de fornecimento é realizado pelo valor mínimo entre o preço contratado e o Valor de Referência (VR). Este, que é pu-

blicado pela Aneel, representa o preço que resulta dos montantes contratados pelo conjunto dos distribuidores nas licitações de cinco e três anos vigentes no ano de efetivação do consumo.

Foram criados, mais tarde, leilões específicos para fontes alternativas de energia elétrica – como energia eólica, solar, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) – e leilões de reserva. Ambos envolvem a contratação de geração nova.

Os portais da Aneel (www.aneel.gov.br) e da CCEE (www.ccee.org.br) na internet disponibilizam planilhas com os resultados de todos os leilões de novas usinas e de linhas de transmissão realizados a partir de 2005.

O setor elétrico e a sua estrutura institucional: problemas

Há evidências de que o que se assume por energia assegurada para fins de planejamento e de contrato entre os agentes, também chamada de garantia física das usinas hidrelétricas instaladas no país, é muito menor do que a real capacidade de geração dessas usinas. Isso acontece por fatores como equipamentos deteriorados, assoreamento de reservatórios, qualidade de informações relativas às vazões na região Nordeste, entre outros. A legislação vigente sobre esse tema prevê reavaliações periódicas dessa garantia física, mas isso não tem ocorrido. O governo tem contornado esse problema por meio da realização de leilões de energia de reserva³³, sem critérios claros e, por vezes, com custos elevados, que evidentemente são repassados para as tarifas.

³³ Os leilões de energia de reserva são aqueles em que se contratam usinas para assegurar uma folga, ou “margem de reserva” adequada, correspondendo à diferença entre a capacidade instalada total do parque gerador e a demanda máxima prevista dos consumidores.

Leilões de novas usinas realizados na década passada contemplaram diversas termelétricas flexíveis, que consomem óleo diesel, óleo combustível e gás natural, mas com elevado custo operacional e, portanto, mais caras. Em anos hidrológicos secos, essas usinas são colocadas para gerar eletricidade a maior parte do tempo – ou seja, são “despachadas” no jargão do setor –, o que causa elevações significativas nas tarifas de energia elétrica.

Nas últimas décadas não foram construídas novas usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização³⁴. Como consequência, a capacidade de regularização do Sistema Interligado Nacional (SIN) tem diminuído. Um dos efeitos desse processo é que, em anos hidrológicos secos, como os recentes, ocorre o despacho de usinas termelétricas de elevado custo operacional.

Com a expectativa de diminuir a tarifa média da eletricidade no Brasil em cerca de 20%, foi promulgada em 2013 uma lei que permite a renovação das concessões de usinas hidrelétricas após o seu vencimento³⁵, quando o investimento em sua construção já estaria em grande parte amortizado, desde que as empresas detentoras da concessão concordassem em vender a energia elétrica por elas gerada com base em preços regulados pela Aneel. Esses preços cobrem o custo de gestão dos ativos, a bonificação de outorga, encargos setoriais, tarifas de uso de distribuição e de transmissão, tributos e outros custos residuais,

³⁴ Os reservatórios de regularização são aqueles em que se consegue armazenar água no período úmido do ano ou o ano todo em anos com chuvas acima da média, quando a vazão afluente de água que chega ao reservatório é maior do que a que sai, a fim de se utilizar essa reserva de água para geração no período seco do ano e o ano todo em anos com chuvas abaixo da média (anos hidrológicos secos).

³⁵ Lei 12.783/2013.

além dos custos eventuais de novos investimentos em modernização ou repotenciação³⁶ dessas usinas, quando aprovados pela Aneel.

Como esses preços regulados são bem inferiores aos praticados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), algumas empresas concessionárias geradoras controladas por governos estaduais, como a Cesp e a Cemig, não concordaram com essa forma de renovação, contestando-a nos tribunais. Além disso, passaram a vender a geração ainda não contratada dessas usinas no ACL, que tinha, na época, preços superiores ao do ACR, até o vencimento das concessões.

Esse fato fez com que as empresas concessionárias distribuidoras não conseguissem adquirir toda a energia que necessitavam nos leilões do ACR para atender seu mercado cativo, ou seja, estavam em uma situação de subcontratação. Elas tiveram, então, que comprar essa diferença pagando o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que estava muito elevado devido ao baixo nível de armazenamento dos reservatórios hídricos naquele período e ao despacho de praticamente todo o parque gerador termelétrico, inclusive as numerosas usinas de elevado custo operacional. Essa situação provocou um desequilíbrio financeiro nas concessionárias e nas distribuidoras, que gerou uma revisão tarifária extraordinária e empréstimos bancários cuja amortização, nas tarifas, foi escalonada ao longo de alguns anos.

³⁶ A repotenciação ocorre quando, por exemplo, se trocam as turbinas de usinas existentes com mais de 30 anos por mais novas ou quando se adicionam uma ou mais turbinas onde ainda é possível (em poços vazios já previstos em projeto) e se modernizam os sistemas de controle e gerenciamento, fazendo aumentar a potência da usina e/ou a quantidade de eletricidade que pode gerar.

Ações do governo federal nos últimos anos, com destaque para a promulgação da Lei 12.783, em 2013, referente à renovação das concessões de usinas hidrelétricas, criaram uma instabilidade regulatória, com impacto negativo sobre os investimentos privados no setor elétrico. Houve, também, perdas da capacidade de investimento e de valor da Eletrobras e de suas empresas subsidiárias nas bolsas, já que essas empresas são proprietárias de várias usinas cuja renovação de concessão passou a ser regida pela nova regra tarifária.

As fracas hidrologias³⁷ dos últimos anos afetaram os proprietários de usinas hidrelétricas no SIN. De acordo com as regras do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), quando a soma da geração dessas usinas for inferior à sua garantia física, elas devem adquirir a diferença pelo PLD. Os valores elevados desse preço, no entanto, lhes causaram prejuízos, que ainda estão sendo contestados na justiça por algumas empresas que não aceitaram as condições atenuantes propostas pelo governo federal.

A condição de subcontratação do suprimento das empresas concessionárias distribuidoras, mencionada anteriormente, foi substituída, pouco depois, por uma condição oposta, de sobrecontratação, causada pela grave crise política e econômica atravessada pelo país em 2015 e 2016. Uma das consequências desse evento foi a forte redução do consumo de energia elétrica.

Indenizações das empresas transmissoras que, após a renovação de linhas de transmissão, não foram ressarcidas por

³⁷ A hidrologia se refere às chuvas que caem em locais que abastecem rios e afluentes (bacias hidrográficas) que, por sua vez, deságuam nos reservatórios. Uma fraca hidrologia pode significar que houve baixa quantidade de chuvas ou que pode ter chovido fora da bacia hidrográfica. Um exemplo é a crise de abastecimento do Sistema Cantareira, iniciada em 2014: apesar de ter havido grande quantidade de chuva durante alguns dias, isso não ocorreu na bacia hidrográfica daquele sistema.

investimentos realizados até 2000 vão representar outro encargo substancial a ser acrescido nas tarifas. Estima-se que essas indenizações implicarão aumento médio de 3% da tarifa de energia a partir de 2017.

Em síntese, os preços e as tarifas de energia elétrica têm crescido substancialmente no Brasil nos últimos anos devido aos fatos mencionados nesta seção.

Serviços de comercialização e conservação de energia

Como o atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro impôs uma desverticalização das atividades da cadeia setorial, com exceção de algumas empresas concessionárias geradoras que ainda podem manter linhas de transmissão, os investidores no setor têm criado empresas comercializadoras para atuar no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Essas empresas atuam, inclusive, na comercialização da energia gerada por fontes incentivadas, como eólica, solar, biomassa e PCHs, para consumidores com demandas entre 500 kW e 3 MW. Empresas de Serviços de Conservação de Energia (Escos) também têm sido criadas por algumas empresas controladoras de concessionárias de energia elétrica no país.

A Cemig e a Light foram pioneiras na criação de suas Escos. Posteriormente, outras importantes empresas do setor, como a CPFL, a AES e a EDP, seguiram o seu exemplo. As Escos podem atuar como comercializadoras de energia elétrica no ACL, desde que devidamente registradas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Diversas delas têm oferecido uma variada gama de serviços, tais como venda de energia gerada por fontes incentivadas, participação em projetos de cogeração e implantação de medidas visando ganhos de eficiência energética, em geral por meio de contratos de desempenho.

A legislação que exige o investimento de 0,5% da receita operacional líquida das empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica em projetos que resultem em ganhos de eficiência energética em instalações de seus consumidores criou um mercado que tem sido muito importante para a sobrevivência e o crescimento das Escos no Brasil.

Uma rota promissora para o desenvolvimento da geração distribuída de pequeno porte no Brasil é a comercialização de excedentes de autoprodutores utilizando esse tipo de geração. Nessa rota se destaca o papel do comercializador varejista, que poderia atuar como agregador de diversos excedentes.

Considerações finais

Neste capítulo são lançadas as bases para compreender o funcionamento do setor elétrico brasileiro. Cada um dos passos necessários para a energia chegar à casa do consumidor – a geração, a transmissão e a distribuição – são explicados, com base nos principais conceitos e estatísticas. Também são apresentadas informações sobre as formas de contrato das empresas e o mercado de energia elétrica brasileiro, com dados sobre o consumo e os tipos de consumidores.

O papel do governo em relação ao setor elétrico brasileiro é abordado em suas principais esferas: as políticas públicas, o planejamento energético e a regulação. Este capítulo traz, ainda, o histórico do setor com destaque para as principais leis e o surgimento de instituições e empresas que desempenham papel fundamental nesse sistema. A estrutura institucional atual do setor também é esmiuçada para, inclusive, apontar problemas que hoje o afligem.

O próximo capítulo traz uma análise sobre a composição da tarifa de energia elétrica no Brasil, conhecimento este fundamental para se avaliar a atratividade econômica dos vários tipos

de medidas de eficiência energética e de projetos de geração distribuída de eletricidade.

Referências e sugestões de leitura

ANEEL. **Nota Técnica nº 362/2010-SRE-SRD/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010.** Brasília, DF, 2010a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf>. Acesso em: 4 jan. 2016.

_____. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.** Brasília, DF, 2010b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>>. Acesso em: 6 jan. 2016.

_____. **Nota Técnica nº 452/2013 - SER/ANEEL, de 14 de outubro de 2013.** Brasília, DF, 2013.

_____. **BIG - Banco de Informações de Geração.** 2016a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 4 jan. 2016.

_____. **Relatório de Consumos e Receitas.** 2016b. Disponível em: <http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSAMPFaixaTensaoEmp.xlsx&Source=http%253A%252F%252Frelatorios%252Eaneel%252Egov%252Ebr%252FrelatoriosSAS%252FForms%252FAllItems%252Easpx&DefaultItemOpen=1>. Acesso em: 6 out. 2016.

_____. **Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE.** 2016c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-social-baixa-renda>>. Acesso em: 18 ago. 2016.

BAJAY, S. V. Planejamento Energético : Necessidade, Objetivo e Metodologia. **Revista Brasileira de Energia**, v. 1, n. ii, p. 1-6, 1989a.

_____. Planejamento Energético Regional: A Experiência Paulista à Luz de Práticas que a Inspiraram, no Exterior. In: **Capacitação para a Tomada de Decisões na Área de Energia.** Montevideo: Finep/Unesco, 1989b.

_____. Uma revisão crítica do atual planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro. **Revista Brasileira de Energia**, v. 9, p. 1-7, 2001.

____. Evolução do Planejamento Energético no Brasil na Última Década e Desafios Pendentes. **Revista Brasileira de Energia**, v. 19, p. 255-266, 2013.

BAJAY, S. V.; ANDRADE, M. T. O.; DESTER, M. Políticas, planejamento energético e regulação de mercados de energia no Brasil. In: PHILIPPI, A.; REIS, L. B. (Org.). **Energia e Sustentabilidade**. São Paulo: Manole, 2016. p. 811-844.

BAJAY, S. V.; CARVALHO, E. B. Planejamento indicativo: Pré-requisito para uma boa regulação do setor elétrico. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. **Anais**. São Paulo, 1998.

BRASIL. **Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996**. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. 1996.

CARRERA, P.; CASTILLO, T.; RIVADENEIRA, T.; SEGURA, K.; YUJATO, M.; ANDRADE, C. **Informe de Estadísticas Energéticas 2016**. Quito, Equador, 2016. Disponível em: <<http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/oldo367.pdf>>. Acesso em: 1 jan. 2016.

EPE. **Plano Decenal de Energia 2024 - Revisado**. Brasília, DF, 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 4 jan. 2016.

EPE/MME. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015**. Brasília, DF, 2015a. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx%5Cnhttp://ebooks.cambridge.org/ref/id/CBO9781107415324A009>>. Acesso em: 1 jan. 2016.

____. **Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta**. Rio de Janeiro, 2015b.

____. **Balanco Energético Nacional 2016**. Brasília, DF, 2016a.

____. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016**. Brasília, DF, 2016b.

KELMAN, J.; VENTURA FILHO, A.; BAJAY, S. V.; PENNA, J. C.; HADDAD, C. L. S. **Relatório**. Comissão de Aná-

lise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (criado por decreto do presidente da República, em 22 de maio de 2001), Brasília, DF, julho de 2001.

MME. **Energia Eólica no Brasil e Mundo**. 2016. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+Eólica++ano+ref++2015+\(3\).pdf/f5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+Eólica++ano+ref++2015+(3).pdf/f5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2)>. Acesso em: 4 jan. 2016.

OLIVEIRA, L. G. M.; BAJAY, S. V. Políticas públicas e regulação do setor de gás natural: Experiência internacional e propostas para o Brasil. In: Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos. **Anais**. Manaus, 2005.

ONS. **ONS - Institucional - O ONS**. [s.d.]. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx>. Acesso em: 2 ago. 2017.

_____. **Consolidação da Previsão de Carga - Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo**. Brasília, DF, 2009. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/analise_carga_demanda/Relatorio_Anual_09-10Carga.pdf>. Acesso em: 1 jan. 2016.

_____. **Mapas do SIN**. 2014. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx>. Acesso em: 17 jul. 2017.

3. O modelo atual de formação da tarifa¹

Introdução

Com o crescimento da geração distribuída e de práticas de eficiência energética, é muito provável que exista uma redução da eletricidade fornecida pelas distribuidoras (ou um crescimento em ritmo menor). Essa redução é refletida na receita requerida por essas concessionárias de distribuição para cobrir todos os seus custos fixos e variáveis, que buscam compensar as alterações na arrecadação por meio da tarifa de energia dos consumidores finais. Resumindo: a tarifa poderá aumentar com o avanço da geração distribuída e da eficiência energética sob as regras atuais, ocasionando impactos adversos especialmente naqueles consumidores que não serão capazes de realizar investimentos para geração de sua própria energia, tornando-se prossumidores, e em equipamentos que consomem menos eletricidade. É importante, por esse motivo, conhecer como a tarifa brasileira é formada e os seus principais componentes para encontrar alternativas que transformem os benefícios aos consumidores da geração distribuída renovável e da eficiência energética em oportunidades para os agentes econômicos do setor e, ao mesmo tempo, garantam proteção aos demais consumidores e para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

¹ Este capítulo é fortemente baseado em publicações da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Há, portanto, trechos que reproduzem literalmente excertos de alguns desses textos. É preciso atentar, ainda, para o fato de que o conteúdo deste livro foi elaborado e adaptado entre os anos de 2016 e 2017 e, portanto, pode ter sofrido alterações devido às mudanças constantes que ocorrem no setor, especialmente no que diz respeito à regulação.

O cálculo das tarifas é complexo e, no Brasil, o órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), se encarrega dessa tarefa. As tarifas devem apresentar preços justos para os consumidores, além de garantir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas de energia. Conseguir esse balanço é complexo, especialmente porque o problema central da Aneel (da regulação em geral) é a assimetria de informações entre ela (o regulador) e as firmas reguladas (distribuidoras, por exemplo). Dito de outra forma, as firmas reguladas possuem a vantagem de conhecerem muito mais a prestação de suas atividades e suas estruturas de custos do que a Aneel e, como é natural, elas buscam maximizar seus próprios interesses. Há, por exemplo, a possibilidade de tais firmas se aproveitarem dessa vantagem da assimetria da informação, não revelando todas as informações à Aneel e utilizando a regulação e os procedimentos vigentes para se beneficiarem na formação de suas tarifas reguladas. Embora este livro não trate da assimetria de informação, que é parte essencial da literatura sobre teoria da regulação, consideramos importante que o leitor tenha isso em conta durante sua leitura. Não é nosso objetivo, no entanto, aqui fazer um manual de como a tarifa é calculada, mas, sim, esclarecer aspectos básicos sobre o assunto.

A regulação tarifária pode ser por custo do serviço ou por incentivos. A regulação por incentivos, por sua vez, pode ser feita por meio de: a) tarifas atreladas a metas de desempenho; b) taxa de retorno confinada em um dado intervalo; c) regulação por comparação de desempenhos (*benchmarking*); d) formação da tarifa com base em um "teto de preço" (*price cap*); e) regulação tarifária com base em "tetos de receita" (*revenue caps*); ou f) um sistema híbrido "teto de preço - teto de receita". Na regulação tarifária dos sistemas de distribuição no Brasil se aplica uma metodologia que combina teto de preço com *benchmar-*

king; a abordagem adotada mantém alguns resquícios da regulação por custo do serviço. As tarifas de uso das redes de transmissão no país são reguladas por tetos de receita. A análise dos diferentes métodos de regulação tarifária é importante, pois os impactos da geração distribuída e da eficiência energética podem ser minimizados com a mudança da metodologia utilizada.

Este capítulo também apresenta a forma pela qual os agentes de geração, transmissão e distribuição são remunerados. Ao conhecer como a distribuidora é remunerada, clareia-se o entendimento acerca da erosão de receita causada pela redução do volume de energia distribuído.

A garantia do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras é feita por meio de três mecanismos de alteração de tarifa: revisão tarifária periódica, reajuste tarifário anual e revisão tarifária extraordinária. Essas alterações, que modificam as tarifas dos consumidores, estão previstas nos contratos de concessão das distribuidoras e são autorizadas pela Aneel. As medidas de eficiência energética e a inserção de geração distribuída também serão refletidas nessas alterações, para manter, de forma saudável, o fluxo de caixa das concessionárias de distribuição de energia.

A formação da tarifa: Parcelas A e B e tributos

No Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), a tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas, chamadas de A e B.

A Parcela A contempla os custos de aquisição de energia – que contabilizam todos os gastos da distribuidora com aquisição de energia para distribuir a seus consumidores –, os custos de transporte de energia – que somam todas as despesas da distribuidora com transporte de energia do gerador até os sistemas

de distribuição – e os encargos setoriais – o montante necessário para viabilizar a implantação de políticas públicas no SEB.

A Parcela B engloba os custos de distribuição, que são os gastos da distribuidora para fornecer os seus serviços, como operação, manutenção e investimentos na rede, por exemplo, e a remuneração da distribuidora.

A soma das Parcelas A e B é homologada pela Aneel, formando a tarifa final de eletricidade para o consumidor. Cada distribuidora ou permissionária possui sua tarifa própria, que pode ser encontrada no site da agência reguladora.

Sobre a tarifa de energia elétrica ainda incidem os tributos federais (Programa de Integração Social - PIS e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - Cofins) e estadual (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS). As distribuidoras e permissionárias são responsáveis por recolher esses tributos em nome dos seus consumidores e repassá-los para o governo federal e estadual.

Tabela 3.1: Participação dos itens das Parcelas A e B e dos tributos na Receita Anual da média das distribuidoras

Tributos (ICMS e PIS/Cofins)	29,5%
Parcela A	53,5%
Parcela B	17%

Fonte: Aneel (2016a)

A Tabela 3.1 mostra a participação dos itens das Parcelas A e B e de tributos na média da tarifa de energia elétrica brasileira, calculada pela Aneel. A Parcela A corresponde ao maior percentual: 53,5%. Em seguida, vêm os gastos com tributos – 29,5% –, sendo o ICMS o maior responsável. A Parcela B, por sua vez, equivale a 17% das tarifas.

Os itens que formam as Parcelas A e B, além dos tributos, aparecem decompostos na Tabela 3.2 para mostrar a estruturação anual da receita de uma distribuidora (no caso, a Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL Paulista).

Tabela 3.2: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual da CPFL com tributos

Custo de energia	48,2%
Custo de distribuição	18,5%
Custo de transmissão	3,1%
<i>Subtotal custos</i>	69,8%
ICMS (Estadual)	17,5%
PIS/Cofins (Federal)	2,9%
<i>Subtotal tributos</i>	20,4%
Encargos setoriais	9,8%
<i>Subtotal tributos + encargos</i>	30,2%

Fonte: Aneel (2014a, p. 20)

Quanto aos tributos, a soma das alíquotas do ICMS (17,5%) e do PIS e Cofins (2,9%) equivale a 20,4% do total, conforme pode ser visto na Tabela 3.2. No entanto, o percentual cobrado sobre o valor da conta de eletricidade dos consumidores por esses impostos é de 25,6%, um método de cálculo chamado de “por dentro”. Isso, porque, nessa computação, o valor equivalente aos quilowatts-hora consumidos é considerado como 79,6% do total da fatura de eletricidade e não 100% para o cálculo. Essa relação é expressa na Equação 3.1.

Equação 3.1

$$\frac{\text{Valor pago pelos kWh consumidos (tarifa x consumo)}}{1 - (\text{ICMS} + \text{PIS} + \text{Cofins})}$$

Fonte: elaboração própria

No exemplo abaixo (Figura 3.1), de uma fatura de cliente residencial da CPFL Paulista, tem-se que a tarifa homologada pela agência reguladora (quadro “Tarifa Aneel”) para a parcela da distribuidora (TUSD) é de R\$ 0,15168/kWh e da compra da energia (TE), R\$ 0,25249/kWh. Para considerar os tributos, cujas alíquotas estão destacadas na conta – ICMS (25,00%), PIS (1,32%) e Cofins (6,09%) –, tem-se o cálculo demonstrado na Equação 3.2.

Figura 3.1: O cálculo dos tributos na conta de eletricidade

DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO											
Cod.	Descrição da Operação	Mês	Quant.	Unid.	Tarifa com	Valor Total da	Base Cálculo	Aliq.	ICMS	Base Cálculo	PIS COFINS
115	Nº	Ref.	Faturada	Med.	Tributos	Operação	ICMS	ICMS	ICMS	PIS/COFINS	1,32% 6,09%
	Consumo Uso Sistema (KWh)-TUSD	JUN17	292,000	kWh	0,22438357	65,52	65,52	25,00	16,38	65,52	0,86 3,99
	Consumo Bandeira Verde - TE	JUN17	292,000	kWh	0,37352740	109,07	109,07	25,00	27,27	109,07	1,44 6,64
	Adicional de Bandeira Vermelha	JUN17				10,86	10,86	25,00	2,72	10,86	0,14 0,66
	Total Distribuidora					185,45					
	DÉBITOS DE OUTROS SERVIÇOS										
	Contribuição Custeio IP-CIP	JUN17				11,37					
TOTAL CONSOLIDADO						196,82	185,45		46,37	185,45	2,44 11,29

TARIFA ANEEL		
Consumo	TUSD	TE
Consumo kWh	0,15168000	0,25249000

Fonte: reprodução de trechos de conta de eletricidade de um cliente residencial da empresa CPFL Paulista

Equação 3.2

$$TUSD = \frac{0,15168}{1 - (0,25 + 0,0132 + 0,0609)} = R\$ 0,22441190/kWh$$

$$TE = \frac{0,25249}{1 - (0,25 + 0,0132 + 0,0609)} = R\$ 0,37356118/kWh$$

Fonte: elaboração própria

Porém, comparando os resultados acima com os valores da tarifa com tributos que constam na fatura – TUSD (0,22438357) e TE (0,37352740) –, há uma ligeira diferença. Isso se deve ao fato das alíquotas de PIS e Cofins destacadas na conta estarem arredondadas na segunda casa decimal, embora o cálculo tenha considerado a alíquota completa.

A regulamentação acerca da formação das tarifas está consolidada nos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret). Aprovados pela Resolução Normativa nº 435/2011, que estabelece a regulamentação acerca dos processos tarifários, eles estão organizados em 12 módulos, subdivididos em submódulos, e são disponibilizados publicamente no site da Aneel (2016b).

O Módulo 2 define a composição dos custos da Parcela B, enquanto que o Módulo 3 define os custos de aquisição e transporte de energia. Os custos de transporte de energia são integralmente repassados aos consumidores, pois sua expansão e seus reforços são definidos por agentes do governo e não podem ser gerenciados pelas distribuidoras.

Os custos com aquisição de energia, por sua vez, possuem limites de repasse, conforme definidos no Submódulo 6.1, pois a distribuidora realiza a gestão da aquisição de energia conforme sua previsão de demanda para atender ao seu próprio mercado. Os encargos setoriais são definidos no Módulo 5 dos Proret e cobrados sobre o consumo de energia. Dessa forma, quanto menor o volume de energia vendido pela distribuidora, maior a componente parcela de encargos sobre a tarifa, pois o montante dos encargos é dividido pelo volume de unidades de energia distribuído.

Aspectos conceituais da regulação econômica

A teoria econômica classifica os mercados com base na estrutura, caracterizada principalmente a partir do número de demandantes (os que solicitam um serviço) e de ofertantes (os que oferecem o serviço). A concorrência nos mercados depende fundamentalmente do número de agentes atuantes e que influenciam diretamente na possibilidade de substituição dos produtos, na interdependência dos competidores e, também, na facilidade de entrada de outras firmas no mercado. Desse modo, as estruturas de mercado são classificadas em: competição perfeita, monopólio, competição monopolista e oligopólio.

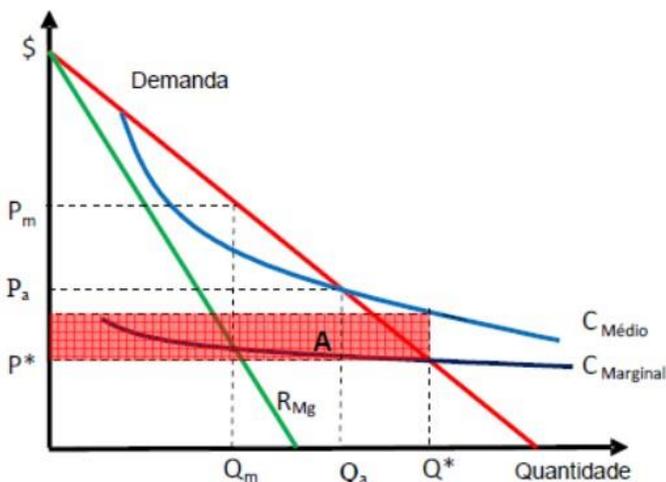
O setor elétrico, conforme apresentado no capítulo “O setor elétrico brasileiro” deste livro, é caracterizado por sistemas de geração, linhas de transmissão e redes de distribuição de eletricidade. Estas últimas são consideradas pela teoria de regulação econômica como monopólios naturais, ou seja, são indústrias de rede que geram economias de escala e de escopo.

Para garantir preços justos para os consumidores, as tarifas de eletricidade aplicadas por agentes de distribuição normalmente são calculadas por órgãos reguladores, os quais também têm como objetivo garantir o atendimento, a eficiência e a qualidade dos serviços de energia.

Estabelecer tarifas adequadas não é uma tarefa simples. Além de buscar garantir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas de energia, outros princípios e interesses também devem ser ponderados nos cálculos das tarifas, como a eficiência econômica, a universalização dos serviços de energia, a melhoria na qualidade de serviço e a acessibilidade. Há, também, ou-

tros elementos a serem levados em conta como o desenvolvimento econômico, a equidade, a proteção ao consumidor, a estabilidade e a razoabilidade.

Figura 3.2: Custos e receitas de monopólios naturais



Onde:

Q_m – quantidade no ponto em que o custo marginal é igual à receita marginal;

P_m – preço no ponto em que o custo marginal é igual à receita marginal;

Q^* – quantidade no ponto em que a curva de custo marginal corta a curva de demanda;

P^* – preço no ponto em que a curva de custo marginal corta a curva de demanda;

Q_a – quantidade no ponto em que a curva de custo médio corta a curva de demanda;

P_a – preço no ponto em que a curva de custo médio corta a curva de demanda.

Fonte: Fugimoto (2010, p. 25-26)

A teoria econômica sugere que a regulação dos preços praticados por monopólios ocorra a partir dos custos médios

das empresas e não desde os custos marginais. Para essas empresas monopolistas, no entanto, esses custos são menores devido aos ganhos de escala. Essa situação é aplicável para o setor de distribuição de eletricidade. Em casos nos quais existe o desejo de manter os preços praticados abaixo do custo médio das empresas, conforme mostra a parte hachurada da Figura 3.2, existe a necessidade da geração de subsídios ou outros mecanismos de compensação das perdas por meio, por exemplo, de regulação tarifária. As principais formas de regulação econômica aplicadas aos mercados – regulação por custo de serviço, regulação por incentivos, preço-teto ou receita máxima e métodos híbridos – são descritas a seguir.

Regulação por custo de serviço

A regulação por custo de serviço, também chamada de regulação por taxa de retorno (em inglês *rate of return* ou *cost of service* ou, ainda, *cost plus*), foi aplicada nos EUA no final do século XX com o objetivo de regular monopólios privados de serviços públicos. A partir da experiência norte-americana, muitos países adotaram essa forma de regulação. Nesse tipo de regulação, os preços praticados remuneram os custos totais – fixos e variáveis –, a depreciação do capital e devem conter uma parcela que assegure uma margem atrativa aos investidores (PIRES; PICCININI, 1998). A Equação 3.3 mostra uma estrutura geral de contabilização de regulação baseada em custos de serviços.

As principais dificuldades que envolvem esse tipo de regulação estão associadas à obtenção de dados de custos, processamento de informações, estimativas de taxas de retorno adequadas, além de variação de condições de custos de demandas no curto e no médio prazos. Há, ainda, entre os entraves, o incentivo ao superinvestimento ineficiente (conhecido como

efeito Averch-Johnson), a não redução de custos e o monitoramento de desempenho.

Equação 3.3

Custo do serviço = Custos operacionais + Depreciação (recuperação do capital) + Remuneração do capital

Custos operacionais são custos relacionados à operação e à manutenção, por exemplo, pessoal, energia para revenda, materiais e serviços de terceiros

Depreciação é a taxa de depreciação (% para cada bem)

Remuneração do capital resulta da aplicação de uma taxa de lucro, arbitrada pelo regulador, ao capital investido (descontada a parcela do capital já recuperada)

Fonte: Filho (2010)

Nos anos 80, diversos países migraram desse tipo de regulação para formas de regulação por incentivos e, também, para formas híbridas de regulação. No entanto, outras nações continuam a aplicar esse tipo de regulação tarifária atualmente, tais como Argentina, México, alguns estados dos EUA, como Illinois, Nova Iorque e Texas, Rússia, China, Índia e Japão (CPFL; GESEL, 2015).

Regulação por incentivos

A regulação por incentivos é baseada em desempenho (do inglês *performance-based ratemaking*). Exemplos são a regulação por preço-teto (*price cap*) e a regulação por receita máxima (*revenue cap*). Chamadas por alguns autores de reformas de segunda geração e iniciadas nos anos 1980 na Inglaterra, as formas mais comuns dessa abordagem regulatória envolvem mecanismos de recompensa-penalidade (*award-penalty mechanisms*) e planos tarifários multianuais (*multiyear rate*

plans). As duas configurações buscam a redução de custos regulatórios e incentivam a melhoria de desempenho das empresas. Para isso, são utilizados incentivos e desincentivos financeiros como método para induzir as empresas a adotarem um comportamento desejado, previamente planejado pelo agente regulador. Geralmente é aplicado um referencial (*benchmark*) de custos das distribuidoras e indicadores de desempenho relacionados ao planejamento e à operação dos custos.

Um dos principais desenvolvimentos dessa nova abordagem regulatória foi o mecanismo chamado de *price cap* (preço-teto) concebido pelo economista do tesouro britânico Stephen Littlechild. Esse mecanismo consiste na aplicação de uma correção dos preços médios da empresa a partir de indicadores de preços aos consumidores, como o IPC, e da subtração de um percentual denominado Fator X², relacionado à produtividade da empresa.

Esse é um método mais simples e possui custos mais baixos relacionados ao aparato regulatório por ser menos intensivo em dados. Outra vantagem desse método é o estímulo à redução de custos, ao mesmo tempo em que promove a eficiência. Por outro lado, existe a necessidade do agente regulador estabelecer e verificar padrões mínimos de qualidade uma vez que esse método pode promover subinvestimentos. Além disso, também há benefícios ligados ao cálculo do Fator X.

Algumas das vantagens da regulação por desempenho são a alocação mais racional de riscos e benefícios, a redução de custo das revisões tradicionais (*cost plus*), o alongamento do período de tempo entre as revisões e evitar a assimetria de informações. Há, também, a exigência de desempenho superior em

² O objetivo central do Fator X é compartilhar com os consumidores os ganhos da distribuidora. Os principais itens considerados para o seu cálculo são a produtividade, a qualidade e os custos operacionais. Será melhor explicado mais adiante neste capítulo.

eficiência, com qualidade, o fato de que a correção das tarifas fica limitada por índices de preços gerais, o uso de redutores para captar ganhos na correção das tarifas e revisões periódicas para ajuste das tarifas com captura de ganhos de eficiência para o consumidor.

Preço-teto e receita máxima

Em inglês, esse tipo de regulação por desempenho é chamada de *price cap* – preço-teto – e *revenue cap* – receita máxima ou receita-teto. As duas metodologias possuem diversas características em comum. A diferença dessas abordagens é que a receita-teto tem foco na regulação da receita total da empresa, enquanto o preço-teto tem como objetivo a regulação do preço máximo a ser praticado para o fornecimento do serviço, no caso, o de energia elétrica para usuários finais.

A receita-teto é uma forma de regulação de atividades econômicas tidas como monopólios naturais na qual é definida uma receita máxima. Estabelece-se, por meio de diversos fatores técnicos e econômicos, uma receita máxima que a empresa pode obter para exercer sua atividade em um período de forma a conciliar o menor custo do produto ou serviço com a remuneração sustentável da atividade. A receita-teto é considerada como um caso particular da regulação de preço-teto.

O preço-teto, metodologia utilizada no Brasil, permite, principalmente, que toda melhoria de eficiência nos custos de operação e de manutenção da empresa, no período tarifário, resulte em menores custos do que os efetivamente reconhecidos na tarifa praticada. Dessa forma, as empresas distribuidoras podem se apropriar dos ganhos excedentes. A Equação 3.4 mostra um exemplo de método aplicado para cálculo do preço-teto.

Há duas abordagens principais para o cálculo do Fator X, a análise prospectiva e a análise histórica. No caso da análise

prospectiva, o Fator X é aplicado como um redutor do fluxo de receitas, objetivando igualar o fluxo de receitas e de despesas para o próximo ciclo. Essa abordagem foi aplicada no Brasil durante o primeiro e o segundo ciclo de revisão tarifária. Por outro lado, a análise histórica baseia-se na produtividade total, na qual são considerados dados históricos de ganhos de produtividade. No Brasil, essa abordagem vem sendo aplicada desde o terceiro ciclo de revisão tarifária.

Equação 3.4

$$P_t = P_{t-1} * (1 + RPI - X) \pm Z_t$$

Onde:

P é o preço

RPI é a taxa de inflação

X é o fator de eficiência

Z_t é a medida de alocação de risco (medida de mudanças exógenas)

Fonte: CPFL e Gesel (2015, p. 16)

A determinação dos fatores de produtividade geralmente é baseada em dois métodos, o índice de Tornqvist de Produtividade Total de Fatores e o Índice de Malmquist. Ambos utilizam informações referentes aos produtos e aos insumos e à participação relativa nos valores agregados destes. O índice de Malmquist, que consiste em uma maneira de se monitorar a produtividade ao longo do tempo, apresenta, de acordo com CPFL e Gesel (2015), a vantagem de possibilitar a decomposição dos ganhos de produtividade em dois ou três componentes. Ainda segundo essas instituições, esse índice “é mais comumente calculado aplicando a metodologia do *Data Enve-*

lopment Analysis – DEA, no entanto, ele também pode ser estimado por meio de fronteiras estocásticas” (CPFL; GESEL, 2015, p. 18).

Métodos híbridos

Os métodos híbridos aplicam, de modo geral, combinações de procedimentos, como o serviço pelo custo, o preço-teto ou a receita, com outros que empregam sistemas referenciais chamados de *benchmarking* e, também, métodos que envolvem regulação por participação nos lucros (*earnings-sharing*, em inglês).

O método de formação tarifária, chamado de *yardstick competition* (concorrência de padrões) ou *benchmarking* é um tipo de regulação por incentivos que pode ser combinado com o preço-teto. Trata-se de um tipo de regulação baseada em competição referencial e na teoria dos contratos ótimos. Busca-se, nesse tipo de regulação, a redução da assimetria da informação entre reguladores e regulados, bem como a adequação aos objetivos exigidos pelos agentes reguladores, a partir da introdução de incentivos à eficiência produtiva.

No *benchmarking* comparam-se o comportamento de vários agentes, observando então o comportamento médio do setor e não de cada um deles em separado. Podem ser comparados, por exemplo, comportamentos dos custos gerenciáveis, medidas de qualidade de serviço, de perdas não técnicas, entre outros. Por meio desse método pode ser realizada uma comparação de desempenhos entre as concessionárias existentes e empresas modelo para simular situações de competição e buscar meios para que as primeiras atinjam o desempenho destas últimas.

No caso da regulação por participação nos lucros (*earnings-sharing*), busca-se o cumprimento dos seguintes objetivos: 1) “evitar que empresas acumulem lucros que sejam superiores aos considerados razoáveis”; 2) “ajustar as tarifas, caso a taxa de retorno real se afaste de uma taxa de retorno de referência, limitando, então, os lucros a serem auferidos pelas empresas”; e 3) “repassa de parte dos lucros ou perdas (incorridas pelas empresas reguladas) aos consumidores” (CPFL; GESEL, 2015, p. 20).

A estrutura da tarifa

De acordo com a Aneel (2017a, p. 4), a estrutura tarifária pode ser definida como “um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos” (A1, A2, A3 – alta tensão, A3a, A4 – média tensão, AS, B1, B2, B3 e B4 – baixa tensão), “classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades” (horária azul e verde, convencional binômia Grupo A, convencional monômia Grupo B, geração, distribuição, pré-pagamento e branca) “e os postos tarifários” (ponta, intermediário e fora de ponta).

Ainda segundo a Aneel (2017a, p. 4), “o custo regulatório – Receita Requerida ou Receita Anual – é obtido, respectivamente, nos processos de revisão ou de reajuste tarifário”. Ele é “decomposto em diversos componentes tarifários que refletem nas funções de custo: Transporte, Perdas, Encargos e Energia comprada para revenda”. Agrupadas, essas funções de custo formam a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE).

A Aneel também determina (2017a, p. 15) que as distribuidoras devem informar aos consumidores “o valor correspondente à energia, ao serviço de distribuição, à transmissão, às

perdas de energia, aos encargos setoriais e aos tributos”. A distribuidora pode disponibilizar essa informação em seu site na internet para consulta, na fatura de eletricidade enviada aos consumidores ou, ainda, por meio de comunicado³. A Figura 3.3 mostra um exemplo da distribuição desses valores em uma conta de energia elétrica residencial.

As quantias correspondentes a cada tipo de serviço de fornecimento deverão ser apresentadas em valores monetários (R\$), conforme composição mostrada na Tabela 3.3. É possível perceber ao analisar esses dados o quanto se paga pela eletricidade ao longo dos elos da cadeia que vão desde a geração até o consumidor. Os tributos, que não aparecem na tabela, são cobrados sobre a tarifa final, ou seja, após o serviço ser prestado.

Figura 3.3: Componentes tarifários exemplificados em conta de eletricidade de consumidor residencial

COMPOSIÇÃO FORNECIMENTO	
Energia R\$	24,39
Transmissão R\$	3,26
Distribuição R\$	8,12
Perdas R\$	2,98
Encargos R\$	3,37
Tributos R\$	8,52

Fonte: reprodução de trecho de conta de eletricidade de julho de 2017 de um cliente residencial da empresa CPFL Paulista

³ Conforme a redação da versão 2.4 do Submódulo 7.1 do Módulo 7 dos Proret da Aneel (2017a), a versão mais recente no momento da elaboração deste livro.

Tabela 3.3: Tarifas por tipo de serviço de fornecimento

Custo	Componentes tarifários
Energia	TE-Energia, TE-Transporte e bandeira tarifária em vigor
Transmissão	TUSD-Fio A
Serviços de distribuição	TUSD-Fio B
Perdas de energia	TUSD-Perdas e TE-Perdas
Encargos setoriais	TUSD-Encargos e TE-Encargos

Fonte: Adaptado de Aneel (2017a, p. 15)

Tarifa de Energia (TE)

A Tarifa de Energia (TE) é o “valor monetário unitário determinado pela Aneel, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal pela distribuidora referente ao consumo de energia” (ANEEL, 2017a, p. 5), diferenciado por posto e modalidade tarifária. A TE, de acordo com a Aneel (2017a, p. 11-12), é composta por:

- TE-Energia – “recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor”, que abrangem: “i) compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR; ii) quota de Itaipu; iii) geração própria; iv) aquisição do atual agente supridor; v) compra de geração distribuída”;
- TE-Encargos – inclui encargos com: “a) Encargos de Serviços de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER; b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE; c) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH; e d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE”;

- TE-Transporte – parcela que “recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu”; e
- TE-Perdas – “recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia”.

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) é a parcela da tarifa de energia elétrica que fatura, mensalmente, o uso do sistema pela unidade consumidora, diferenciada por subgrupo, posto e modalidade tarifária. Trata-se de um “valor monetário unitário determinado pela Aneel, em R\$/MWh ou em R\$/KW” (ANEEL, 2017a, p. 5). A TUSD, conforme define a Aneel (2017a, p. 9), é formada por:

- TUSD-Transporte – composta pela TUSD-Fio A e pela TUSD-Fio B.
 - TUSD-Fio A – compreende os custos de transporte de energia da Parcela A tanto de transmissão como do uso da rede de distribuição de outras distribuidoras;
 - TUSD-Fio B – compreende os custos da Parcela B com serviço de distribuição;
- TUSD-Encargos – inclui encargos com: “a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE; b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; c) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e e) Programa de Incentivo às

- Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa”;
- TUSD-Perdas – distribui, na Parcela A, as perdas técnicas, não técnicas e da Rede Básica e as receitas irrecuperáveis.

Quando é realizada a revisão tarifária, as Tarifas de Referência TUSD-Fio B são verificadas “por modalidade tarifária e posto tarifário (ponta, fora ponta e intermediário)” (ANEEL, 2017b, p. 3) para dividir a receita da Parcela B com base no Custo Marginal de Capacidade (CMC). Uma vez definida a Tarifa de Referência, esta sofre o reajuste referente à adequação da tarifa para arrecadar a receita necessária para cobrir todos os gastos por meio da aplicação de um fator percentual.

Mecanismos de alteração das tarifas

Para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, foram instituídos três mecanismos de alteração das tarifas: a Revisão Tarifária Periódica (RTP), o Reajuste Tarifário Anual (RTA) e a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE).

A Revisão Tarifária Periódica (RTP) ocorre, em média, a cada quatro anos, dependendo do contrato de concessão firmado entre empresas e poder concedente (ANEEL, 2016c)⁴.

⁴ Os detalhes constam dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), Módulo 2 - Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, em seus Submódulos: Submódulo 2.1 - Procedimentos Gerais (ANEEL, 2015a), Submódulo 2.2 - Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis (ANEEL, 2015h), Submódulo 2.3 - Base de Remuneração Regulatória (ANEEL, 2015i), Submódulo 2.4 - Custo de Capital (ANEEL, 2015j), Submódulo 2.5 - Fator X (ANEEL, 2015k), Submódulo 2.6 - Perdas de Energia (ANEEL, 2015l), Submódulo 2.7 – Outras Receitas (ANEEL, 2016j) e Submódulo 2.8 - Geração Própria de Energia (ANEEL, 2014d).

O Reajuste Tarifário Anual (RTA), por sua vez, acontece anualmente no período tarifário entre RTPs⁵.

Já a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) pode ser estabelecida a qualquer momento, desde que ocorram problemas no equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

Revisão Tarifária Periódica (RTP)

A definição das tarifas na Revisão Tarifária Periódica (RTP) acontece em dois momentos, de acordo com a Aneel (2015a, p. 3). No primeiro, é determinada a receita requerida, que é a receita da distribuidora, e, no segundo momento, é feita a abertura tarifária a partir da definição da receita requerida e do mercado de referência⁶.

A receita requerida deve possibilitar o equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora. Ela é a soma das Parcelas A, que corresponde aos custos não gerenciáveis da distribuidora, e a B, que representa os custos gerenciáveis. Esses custos são calculados baseados no chamado período de referência, os meses do último período tarifário (ANEEL, 2015a, p. 3). No cálculo, considera-se também os componentes financeiros.

Após serem calculados a receita requerida, os parâmetros das Parcelas A e B e a definição do mercado de referência do período, é realizada a abertura tarifária pela computação da

⁵ Os detalhes constam dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), Módulo 3 - Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, em seus Submódulos: Submódulo 3.1 - Procedimentos Gerais (ANEEL, 2016d), Submódulo 3.2 - Custos de Aquisição de Energia (ANEEL, 2014b), Submódulo 3.3 - Custos de Transmissão (ANEEL, 2014c) e Submódulo 3.4 - Encargos Setoriais (ANEEL, 2014e).

⁶ A Nota Técnica nº 452/2013 - SRE/ANEEL, de 14 de outubro de 2013 (ANEEL, 2013a), a Nota Técnica nº 401/2014 - SRE/ANEEL, de 3 de dezembro de 2014 (ANEEL, 2014f) e o Submódulo 2.1 do Módulo 2 dos Proret (ANEEL, 2015a) estabelecem e detalham os procedimentos gerais para cálculo da receita requerida nas Revisões Tarifárias Periódicas das distribuidoras.

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE) e dos componentes que irão formar o conjunto de tarifas, definindo o valor a ser pago pelos consumidores.

Reajuste Tarifário Anual (RTA)

O Reajuste Tarifário Anual (RTA) determina o Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) indicando “em quantos pontos percentuais, em média”, as tarifas definidas na RTP “devem ser reajustadas para se “manter” o equilíbrio econômico-financeiro definido no momento da revisão” (ANEEL, 2016d, p. 11)⁷. O RTA renova os custos não gerenciáveis e calcula os custos gerenciáveis, de acordo com uma fórmula prevista no contrato de concessão, atualizando anualmente o valor da energia paga pelo consumidor.

No RTA são repassadas as variações dos custos não gerenciáveis (Parcela A) e calculados nas condições vigentes. Os custos gerenciáveis (Parcela B), por sua vez, são calculados nas condições anteriores e corrigidos pelo índice de inflação constante no contrato de concessão (IGP-M ou IPCA) para as condições vigentes, deduzido o Fator X. O Fator X considera a captura dos ganhos de produtividade, verifica e compara os parâmetros da qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor e aplica os fatores da trajetória de custos operacionais definidos na RTP.

⁷ A Aneel estabelece e detalha os procedimentos gerais para o cálculo do Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) no Reajuste Tarifário Anual (RTA) das distribuidoras no Submódulo 3.1 do Módulo 3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) (ANEEL, 2016d).

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)

A Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) é solicitada pela distribuidora quando o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão não está sendo mantido. A Aneel⁸ concedeu a revisão extraordinária ocorrida em 2015. A solicitação para que fosse instaurado o processo surgiu de 62 distribuidoras, entre os meses de dezembro de 2014 e fevereiro de 2015, que alegavam a condição de existência de desequilíbrio econômico e financeiro de seus contratos de concessão, com base no que prevê tais documentos e a Lei Geral de Concessões⁹.

Os pedidos foram justificados por uma série de eventos, entre eles destacavam-se os custos com exposição involuntária ao Mercado de Curto Prazo (MCP), o risco hidrológico dos Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF), o Encargo de Serviço do Sistema, a tarifa de Itaipu, o preço do 14º Leilão de Energia Existente e do 18º Leilão de Ajuste e a cota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) do ano de 2015.

A Aneel instaurou um processo administrativo e emitiu uma nota técnica¹⁰ para orientar as discussões de uma audiência pública¹¹ a respeito da proposta de uma metodologia simplificada de RTE.

Como efeito desses procedimentos¹², houve uma alteração da tarifa, por área de concessão, de 2,21% a 31,88%. Foi comprovada, nesse caso, a importância da realização de uma

⁸ A Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 (ANEEL, 2015n) aborda detalhes da concessão e apresenta a revisão extraordinária.

⁹ Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

¹⁰ Nota Técnica nº 29/2015 - SGT/ANEEL, de 5 de fevereiro de 2015 (ANEEL, 2015o).

¹¹ Audiência Pública 007/2015, aberta em 6 de fevereiro de 2015.

¹² As conclusões da audiência e os resultados da RTE são apresentados na Nota Técnica nº 35/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015 (ANEEL, 2015n).

RTE para evitar efeitos negativos de curtíssimo prazo para o setor elétrico e manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

O modelo tarifário brasileiro

Este tópico apresenta a remuneração dos agentes de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além dos encargos setoriais e descreve, em detalhes, os elementos que compõem a tarifa de eletricidade.

Remuneração do serviço de geração de eletricidade

A compra de energia para revenda e, portanto, a remuneração dos geradores de eletricidade pode ser realizada por meio de: contratos bilaterais, contratos de leilões de energia e as cotas-parte da energia de Itaipu.

Conforme apresentado no capítulo anterior, a geração é uma atividade competitiva. Existem dois ambientes de contratação de energia elétrica – o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) – e os geradores de eletricidade comercializam a energia em ambos. Os contratos a partir de leilões de energia entre geradores e distribuidores, na modalidade de menor preço, acontecem no ACR. Os contratos bilaterais entre geradores, comercializadores e consumidores livres de energia são negociados no ACL. Os distribuidores não atuam no ACL, apenas no ACR, no entanto, os contratos de leilões de energia – contratos de energia de novas usinas, contratos de energia de usinas existentes e contratos de

ajuste da demanda¹³ – também podem ser compreendidos como contratos bilaterais.

Nos contratos de leilões, a vigência é de 20 anos para novos empreendimentos e no mínimo de cinco anos para empreendimentos existentes. Dessa forma, a receita dos geradores com empreendimentos não amortizados não será afetada pela penetração de eficiência energética ou de geração distribuída até que sua total liquidação seja alcançada. Empreendimentos existentes, já amortizados, podem ou não ser afetados dependendo da quantidade de penetração de eficiência energética e/ou de geração distribuída, da obrigatoriedade ou não da distribuidora comprar a energia proveniente de geração distribuída e do valor da energia proveniente desta.

Uma forma específica de remuneração dos geradores hidrelétricos é a Receita Anual de Geração (RAG) que é, segundo a Aneel, “o valor em Reais (R\$) a que o Gerador tem direito pela disponibilização da Garantia Física¹⁴, em regime de cotas de garantia física, de energia e de potência da usina hidrelétrica” (ANEEL, 2015b). As cotas de garantia física são um tipo de regime¹⁵ ao qual os geradores hidrelétricos e as distribuidoras têm acesso por meio de um contrato. “Quando do fim da concessão, os agentes podem optar por renová-la ou não. Aqueles que optarem por renovar a concessão têm direito à Receita Anual de Geração – RAG calculada com base nos custos de Operação e Manutenção da usina”, diz a Aneel (2015c). Caso os geradores não façam a renovação, as concessões são leiloadas. A garantia

¹³ Para recuperar as diferenças e os detalhes de cada uma das formas de contratação consulte a seção “Leilões e tipos de contratos no ACR” do capítulo “O setor elétrico brasileiro”.

¹⁴ A quantidade máxima de energia que pode ser comercializada pelo gerador.

¹⁵ O regime de cotas de garantia física, segundo a Aneel, “foi criado pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, com o intuito de negociar a energia dos geradores que tiveram a concessão vencida” (ANEEL, 2015c).

física dos geradores é dividida pela Aneel em cotas para as distribuidoras e tais cotas remuneram a RAG da geração. A vantagem para os geradores de comercializar a energia nesse regime, segundo a Aneel, é não ter de arcar “com os riscos hidrológicos nem com os resultados financeiros do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) associados à Usina Hidrelétrica” (ANEEL, 2015c).

A energia da Usina Hidrelétrica de Itaipu, por sua vez, de acordo com Tolmasquim (2011), é comercializada no ACR pela Eletrobras¹⁶ para os distribuidores das regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste que possuem cotas-parte. Tais cotas-parte “correspondem a frações da potência e da energia vinculada, contratada pela Eletrobras com Itaipu, na proporção do mercado de cada distribuidora” (TOLMASQUIM, 2011, p. 115).

A Aneel aprova anualmente os montantes de potência contratada e de energia vinculada a Itaipu que serão comercializados no ano seguinte. As cotas-parte também são estabelecidas pela Aneel todos os anos, para o ano seguinte, com os ajustes devido às alterações de mercado, e para seis anos depois. Em novembro de 2016, por exemplo, a Aneel divulgou as quantias de potência e energia de Itaipu que seriam comercializadas em 2017 e as cotas-parte para o ano de 2017 e para o ano de 2022. De acordo com o documento da Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração (SRG) da Aneel sobre essa aprovação, o cálculo da cota-parte de uma concessionária é feito “pela razão entre o mercado faturado dos consumidores cativos e a soma dos mercados faturados dos consumidores cativos de todas as distribuidoras das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste” (ANEEL, 2016e, p. 3).

¹⁶ A Eletrobras é o Agente Comercializador de Energia de Itaipu, conforme estabelecido pela Lei nº 10.438/2002.

Remuneração do serviço de transmissão de eletricidade

As empresas concessionárias de transmissão de energia elétrica são remuneradas pela Receita Anual Permitida (RAP), determinada pela Aneel. Segundo Tolmasquim (2011, p. 57), “as receitas do transmissor consistem basicamente nos encargos de uso do sistema de transmissão, pagos pelos usuários e calculados com base em montantes de uso previstos contratualmente”. A remuneração do transmissor abaixo ou acima da RAP, portanto, de acordo com Tolmasquim, depende da quantidade de usuários, dos montantes contratados e da intensidade de uso do sistema.

De acordo com a Aneel, para as transmissoras contratadas por meio de licitação “a RAP é obtida como resultado do próprio leilão de transmissão e é paga às transmissoras a partir da entrada em operação comercial de suas instalações” (ANEEL, 2015d). A revisão, nesse caso, é feita a cada período de quatro ou cinco anos. Já para as transmissoras que obtiveram a renovação do contrato de concessão “a RAP foi calculada com base nos custos de Operação e Manutenção, conforme estabelece a Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013” (ANEEL, 2015d). Se for preciso realizar reforços na concessão de transmissão, a Aneel calcula, por meio de resoluções autorizativas, um valor complementar para a RAP.

Um dos componentes da RAP é o Encargo de Conexão ao Sistema de Transmissão que é “a remuneração que a transmissora recebe dos usuários conectados em Demais Instalações de Transmissão - DIT de uso exclusivo pela prestação do serviço público de transmissão”, conforme conceitua a Aneel (2016f).

Ainda segundo a Aneel, “o pagamento do uso do sistema de transmissão é feito por meio da aplicação das Tarifas de Uso

do Sistema de Transmissão – TUST”¹⁷ (ANEEL, 2015e). A TUST é composta por duas parcelas¹⁸. A TUST-RB, que é a parcela principal, de acordo com a Aneel, diz respeito “às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, com nível de tensão igual ou superior a 230 kV, utilizada para promover a otimização dos recursos elétricos e energéticos do sistema” (2015e). A TUST-RB é aplicada a todos os usuários do sistema. A outra parcela é a TUST-FR, paga pelas distribuidoras que usufruem do serviço de transmissão proporcionado pelas unidades transformadoras¹⁹. A TUST-FR também incorpora, segundo a Aneel, “os custos de transporte associados às Demais Instalações de Transmissão - DITs compartilhadas entre as concessionárias de distribuição” (2015e).

O SIN também possui interligações internacionais, que permitem a troca de eletricidade além das fronteiras nacionais. Por isso, há tarifas próprias para esse tipo de situação. De acordo com a Aneel (2015e), “para exportadores e importadores de energia, são calculadas tarifas específicas para remunerar a Rede Básica (TUST exp/imp) e, caso utilizem, para remunerar as instalações necessárias aos intercâmbios internacionais (TUII)”²⁰.

¹⁷ O procedimento de cálculo das TUST é apresentado pela Resolução Normativa nº 559, de 27 de junho de 2013 (ANEEL, 2013b).

¹⁸ Conforme o Artigo 5º da Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004 (ANEEL, 2004).

¹⁹ Conforme a Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004 (ANEEL, 2004): “transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004” (Artigo 3º, Inciso II) ou “linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica” (Artigo 4º, Inciso III).

²⁰ Na Resolução Normativa nº 666, de 23 de junho de 2015 (ANEEL, 2015p) se encontram as normas para as instalações de transmissão em interligações internacionais, além da contratação da Rede Básica.

Resumindo: a transmissora é remunerada pela RAP, então sua remuneração não é afetada pela operação da linha. Os efeitos que a eficiência energética ou a geração distribuída podem ter na ocupação da linha de transmissão, portanto, não alteram a receita da transmissora.

Os custos de transmissão serão pagos 50% por consumidores e 50% por geradores. Como visto, a TUST tem uma parcela fixa, preestabelecida por contrato. Caso o contratante utilize menos que a capacidade contratada, ele paga por esta mesmo assim. Caso utilize mais, pagará um valor adicional equivalente à ocupação da linha diante do valor ultrapassado como forma de evitar a subcontratação. Logo, os efeitos que a eficiência energética ou a geração distribuída têm na ocupação da linha de transmissão alteram o valor da TUST paga pelos consumidores e/ou geradores apenas.

Remuneração das distribuidoras

Em geral, a receita das distribuidoras proveniente das tarifas de energia engloba a remuneração da geração, da transmissão, da própria distribuição e, ainda, dos encargos setoriais. Essa remuneração vem da Parcela B, como será melhor explicado na seção “Parcela B: custos gerenciáveis” deste capítulo. As tarifas de energia são calculadas pelo órgão regulador (Aneel) e podem cobrir ou não os custos praticados pelas empresas. As metodologias de cálculo e as regras para a formação da tarifa compõem os Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), estabelecidos pela Aneel (2016b).

Para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, a realização de investimentos prudentes, os custos operacionais eficientes e a modicidade tarifária, o cálculo das tarifas ocorre periodicamente por meio de dois mecanismos – a Revisão Tarifária Periódica (RTP) e o Reajuste Tarifário Anual

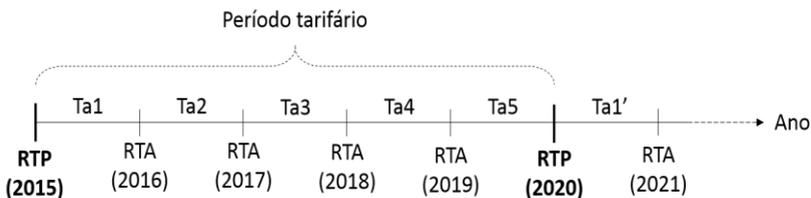
(RTA) – e, extraordinariamente, a qualquer instante, por meio da Revisão Tarifária Extraordinária (RTE).

A RTP redefine “o nível eficiente dos custos operacionais e a remuneração dos investimentos” da distribuidora (ANEEL, 2016c), neste trabalho chamado de reposicionamento, para efeito de simplificação. Uma vez redefinidos, uma nova tarifa é estabelecida e reajustada anualmente em cada Reajuste Tarifário Anual. Esse reajuste objetiva restabelecer o poder de compra da distribuidora e também corrigir a inflação do período, partilhar parte dos ganhos de produtividade com o consumidor, repassar a variação dos custos de compra de energia elétrica, dentre outros.

A RTP e o RTA ocorrem regularmente em datas definidas nos contratos de concessão ou permissão e a RTE pode ser utilizada extraordinariamente a qualquer momento caso ocorram problemas no equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras que a justifique.

A RTP é realizada, em geral, a cada quatro ou cinco anos, dependendo da distribuidora, sendo esse intervalo conhecido como período tarifário. O RTA, como o próprio nome já diz, ocorre anualmente entre duas RTPs. A Figura 3.4 apresenta um exemplo ilustrativo de um processo tarifário típico para uma distribuidora cujo período tarifário é de cinco anos.

Figura 3.4: Exemplo ilustrativo de um processo tarifário de uma distribuidora

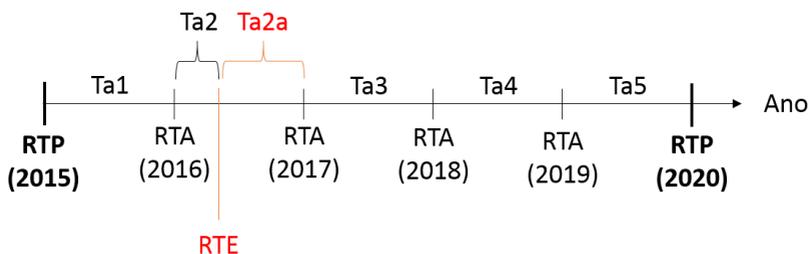


Fonte: elaboração própria

No exemplo, a RTP ocorre em 2015, momento no qual se estabelece uma nova tarifa (Ta1) que será válida por 12 meses até ocorrer o primeiro reajuste tarifário (conforme a RTA 2016). A Ta1 é corrigida a um novo valor (Ta2) e assim sucessivamente em cada RTA (Ta3, Ta4 e Ta5). Terminado o período tarifário, no caso cinco anos, uma nova revisão tarifária é realizada (no caso, a RTP 2020) para redefinir um novo reposicionamento para o próximo período tarifário. Dessa nova revisão é determinada uma nova tarifa (Ta1'), repetindo o mesmo processo ocorrido no período tarifário anterior.

Como mencionado anteriormente, dentro do período tarifário pode acontecer a qualquer momento uma ou mais Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), como ilustra a Figura 3.5. Vê-se que a tarifa em vigor era a reajustada (Ta2) pelo RTA 2016, passando a vigorar, após a RTE, a tarifa Ta2a até o próximo processo tarifário, seja RTA ou RTP (ou até mesmo outra RTE), o que vier primeiro. No caso, o RTA 2017.

Figura 3.5: Exemplo de processo tarifário com um reajuste extraordinário



Fonte: elaboração própria

Logo, é na RTP que as tarifas “nascem” e são reajustadas anualmente por meio dos RTAs, até serem revisadas no próximo reajuste tarifário.

Encargos setoriais

Os encargos setoriais também fazem parte da tarifa que é cobrada do consumidor. São estabelecidos por leis e, segundo a Aneel, “alguns incidem somente sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão embutidos nos custos de geração e de transmissão” (ANEEL, 2016a).

Nos processos tarifários das distribuidoras, em cada ano (seja Revisão Tarifária Periódica - RTP ou Reajuste Tarifário Anual - RTA), os encargos setoriais são definidos por meio de cotas calculadas de acordo com a regulamentação da Aneel²¹.

O Módulo 5 dos Proret descreve em seus Submódulos os encargos setoriais: Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC); Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa); Encargo de Serviço de Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER); Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE); Reserva Global de Reversão (RGR); Contribuição ao Operador Nacional do Sistema (ONS); e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH).

A composição da tarifa

Após entender o processo tarifário de forma geral aqui explicado, os próximos tópicos detalham a composição da tarifa de energia elétrica para o consumidor final. Como já foi descrito

²¹ Contida no Módulo 3, Submódulo 3.4 - Encargos Setoriais, dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) (ANEEL, 2014e).

no início deste capítulo, o cálculo tarifário dos custos da distribuidora é dividido em duas parcelas: a Parcela A e a Parcela B, examinadas mais detidamente a seguir.

Parcela A: custos não gerenciáveis

Conforme regulamenta a Aneel (2015a), a Parcela A representa os custos com geração, transmissão e encargos setoriais. Esses custos são chamados de não gerenciáveis, pois, de acordo com a Aneel (2016g), são “custos cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora”. Isso porque, por exemplo, as distribuidoras participam ativamente na projeção da demanda de eletricidade de seus próprios mercados e na compra dessa energia nos leilões que o abastecerão.

O valor da Parcela A, portanto, “compreende os custos com aquisição de energia elétrica (CE), os custos com conexão e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão (CT) e os custos com Encargos Setoriais (ES)” (ANEEL, 2015f, p. 22). A soma desses componentes é demonstrada pela Equação 3.5.

Equação 3.5

$$\mathbf{VPA = CE + CT + ES}$$

Onde:

VPA é o valor da Parcela A

CE é o custo de aquisição de energia elétrica e geração própria

CT é o custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição

ES são os encargos setoriais definidos em legislação específica

Fonte: Aneel (2015a, p. 4)

Custo de aquisição de energia (CE)

O custo de aquisição de energia é explicado pela Receita Anual de Geração (RAG) e pela cota de garantia física²². A regulamentação da Aneel (2014b, 2016d) estabelece os critérios e os procedimentos de cálculo dos custos de aquisição de energia elétrica e de geração própria a serem considerados nos processos tarifários das distribuidoras.

A Figura 3.6 ilustra um exemplo para o caso da distribuidora Elektro na revisão tarifária de 2015, na qual apresenta parte da energia comprada no ambiente regulado. A tarifa média da energia comprada no ambiente regulado, contida na primeira linha (R\$ 210,4), é a divisão entre a soma dos custos de compra da distribuidora nos diversos leilões (R\$ 1.662.226.819,1) pela energia considerada (7.898.546,9 MWh). A energia considerada apura as sobras ou déficits de energia elétrica a partir do balanço energético da distribuidora.

Figura 3.6: Contratos de leilão de energia da distribuidora Elektro na revisão tarifária de 2015

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	8.253.899,4	7.898.546,9	210,4	1.662.226.819,1
2º LEE 2008-08	125.355,6	119.958,7	146,4	17.559.258,1
2º LEE 2008-08 (MCSD)	234,4	224,3	146,4	32.833,1
4º LEE 2009-08	80.227,6	76.773,6	163,8	12.578.247,9
4º LEE 2009-08 (MCSD)	974,8	932,9	163,8	152.838,2
12º LEE 2014 36M Nova regra	807.557,2	772.789,7	159,6	123.337.670,8
13º LEE 2014-05 DISP	522.723,4	500.218,8	309,0	154.545.051,4
13º LEE 2014-05 QTD/ Regra esp. do 13º LEE	1.337.262,9	1.279.690,2	292,9	374.869.625,5
14º LEE A-1 A-1 2015-03 DISP	106.622,7	102.032,3	241,4	24.628.378,8
14º LEE A-1 A-1 2015-03 QTD/ Nova regra	139.004,4	133.019,9	201,0	26.736.994,0
1º LEN A-3 2008-15 T	146.930,6	140.604,9	241,2	33.914.648,3

Fonte: Aneel (2015g, p. 30)

²² Ambas já abordadas no item “Remuneração do serviço de geração de eletricidade” deste capítulo.

Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão (CT)

A Receita Anual Permitida (RAP) é a remuneração das transmissoras²³. A Aneel (2014c) estabelece os critérios e os procedimentos relativos ao cálculo dos custos de transmissão de energia elétrica a serem considerados nos processos tarifários das distribuidoras.

Parcela B: custos gerenciáveis

A Parcela B (VPB)²⁴ tem por objetivo remunerar os custos que estão sob controle da distribuidora, ou seja, gerenciáveis: os custos operacionais de administração, operação e manutenção (CAOM) e de capital (CAA), como investimentos em ativos, por exemplo. No CAOM também são consideradas o que se chama de receitas irrecuperáveis devido à inadimplência. A formação da Parcela B parte inicialmente da soma desses dois custos, conforme a Equação 3.6.

Equação 3.6

$$\text{VPB} = \text{CAOM} + \text{CAA}$$

Fonte: elaboração própria

Os custos operacionais compreendem despesas com administração, pessoal, materiais, serviços de terceiros, aluguel e arrendamento de áreas, por exemplo. Já os de capital referem-

²³ Já detalhada no tópico “Remuneração do serviço de transmissão de eletricidade” deste capítulo.

²⁴ As metodologias atuais de cálculo da Parcela B são dadas pela Aneel (2013a, 2015a, 2016d). Elas estão sujeitas a revisões ao longo do tempo e podem ser diferentes dependendo do período tarifário.

se a investimentos em linhas de distribuição, postes, transformadores, subestações e veículos. Todos esses investimentos foram feitos ou serão por meio de captação de recursos, via mercado ou próprios. A remuneração desses ativos é feita ao longo de suas vidas úteis por meio das receitas provenientes das tarifas e de outros serviços prestados pelas distribuidoras permitidos pela regulação.

Apenas parte da remuneração das atividades inerentes à distribuição irá para a tarifa com o propósito de compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade da atividade de distribuição e forçar a distribuidora a melhorar sua qualidade técnica e comercial. Isso é feito por meio da aplicação de percentuais calculados de produtividade (P_m) e qualidade (MIQ), dando continuidade à formação da Parcela B que comporá a tarifa final do consumidor conforme apresentado na Equação 3.7.

Equação 3.7

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ)$$

Fonte: elaboração própria

Por fim, as distribuidoras também podem ter outras receitas relacionadas com a concessão de serviço público, como, por exemplo, aluguel de compartilhamento dos postes de distribuição para empresas de telefonia, serviços de avaliação técnica e aferição de medidores e reforma de rede interna de unidades consumidoras. Uma parte dessas receitas, chamada de Outras Receitas (OR), é revertida para o consumidor na forma de redução da tarifa. Assim, a equação final da Parcela B que remunerará as atividades da distribuidora, subtraindo-se essas outras receitas, é expressa pela Equação 3.8.

A Equação 3.8 e sua nomenclatura são as utilizadas pelos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) para o cálculo da Parcela B na Revisão Tarifária Periódica (RTP) (ANEEL, 2015a). Esse valor é calculado de forma diferente no Reajuste Tarifário Anual (RTA), como será mais adiante apresentado. Os processos da formação tarifária (RTP, RTA e RTE) são realizados para promover o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, seus investimentos prudentes, custos operacionais eficientes e a modicidade tarifária.

Equação 3.8

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - Pm - MIQ) - OR$$

Onde:

CAOM é o Custo de Administração, Operação e Manutenção = Custos Operacionais (CO) + Receitas Irrecuperáveis (RI)

CAA é o Custo Anual dos Ativos = Remuneração do Capital, inclusive tributos e contribuições sobre a renda (RC) + Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

Pm é o Fator de Ajuste de Mercado

MIQ é o Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

OR são as Outras Receitas

Fonte: Aneel (2015a, p. 4-5)

Cada um desses componentes da Parcela B será descrito nos itens a seguir. Antes, no entanto, é apresentado como se dá o seu cálculo no reajuste tarifário anual.

No RTA, as novas tarifas são calculadas na Data do Reajuste em Processamento (DRP), mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA), que é a última data de reajuste. Por exemplo, no caso do reajuste tarifário de 2016 da distribuidora Elektro, a DRP e a DRA foram, respectivamente, 27/08/2016 e 27/08/2015.

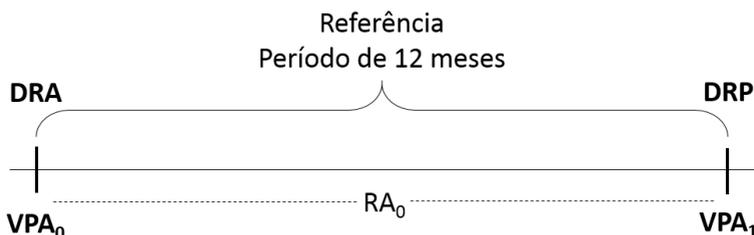
O valor da Parcela B (VPB_0) é calculado subtraindo-se a Receita Anual (RA_0) da Parcela A (VPA_0), computadas considerando-se as condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA), ou seja, a última data de reajuste, e o mercado de referência. A Equação 3.9 e a Figura 3.7 ilustram esse cálculo.

Equação 3.9

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

Fonte: Aneel (2016d, p. 9)

Figura 3.7: Datas de reajuste em processamento e anterior e período de referência para o mercado de referência e a receita anual inicial



Fonte: Aneel (2016j, p. 4)

O mercado de referência é o “mercado de energia garantida da concessionária, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento” (ANEEL, 2016j, p. 4). A Receita Anual inicial (RA_0) é calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o mercado de referência, sem incluir o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). O valor da Parcela A (VPA) considera as condições vigentes na DRA (VPA_0) ou DRP (VPA_1) e a energia comprada em função do mercado de referência.

O valor da Parcela B (VPB_1) na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é calculado de forma a corrigir a inflação no

período de referência, por meio do índice inflacionário (Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM), e repassar ao consumidor ganhos potenciais de produtividade – o Fator X, explicado em detalhes em item específico logo mais –, conforme demonstrado na Equação 3.10.

Equação 3.10

$$VPB_1 = VPB_0 \times (IGPM - \text{Fator X})$$

Fonte: Aneel (2016d, p. 10)

Portanto, as duas parcelas reajustadas da tarifa (VPA_1 e VPB_1) conformarão a nova tarifa reajustada da distribuidora até o próximo reajuste tarifário ou revisão tarifária, o que vier primeiro.

Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)

A Aneel estabelece, por meio de resolução (2015h), as metodologias de cálculo do Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM), que está relacionado aos custos operacionais (em inglês *Operational Expenditure* – Opex).

Os custos operacionais, de acordo com a Aneel (2015h, p. 3), representam os gastos “com pessoal, materiais, serviço de terceiros, outros custos operacionais, tributos e seguros relativos à atividade de distribuição e comercialização de energia elétrica”.

Esses custos, remunerados, devem ser eficientes. “A identificação do nível eficiente de custos” para cada distribuidora, de acordo com a Aneel (2015h, p. 3), “é obtida pela comparação entre as distribuidoras por meio de um método de *benchmarking*”, ou seja, uma avaliação comparativa, cujo cálculo “leva em consideração os atributos de cada concessionária”.

Atributos individuais tais como rede elétrica²⁵, mercado de alta tensão (AT), média (MT) e baixa (BT) em MWh, qualidade técnica e comercial, número de consumidores, Consumidor Hora Interrompido (CHI) em horas e as perdas (técnicas e comerciais) em MWh.

Os custos operacionais definidos na Revisão Tarifária Periódica (RTP) não são recalculados entre período tarifário. As distribuidoras podem se apropriar de ganhos nesse intervalo caso façam gestão para a sua redução. Para essa redução, a distribuidora, sob sua própria perspectiva, poderá agir buscando o balanço entre os impactos nos indicadores de qualidade, que podem piorar se o atendimento às reclamações dos consumidores ocorreu num prazo maior ou fora dele, resultando em penalidades, e o próprio cálculo do seu *benchmarking* que, melhorado, pode resultar em menos recursos direcionados para a operação na RTP seguinte quando novos valores serão definidos.

Para grupos econômicos que detém o controle sobre mais de uma distribuidora, a decisão desse balanço incluiria o conjunto dessas empresas (a melhora do *benchmarking* de uma delas, por exemplo, poderá impactar negativamente o de outra). Dessa forma, o grupo econômico buscará maximizar o maior ganho econômico para si, que não é necessariamente o melhor do ponto de vista de cada distribuidora individualmente e de seus consumidores. Por essas razões, típicas de assimetria de informações, é importante o agente regulador estar atento para que não apenas essas decisões não afetem os consumidores, como também os beneficiem.

Durante o período tarifário (entre RTP_0 e RTP_1), é estabelecida uma referência de custos operacionais regulatória, que observa os custos reais das distribuidoras, o nível eficiente de

²⁵ Distribuída em três categorias: rede de alta tensão (A3, A2 e A1), rede de distribuição aérea (A3a, A4 e BT) e rede de distribuição subterrânea (AS).

custos e características próprias da área de concessão (por exemplo, índice salarial), para o cálculo da Parcela B no término do período. Na revisão tarifária periódica, essa referência regulatória “é comparada com a cobertura de custos operacionais presente na tarifa da concessionária, denominada receita de custos operacionais” (ANEEL, 2015h, p. 3).

Conforme estabelece a Aneel (2015h, p. 4), “a partir da diferença entre a meta regulatória e a receita de custos operacionais, será calculada uma trajetória regulatória” dentro de um intervalo eficiente de custos, além do que “parte da diferença será incorporada no momento da revisão tarifária e a parcela remanescente será considerada para fins de cálculo do componente T do Fator X”.

Para cálculo da Parcela B no ciclo RTP_1 foi estabelecida em RTP_0 “uma meta de custos operacionais regulatórios a ser atingida ao longo do ciclo tarifário” (entre RTP_0 e RTP_1) (ANEEL, 2015h, p. 3). Segundo a Aneel (2015h, p. 3), “não se trata de uma meta a ser alcançada pela empresa, mas uma referência de custos operacionais a ser considerada no cálculo da Parcela B ao final do ciclo”.

Receitas Irrecuperáveis (RI)

As Receitas Irrecuperáveis (RI) referem-se àquelas faturadas, mas não pagas pelos consumidores, ou seja, à inadimplência. O valor das receitas irrecuperáveis, conforme a Aneel (2015h, p. 11), é formado por duas parcelas: a primeira “se refere às receitas irrecuperáveis associadas aos valores faturados com encargos setoriais” e a segunda “aos demais itens da receita requerida, acrescidos dos valores de faturamento previstos de bandeiras tarifárias”.

A previsão de receita de bandeiras tarifárias será determinada por meio do “produto do mercado cativo do período de

referência da concessionária (em MWh) pelo custo médio previsto de acionamento das bandeiras para o período de referência da empresa (em R\$/MWh)” (ANEEL, 2015h, p. 11).

Os percentuais de receitas irrecuperáveis de cada distribuidora por classe de consumo são preestabelecidos e tabelados pela Aneel²⁶.

Custo Anual dos Ativos (CAA)

O custo de capital, denominado pela Aneel de Custo Anual dos Ativos (CAA), é o gasto relacionado aos investimentos realizados no período entre duas revisões tarifárias. A Aneel estabelece²⁷ as metodologias de cálculo do CAA, que está relacionado aos investimentos (em inglês: *Capital Expenditure* - Capex). O CAA é calculado pela Equação 3.11, cujos termos são definidos individualmente nas próximas seções.

Equação 3.11

$$\text{CAA} = \text{RC} + \text{QRR} + \text{CAIMI}$$

Onde:

CAA é o Custo Anual dos Ativos

RC é a Remuneração do Capital, inclusive tributos e contribuições sobre a renda

QRR é a Quota de Reintegração Regulatória

CAIMI é o Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis

Fonte: Aneel (2015a, p. 5)

²⁶ As tabelas se encontram no Submódulo 2.2 - Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis do Módulo 2 dos Proret (ANEEL, 2015h).

²⁷ Nos Submódulos 2.1 e 2.3 do Módulo 2 dos Proret (ANEEL, 2015a, 2015i), na Nota Técnica nº 452/2013 - SRE/ANEEL, de 14 de outubro de 2013 (ANEEL, 2013a) e na Nota Técnica nº 168/2015 - SGT/ANEEL, de 26 de junho de 2015 (ANEEL, 2015f).

Remuneração do Capital (RC)

A remuneração do capital são os investimentos considerados pelo regulador como prudentes e efetivamente realizados no âmbito da concessão da distribuidora, atrelados a uma modicidade tarifária que considere a capacidade de pagamento dos consumidores finais. A multiplicação da base de remuneração²⁸ pelo custo médio ponderado do capital (WACC²⁹) resulta no valor da remuneração do capital (ANEEL, 2016i), como será melhor explicado mais adiante nesta seção.

Para o cálculo da base de remuneração na contagem da RTP₁, em curso, utiliza-se a soma da base blindada com a base incremental. A base blindada é a base de remuneração calculada na RTP₀ anterior à revisão tarifária atual (RTP₁). A base incremental são os bens advindos de novos investimentos ocorridos entre as duas revisões tarifárias (RTP₀ e RTP₁ em curso) e incorporados à distribuidora.

Para compor a base blindada, segundo a Aneel (2015i, p. 5), as baixas dos ativos entre RTP₀ e RTP₁ precisam ser expurgadas e, então, “os valores remanescentes de cada bem da base blindada devem ser atualizados, ano a ano, pela variação do IPCA”.

Não se faz qualquer projeção de investimentos para o próximo período regulatório RTP₂. A Aneel considera que a remuneração do investimento, entre períodos tarifários, RTP₀ e RTP₁, é compensada com o crescimento de mercado e outros incentivos não capturados nesse período.

Para verificação da base incremental pelo órgão regulador, a distribuidora deve preparar um laudo de avaliação dos

²⁸ A metodologia de cálculo da base de remuneração regulatória é dada pela Aneel no Submódulo 2.3 - Base de Remuneração Regulatória do Módulo 2 dos Proret (ANEEL, 2015i).

²⁹ Sigla de *Weighted Average Cost of Capital*.

bens fixos – como, por exemplo, linhas e redes de distribuição, terrenos, edificações, obras civis e benfeitorias e subestações –, incluídos desde a última RTP₀ e aquela em curso, RTP₁. Esse laudo conterà o valor individual de cada bem, com o preço atualizado, denominado Valor Novo de Reposição (VNR).

Na próxima RTP₂, a base incremental em curso fará parte da base blindada e será calculada uma nova base incremental. No VNR estão incluídas taxas de retorno para a distribuidora para remuneração da obra em curso por meio do que se chama de juros sobre obras em andamento, aplicados para subestações, linhas e redes de distribuição.

Segundo a Aneel (2015i, p. 9), para grupos de ativos como terrenos, edificações, obras civis e benfeitorias e subestações “é aplicado um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de distribuição de energia elétrica” para definir o índice de aproveitamento de tais ativos. Para os bens da base blindada esses valores também devem ser revistos. A distribuidora deve considerar em seu planejamento o índice de aproveitamento do ativo para não correr o risco de o bem não ser remunerado adequadamente e o órgão regulador deve fiscalizar o índice de aproveitamento apresentado pela distribuidora para que o bem não seja sobrerremunerado para a distribuidora em detrimento dos consumidores.

Existe, ainda, a possibilidade de a Aneel realizar uma “comparação de ativos entre concessionárias” como forma de estabelecer os “ajustes nos valores a serem considerados na formação da base de remuneração de valores para a RTP, que serão determinados pelo banco de preços da concessionária³⁰” (ANEEL, 2015i, p. 15).

³⁰ Esse procedimento é possível, pois a Aneel faz um banco de preços com valores das distribuidoras e estas, também, fazem sua própria contabilização. A Aneel, então, compara os valores levantados por ela com os das distribuidoras.

A Remuneração do Capital (RC) é obtida pelo produto entre os “investimentos reconhecidos pela Aneel ainda não depreciados” (ANEEL, 2013a, p. 11), chamados de base de remuneração líquida, e a taxa de remuneração da distribuidora, o custo médio ponderado do capital (WACC)³¹.

Para os cálculos tarifários, a base de remuneração regulatória é fiscalizada e validada pela Aneel. Devido às não conformidades encontradas entre as informações, por exemplo, do laudo da base, dos ativos verificados em campo durante a fiscalização e do índice de aproveitamento, nem sempre todos os itens da base incremental são reconhecidos na tarifa podendo provocar um impacto negativo na remuneração dos investimentos da distribuidora e positivo para o consumidor com um menor aumento da tarifa.

Tabela 3.4: Resultado do custo médio ponderado de capital – WACC – 2015

WACC real antes dos impostos	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa
Grupo (a)	Isento	9,97%
Grupo (b)	15,25%	10,77%
Grupo (c)	24%	11,45%
Grupo (d)	34%	12,26%

(a) concessionárias isentas de impostos sobre a renda

(b) concessionárias enquadradas na área de atuação Sudene/Sudam

(c) concessionárias com lucro regulatório inferior a R\$240.000

(d) todas as demais

Fonte: Aneel (2015j, p. 8)

³¹ Mais detalhes sobre o cálculo da Remuneração do Capital (RC) podem ser obtidos no Submódulo 2.1 - Procedimentos Gerais do Módulo 2 dos Proret (ANEEL, 2015a).

A taxa de remuneração (WACC), já descontados os impostos que vigoram entre março de 2015 e dezembro de 2017, é de 8,09%, estabelecida por meio de procedimento de cálculo e considerando uma relação entre capital de terceiros e capital próprio de 48,76% (ANEEL, 2015j). Nos resultados finais para a aplicação tarifária nesse período, considera-se o resultado do WACC sem descontar os impostos conforme a Tabela 3.4.

Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

Com o objetivo de restaurar os ativos, a Quota de Reintegração Regulatória (QRR) “considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados” (ANEEL, 2015a, p. 6). É o produto entre a taxa de depreciação média e a base de remuneração bruta, conforme a Equação 3.12.

Equação 3.12

$$\mathbf{QRR = BRRb \cdot \delta}$$

Onde:

QRR é a Quota de Reintegração Regulatória

BRRb é a Base de Remuneração Regulatória bruta

δ é a taxa média de depreciação das instalações

Fonte: Aneel (2015a, p. 6)

Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI), de acordo com a Aneel (2015a, p. 7), “refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em *hardware*, *software*, veículos e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo”.

A Base de Anuidade Regulatória (BAR), ou seja, os ativos não elétricos, é calculada a partir do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), com base nos laudos das distribuidoras. Atualmente, esse valor corresponde a 2,7% do AIS, valor utilizado para todas as distribuidoras, independente de seus gastos reais (ANEEL, 2015i).

Para o cálculo do CAIMI é considerada a remuneração de 50% do valor do WACC aplicada sobre cada Base de Anuidade Regulatória (BAR) e somadas ao final (ANEEL, 2015a).

A base de anuidade regulatória é composta e segregada em três grupos de ativos: aluguéis, veículos e sistemas. De acordo com a Aneel (2015i, p. 29), esses ativos “não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração” e, sim, “determinados como uma relação do AIS”:

Aluguéis (BAR_A): “montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo” (ANEEL, 2015i, p. 30). “Inclui os edifícios administrativos, gerências regionais, almoxarifados e/ou depósitos, estacionamento de veículos, além de todo mobiliário de escritórios, equipamentos de oficina e laboratórios” (ANEEL, 2015i, p. 29);

Veículos (BAR_V): “montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos” (ANEEL, 2015i, p. 30). “Inclui todos os veículos para uso administrativo e de operação, exceto aqueles utilizados em obras de construção” (ANEEL, 2015i, p. 29);

Sistemas (BAR_I): “montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática” (ANEEL, 2015i, p. 30). “Inclui toda a infraestrutura de

hardware e *software* de sistemas corporativos como GIS, SCADA, Gestão da Distribuição, Gestão Comercial, Gestão Empresarial e Sistemas Centrais, Teleatendimento, além de micro-computadores” (ANEEL, 2015i, p. 29).

Para realizar essa segregação dos ativos foi utilizada como base a “média verificada de todas as empresas” para cada grupo: alugueis (BAR_A): 45%, veículos (BAR_V): 12% e sistemas (BAR_I): 43% (ANEEL, 2015i, p. 29).

Portanto, a Remuneração do Capital (RC), a Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e o Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI) somados representam o Custo Anual de Ativos (CAA), um dos componentes da Parcela B.

Outras Receitas (OR)

As Outras Receitas (OR) são divididas pela Aneel (2016j, p. 3) em dois grupos: o primeiro deles é composto pelas “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, como as receitas dos serviços cobráveis; e o segundo, pelas “receitas de outras atividades empresariais”, as atividades acessórias. A Tabela 3.5 mostra o compartilhamento de serviços cobráveis e atividades acessórias.

Segundo definição da Aneel (2016j, p. 3), as OR inerentes ao serviço de distribuição “são receitas não tarifárias provenientes de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica”. As atividades acessórias, por sua vez, “são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão ou permissão, exercida por sua conta e risco” (2016j, p. 3). Elas são separadas em dois subgrupos: atividades acessórias próprias - “são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização” (2016j, p. 3); e atividades acessórias complementares -

“aquelas que se caracterizam como atividade não regulada, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica”, além de poderem ser prestadas “tanto pela distribuidora quanto por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação da defesa da concorrência” (2016j, p. 3).

Tabela 3.5: Compartilhamento de serviços cobráveis e atividades acessórias

Natureza	Descrição das atividades	Compartilhamento
Atividade inerente ao serviço	Serviços Cobráveis	60%
Atividades acessórias próprias	Arrecadação de convênios ou valores pela fatura	60%
	Arrecadação de faturas de terceiros por estrutura própria	60%
	Veiculação de publicidade	60%
	Aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos	60%
	Compartilhamento de infraestrutura	60%
Atividades acessórias complementares	Serviços de avaliação técnica e aferição de medidores.	60%
	Operacionalização de serviço de créditos tributários	60%
	Elaboração de projeto, construção, operação, manutenção ou reforma de:	
	(1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras;	60%
	(2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão	60%
	(3) subestações de energia	60%
	(4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras;	60%
	(5) banco de capacitores;	60%
	(6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão;	60%
	(7) sistemas de medição de energia elétrica;	60%
	(8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída;	30%
	(9) sistemas de iluminação pública.	60%
	(10) Eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei.	30%
(11) Serviços de comunicação de dados (incluindo PLC);	30%	
(12) Serviços de consultoria;	60%	
	(13) Comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL, com comprovação de destinação de recursos para as regiões N, NE e CO; e	30%
	(14) Comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL, sem comprovação de destinação de recursos para as regiões N, NE e CO.	50%

Fonte: Aneel (2016j, p. 7-8)

A Aneel determina que as outras receitas deverão ser descontadas da Parcela B com base no “percentual de captura de cada tipo de receita dessas atividades” (2016j, p. 4). Eis um

exemplo de percentual fornecido pela Aneel nos Proret (2016j, p. 5) para serviços cobráveis:

O compartilhamento das receitas decorrentes das atividades acessórias próprias será de 60% da receita bruta, ou seja, um percentual de 40% será atribuído à concessionária, com fins de estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica.

É essa parcela que será deduzida do valor da Parcela B para modicidade tarifária.

Fator X

O principal objetivo do Fator X, de acordo com a Aneel (2015k, p. 3), é assegurar que “o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reposicionamentos tarifários subsequentes”, o que acontece “por meio da transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica”³². Essa transferência, que compartilha os ganhos da distribuidora com os consumidores, ajuda, portanto, a garantir o controle dos preços da tarifa e a manter o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras estabelecido na Revisão Tarifária Periódica (RTP) e nos Reajustes Tarifários Anuais (RTAs) subsequentes.

Além disso, segundo a Aneel (2015k, p. 3), essa abordagem “agrega ao Fator X mecanismo de incentivo à melhoria da

³² A metodologia de cálculo do Fator X é estabelecida pelo Submódulo 2.5 - Fator X do Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) (ANEEL, 2015k).

qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor” e introduz “um componente que busca estabelecer a transição gradativa dos custos operacionais da concessionária em direção aos seus custos eficientes”.

Na RTP, são utilizadas técnicas de análise comparativa para definir custos eficientes que podem ser totalmente repassados para as tarifas ou podem ser definidas metas ou referências a serem atingidas ao longo do tempo por meio do Fator X. Definem-se os níveis que devem ser alcançados pela empresa e, se atingidos, há redução do Fator X e eventuais ganhos na tarifa. Caso não sejam alcançados, o Fator X sofre um aumento e as tarifas podem cair.

O cálculo do Fator X é realizado pela soma de três componentes, relacionadas à produtividade, à qualidade e aos custos operacionais, conforme demonstrado na Equação 3.13.

Equação 3.13

$$\mathbf{Fator\ X = Pd + Q + T}$$

Onde:

Pd são os ganhos de produtividade da atividade de distribuição

Q é a qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor

T é a trajetória de custos operacionais

Fonte: Aneel (2015k, p. 3)

Os valores dos componentes Pd e T são definidos na revisão tarifária e repetidos nos reajustes anuais subsequentes. Já o valor do componente Q é apurado em cada reajuste a partir dos indicadores de qualidade técnica e comercial.

Por exemplo, na revisão tarifária da distribuidora Elektro de 2015, estabeleceram-se os valores de Pd (1,28%) e T (1,38%) para serem repetidos nos reajustes subsequentes

(ANEEL, 2015g, p. 36). Já o componente Q foi apurado no primeiro reajuste tarifário (2014), sendo de -0,13% (ANEEL, 2016h, p. 19). Logo, o Fator X neste reajuste, sendo a somatória desses três componentes, foi de 2,53%.

Cada componente é apresentado nos itens seguintes.

Ganhos de produtividade (Pd e Pm)

“O componente Pd consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado”, de acordo com a Aneel (2015k, p. 3), e é “ajustado pela variação observada do mercado e das unidades consumidoras, pois esses são fatores que afetam os ganhos de produtividade das distribuidoras”.

A metodologia de cálculo do componente Pd é definida no momento da Revisão Tarifária Periódica (RTP), bem como o seu valor, que será repetido nos Reajustes Tarifários Anuais (RTAs) subsequentes. No momento da RTP, a fórmula de cálculo da componente de produtividade, chamada de Fator de Ajuste de Mercado (Pm), é a mesma do componente Pd.

O cálculo do Pd é feito por meio de uma equação da qual fazem parte “a mediana da produtividade do segmento de distribuição” (Produtividade Total dos Fatores - PTF)³³, “o crescimento médio do mercado faturado e a variação do número de unidades consumidoras da concessionária” (ANEEL, 2015k, p. 4).

Incentivo à melhoria da qualidade (Q)

O componente Q, “inserido no contexto do Mecanismo de Incentivo - MI” da Aneel, entre outras ações, é utilizado para

³³ É obtida conforme índice de Tornqvist.

melhorar a “qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores” (ANEEL, 2015k, p. 3).

O componente Q é a ponderação de indicadores de qualidade técnica e comercial, conforme a Equação 3.14.

Equação 3.14

$$Q = 0,70. Q_{Técnico} + 0,30. Q_{Comercial}$$

Fonte: Aneel (2015k, p. 6)

Tabela 3.6: Indicadores técnicos e comerciais considerados no mecanismo de incentivo e utilizados no cálculo do componente Q do Fator X

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões		Regulamentação
			Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	
Comerciais					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	REN nº574/2012
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
Técnicos					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST

Fonte: Aneel (2015k, p. 6)

A metodologia de cálculo do MIQ é a mesma utilizada para o cálculo do componente Q do Fator X.

A Tabela 3.6 apresenta os indicadores a serem considerados para o cálculo do componente Q. De acordo com a Aneel (2015k, p. 6), “a parcela técnica do componente Q é calculada por meio dos indicadores DEC e FEC, enquanto a parcela comercial é aferida por outros cinco indicadores”, sendo estes de reclamação, satisfação e atendimento aos consumidores. A partir desses indicadores são montados os “modelos a serem aplicados para obtenção de cada parcela da qualidade” (ANEEL, 2015k, p. 8).

Trajatória dos custos operacionais (T)

A componente T, de acordo com a Aneel, é a responsável por ajustar “ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente” (ANEEL, 2015k, p. 4)³⁴.

Perdas

No cálculo da Parcela A dos custos de compra de aquisição de energia elétrica e geração própria, na Revisão Tarifária Periódica (RTP) e na Revisão Tarifária Anual (RTA), são considerados os valores regulatórios de perdas técnicas e não técnicas de energia elétrica. Esse cálculo define “o percentual que representa a melhor estimativa de perdas técnicas no momento da

³⁴ A metodologia de aplicação da componente T é descrita em detalhes no Submódulo 2.2 - Procedimentos Gerais do Módulo 2 dos Proret (ANEEL, 2015h). Um resumo da metodologia foi apresentado no item “Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)” deste livro.

revisão bem como os valores regulatórios que serão utilizados ao longo do ciclo tarifário” (ANEEL, 2015l, p. 11)³⁵.

As Perdas Técnicas (PT), de acordo com a Aneel (2015l, p. 4), são a “parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, de transformação de tensão e de medição da energia na rede da concessionária, expressa em megawatt-hora (MWh)”.

A Aneel estabelece (2015m) que as perdas técnicas regulatórias em vários segmentos do sistema elétrico devem ser calculadas com base no método do fluxo de potência (*software* OpenDSS). Por se tratar de metodologia recente, a obtenção de resultados satisfatórios com a utilização do método do fluxo de potência, e até mesmo a viabilidade ou não de seu processamento, depende da qualidade do banco de dados da distribuidora.

As informações necessárias para o cálculo das perdas na distribuição referentes “aos dados físicos (redes, transformadores, reguladores, chaves e medidores) e de energia nas unidades consumidoras e geradores, nos transformadores de potência e nos alimentadores de média tensão” são, segundo a Aneel (2015m, p. 6), “obtidas da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD”. São necessárias, ainda, as informações do Balanço de Energia, “que compreende os montantes de energia injetada e fornecida agregados para cada segmento do sistema de distribuição” (ANEEL, 2015m, p. 6), e a caracterização da carga, que é obtida a partir de uma campanha de medição.

³⁵ Os cálculos das perdas técnicas e das perdas não técnicas, utilizados nos processos de Revisão Tarifária Periódica (RTP) e Revisão Tarifária Anual (RTA), são estabelecidos pela Aneel no Submódulo 2.6 - Perdas de Energia do Módulo 2 dos Proret (ANEEL, 2015l). A metodologia de cálculo das perdas técnicas regulatórias, procedida pela Aneel, é regulamentada pelo Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist) (ANEEL, 2015m).

As informações de energia, segundo a Aneel (2015m, p. 6), “são obtidas de dados do sistema de medição das distribuidoras, de agentes supridores e da CCEE”. A apuração das perdas é realizada, ainda, com base em outros dados disponibilizados pelas distribuidoras e pode-se, também, recorrer a informações da Aneel. “A distribuidora deve apresentar avaliação das perdas por segmento, detalhando a metodologia utilizada no estudo”, acrescenta a Aneel (2015m, p. 6).

As Perdas Não Técnicas (PNT) representam “todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição etc” (ANEEL, 2015l, p. 4). A PNT, de acordo com a Aneel (2015l, p. 4), “corresponde à diferença entre as Perdas na Distribuição e as Perdas Técnicas, em megawatt-hora (MWh)”. O cálculo do percentual de perdas não técnicas é feito “pela diferença das perdas totais na distribuição e a multiplicação da energia injetada pelo percentual de perda técnica regulatória mais recente” (ANEEL, 2015l, p. 6)³⁶.

De acordo com a Aneel (2015l, p. 3), “a abordagem utilizada para a definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas é a da análise comparativa – *yardstick competition*” que “é efetuada a partir da construção de um *ranking* de complexidade das áreas de concessão, que permite aferir a eficiência de cada distribuidora no combate às perdas não técnicas”, além de definir uma meta para tais perdas “que se trata de um nível de referência para as perdas não técnicas de uma área de concessão específica”.

³⁶ As regras de cálculo do percentual regulatório das perdas não técnicas são descritas no Submódulo 2.6 - Perdas de Energia do Módulo 2 dos Proret (ANEEL, 2015l).

Estabelecida a referência, se os níveis regulatórios atuais ultrapassarem a meta de perdas não técnicas “são definidas trajetórias de redução dos níveis regulatórios com o objetivo de alcançar as metas em certo período”; além disso, tais “trajetórias não podem superar os limites definidos pela Aneel” (ANEEL, 2015l, p. 3).

Segundo a Aneel (2015l, p. 8), o “potencial de redução de perdas não técnicas é definido pelos *benchmarks* de cada concessionária” os quais “possuem menor índice de perdas não técnicas atuando em áreas de concessão comparáveis sob o ponto de vista de complexidade socioeconômica”.

As informações sobre o combate às perdas não técnicas são enviadas pelas distribuidoras à Aneel por meio de um relatório. A Aneel verifica tais perdas por meio do valor obtido “pela diferença entre as perdas totais realizadas no ano civil e as perdas técnicas regulatórias” (ANEEL, 2015l, p. 12). No caso de distribuidoras que apresentam níveis de perdas muito baixos, “o processo de apuração das perdas não técnicas pode resultar em valores negativos” e, portanto, “a perda não técnica será considerada igual a zero, ou seja, as perdas na distribuição serão iguais às perdas técnicas” (ANEEL, 2015l, p. 12).

Considerações finais

Este capítulo permite ao leitor compreender a complexidade do cálculo da tarifa de eletricidade brasileira. O capítulo mostrou a estrutura e a composição da tarifa e, por meio de equações, como seus principais itens são calculados. Essa análise permitirá ao leitor compreender, com base no conteúdo dos próximos capítulos, como e por quê a eficiência energética e a geração distribuída irão afetar a tarifa de eletricidade.

Publicações como resoluções, notas técnicas e procedimentos, como os da Aneel, que embasaram todo este capítulo,

demonstram os mecanismos que interferem nessa complexidade para o cálculo da tarifa. Será necessária, portanto, uma alteração na regulação brasileira sobre o setor energético para transformar o funcionamento do setor elétrico e o procedimento de cálculo da tarifa para incorporar as mudanças que a eficiência energética e a geração distribuída trarão ao setor.

Essa também será a base para compreender as propostas de modelos de negócio para as distribuidoras que serão apresentadas nos próximos capítulos, as quais permitirão a manutenção da receita e evitarão que possíveis custos sejam repassados para as tarifas dos consumidores.

A eficiência energética é o tema do próximo capítulo, no qual serão apresentados e analisados os principais programas governamentais que estimulam ações nessa área, além de modelos de negócio para promover essa prática.

Referências e sugestões de leitura

ANEEL. **Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004.** Brasília, DF, 2004.

____. **Nota Técnica nº 452/2013-SRE/ANEEL, de 14 de outubro de 2013.** Brasília, DF, 2013a.

____. **Resolução Normativa nº 559, de 27 de junho de 2013.** Brasília, DF, 2013b.

____. **Nota Técnica nº 105/2014-SRE/ANEEL, de 04 de abril de 2014.** Brasília, DF, 2014a.

____. **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 3 - Submódulo 3.2 - Custos de Aquisição de Energia.** Brasília, DF, 2014b.

____. **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 3 - Submódulo 3.3 - Custos de Transmissão.** Brasília, DF, 2014c.

____. **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 2 - Submódulo 2.8 - Geração Própria de Energia.** Brasília, DF, 2014d.

____. **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 3 - Submódulo 3.4 - Encargos Setoriais.** Brasília, DF, 2014e.

____. **Nota Técnica nº 401/2014-SRE/ANEEL, de 3 de dezembro de 2014.** Brasília, DF, 2014f.

____. **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 2 - Submódulo 2.1 - Procedimentos Gerais.** Brasília, DF, 2015a.

____. **Receita Anual de Geração.** 2015b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/metodologia-geracao/-/asset_publisher/vazcCCov1xct/content/receita-anual-de-geracao/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 29 ago. 2017.

____. **Cota de Garantia Física.** 2015c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/metodologia-geracao/-/asset_publisher/vazcCCov1xct/content/contratos-de-cota-de-garantia-fisica-ccgf/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 29 ago. 2017.

____. **Receita Anual Permitida.** 2015d. Disponível

em: <http://www.aneel.gov.br/metodologia-transmissao/-/asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/receita-anual-permitida-rap/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 4 set. 2017.

____. **Tarifa de Uso da Transmissão**. 2015e. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/metodologia-transmissao/-/asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/tarifas-de-uso-do-sistema-de-transmissao-tust/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 7 ago. 2017.

____. **Nota Técnica nº 168/2015-SGT/ANEEL, de 26 de junho de 2015**. Brasília, DF, 2015f.

____. **Nota Técnica nº 219/2015-SGT/ANEEL, de 19 de agosto de 2015**. Brasília, DF, 2015g.

____. **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 2 - Submódulo 2.2 - Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis**. Brasília, DF, 2015h.

____. **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 2 - Submódulo 2.3 - Base de Remuneração Regulatória**. Brasília, DF, 2015i.

____. **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 2 - Submódulo 2.4 - Custo de Capital**. Brasília, DF, 2015j.

____. **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 2 - Submódulo 2.5 - Fator X**. Brasília, DF, 2015k.

____. **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 2 - Submódulo 2.6 - Perdas de Energia**. Brasília, DF, 2015l.

____. **Prodíst - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição**. Brasília, DF, 2015m. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-7>>. Acesso em: 1 jan. 2016.

____. **Nota Técnica nº 35/2015-SGT/ANEEL, de 26 de fevereiro de 2015**. Brasília, DF, 2015n. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/007/resultado/ntecnica_35-2015_-_rte.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2017.

____. **Nota Técnica nº 29/2015-SGT/ANEEL, de 5 de fevereiro de 2015.** Brasília, DF, 2015o. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/007/documento/nt29__rte_simplificada.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2017.

____. **Resolução Normativa nº 666, de 23 de junho de 2015.** Brasília, DF, 2015p.

____. **Como é composta a tarifa.** 2016a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 11 jul. 2017.

____. **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária.** 2016b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 13 set. 2017.

____. **Revisão Tarifária Periódica.** 2016c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyjoy/content/revisao-tarifaria/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 4 jan. 2017.

____. **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 3 - Submódulo 3.1 - Procedimentos Gerais.** Brasília, DF, 2016d.

____. **Voto - Processo: 48500.005454/2016-38.** Brasília, DF, 2016e. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_area/arquivos/48500.005454-2016-38.pdf>. Acesso em: 30 ago. 2017.

____. **Encargo de Conexão.** 2016f. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/metodologia-transmissao/-/asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/encargo-de-conexao-ao-sistema-de-transmissao/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 4 set. 2017.

____. **Entenda a Parcela A.** 2016g. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyjoy/content/parcela-a/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 20 set. 2017.

____. **Nota Técnica nº 279/2016-SGT/ANEEL, de 18 de agosto de 2016.** Brasília, DF, 2016h.

____. **Base de Remuneração.** 2016i. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/base-de-remuneracao-regulatoria/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 9 out. 2017.

_____. **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 2 - Submódulo 2.7 - Outras Receitas**. Brasília, DF, 2016j.

_____. **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 7 - Submódulo 7.1 - Procedimentos Gerais - Versão 2.4**. Brasília, DF, 2017a.

_____. **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 7 - Submódulo 7.2 - Tarifas de Referência - Versão 2.2**. Brasília, DF, 2017b.

CPFL; GESEL. **Panorama e Análise Comparativa da Tarifa de Energia Elétrica do Brasil com Tarifas Praticadas em Países Selecionados, Considerando a Influência do Modelo Institucional Vigente**. Rio de Janeiro, 2015.

FILHO, J. B. S. A. **Regulação e reforma da indústria de eletricidade**. Cidade do Panamá, 2010. Disponível em: <http://www.asep.gob.pa/electric/Anexos/GESEL_3.ppt>. Acesso em: 31. out. 2017.

FUGIMOTO, S. K. **Estrutura de tarifas de energia elétrica - análise crítica e proposições metodológicas**. 2010. 195 f. Tese (Doutorado em Engenharia). Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. **Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico**. Rio de Janeiro: BNDES, 1998.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia Editora; Brasília, DF: EPE, 2011.

4. Eficiência energética

Introdução

A eficiência energética é um elemento fundamental para o desenvolvimento sustentável. A oferta de energia limpa e renovável deve ser promovida, ao mesmo tempo que seu uso racional. Por esse motivo, este trabalho vincula a geração de energia renovável, distribuída ou não, e o uso eficiente de energia para que os impactos positivos sejam otimizados.

A fim de contextualizar e informar sobre a questão, este capítulo aborda as principais ações de eficiência energética no Brasil e a eficácia dos programas desenvolvidos. O arcabouço legal contempla o Programa Brasileiro de Etiquetagem, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (mais conhecido como Procel), a Lei de Eficiência Energética e medidas governamentais recentes na área.

Na década de 80, ideias pioneiras que destacavam o papel da eficiência energética como elemento importante para o desenvolvimento sustentável foram divulgadas após a publicação de livros como *Energy for a Sustainable World - Energia para um Mundo Sustentável*, em tradução livre (GOLDEMBERG et al., 1988) e outros trabalhos anteriores (por exemplo, GOLDEMBERG et al., 1985).

Embora a eficiência energética tenha sido inserida no discurso oficial desde então, com a criação do Procel no Brasil – e de diversos instrumentos, mecanismos de fomento e mesmo leis de apoio à eficiência energética –, essas ações têm sido demasiadamente fragmentadas e com poucos impactos no planejamento de longo prazo do sistema energético brasileiro. O planejamento energético ainda continua sendo essencialmente um planejamento de expansão da oferta.

Este capítulo realiza, portanto, também uma análise das políticas e ações brasileiras para a eficiência energética. É notória a excessiva centralização e ao mesmo tempo pouca capacidade de articulação, pelo governo federal, das políticas públicas, do planejamento e da regulação do setor energético brasileiro, fator que inibe a atuação dos governos estaduais na área de eficiência energética.

São indicados, também, modelos de negócio que promovem a eficiência energética em três âmbitos: na operação do sistema, como um recurso de capacidade e aprimoramento do desempenho de mercado; na geração, destacando, por exemplo, os créditos de eficiência energética (ou certificados brancos) para cumprir as obrigações de desempenho energético; e na carga, por meio de contratos de desempenho de economia de energia, serviços de eficiência energética e vendas de equipamentos. Destaca-se, nesse contexto, a atuação das Empresas de Serviços de Conservação de Energia (Escos), para as quais também são apresentados modelos de negócio específicos.

Como já foi afirmado nos capítulos anteriores, o crescimento da eficiência energética também impactará na receita das concessionárias de distribuição e, por essa razão, a sua promoção pelas mesmas não é realizada de forma satisfatória e encontra barreiras. Por meio de uma Esco, por exemplo, a empresa controladora de uma concessionária de distribuição poderá se beneficiar dos modelos de negócio abordados neste trabalho.

O principal agente do segmento de distribuição, portanto, não mais venderá só um produto (kWh), mas, também soluções e serviços energéticos. No Brasil, algumas empresas controladoras de concessionárias distribuidoras já atuam por meio de suas Escos e oferecem serviços e projetos, tanto de eficiência energética quanto de geração distribuída. Entretanto, mudanças regulatórias são necessárias para ampliar, além do

mínimo requerido hoje pela legislação, a atuação direta das concessionárias de distribuição nessa área e evitar que os custos resultantes da redução da receita ocasionada pelos ganhos de eficiência energética sejam repassados para os consumidores.

A matemática do impacto da EE sobre a tarifa

A grosso modo, a tarifa média de energia elétrica de uma concessionária distribuidora é calculada como o quociente entre a Receita Requerida (RR) pela distribuidora para cobrir todos os seus custos, incluindo o pagamento de impostos e encargos, e obter seu lucro e o Volume de Energia distribuído (VE). Separando o custo total em seus Componentes Variável (CV) e Fixo (CF), tem-se que a tarifa média de energia elétrica (TE) pode ser calculada pela equação (3.1):

$$TE = \frac{CV}{VE} + \frac{CF}{VE} \quad (3.1)$$

Considerando que o custo da energia elétrica que a Eficiência Energética (EE) desloca é igual a CED, que o custo das ações de EE transferidos para a tarifa é igual a CEE e que o Volume de Energia Conservado é VEC, o novo valor da tarifa é obtido aplicando-se a equação (3.2):

$$TE_{EE} = \frac{CV - CED + CEE}{VE - VEC} + \frac{CF}{VE - VEC} \quad (3.2)$$

A variação da tarifa (DT) corresponde à diferença entre os resultados das equações (3.1) e (3.2), ou seja, $DT = TE_{EE} - TE$. Essa mudança na tarifa também pode ser representada pela soma das mudanças nos custos variáveis (DCV) e nos custos fixos (DCF), ou seja, $DT = DCV + DCF$, onde:

$$DCV = \frac{CV - CED + CEE}{VE - VEC} - \frac{CV}{VE} \quad (3.3)$$

$$DCF = \frac{CF}{VE - VEC} - \frac{CF}{VE} \quad (3.4)$$

DCF é sempre positivo. Quando CED é maior que $CV + CEE$, DCV é negativo. Caso contrário, é positivo. Portanto, a tarifa só diminui quando CED for grande o suficiente para que DCV seja maior ou igual a DCF. Em todos os outros casos a tarifa aumenta.

Arcabouço legal e ações para eficiência energética

A seguir são descritos os principais programas brasileiros de incentivo à eficiência energética e o arcabouço legal existente para promovê-la.

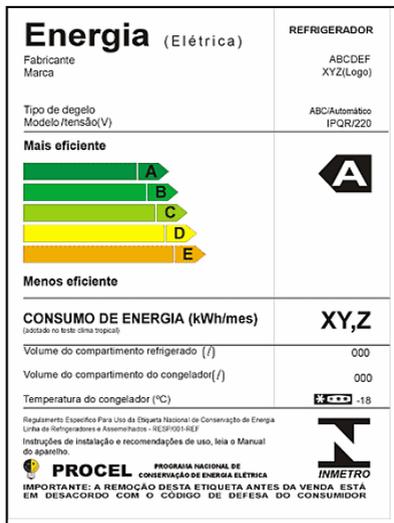
O Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE)

Uma iniciativa conjunta dos Ministérios da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (MDIC) e de Minas e Energia (MME) criou o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) em 1984. A coordenação do programa ficou sob a responsabilidade do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro).

O principal objetivo do programa é informar o desempenho energético de equipamentos, veículos leves e edificações, para que os consumidores desses produtos levem em conta esse indicador em suas decisões de compra. Essa informação é transmitida por meio da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (Ence) com cinco faixas de consumo energético específico e indicação da faixa que se aplica ao produto em questão. A Figura 4.1 mostra exemplos genéricos de etiquetas de desempenho energético de equipamentos, veículos e edificações.

A faixa A é a de menor consumo energético específico, seguida pelas faixas B, C, D e E, nessa sequência. A etiqueta dos veículos leves contempla o desempenho energético na cidade e na estrada e uma avaliação energética geral do veículo. A etiqueta das edificações apresenta o desempenho energético da envoltória, da iluminação e do sistema de condicionamento de ar, além de uma ponderação entre esses três indicadores, que provê uma classificação geral do edifício.

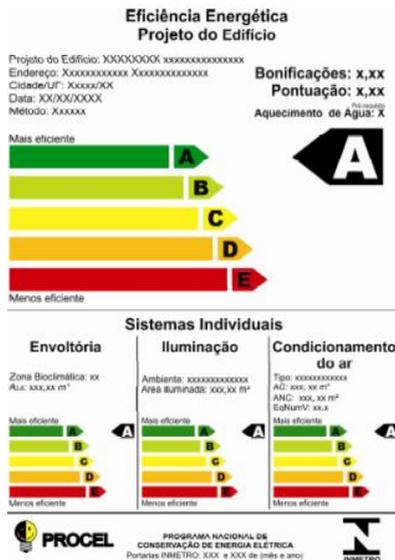
Figura 4.1: Tipologia das etiquetas de desempenho energético de equipamentos, veículos e edificações



(a) Equipamento elétrico



(b) Veículo



(c) Edificação

Fonte: Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE)

No programa há etiquetagens voluntárias e outras que são compulsórias. Em geral, para uma dada família de produtos, se inicia com a etiquetagem voluntária e se evolui, eventualmente, para a etiquetagem compulsória. Diversos fabricantes de equipamentos têm considerado a etiquetagem compulsória como uma eficaz barreira técnica contra a entrada, ou a permanência no mercado, de produtos de baixa qualidade, nacionais ou importados.

Leonelli (2016) apresenta os seguintes benefícios decorrentes desse programa, após mais de três décadas de vigência: 31 famílias de produtos etiquetados, das quais 24 foram etiquetadas compulsoriamente; estimativa de R\$ 23 bilhões de economia, desde 2006, pelo estímulo à substituição de lâmpadas de baixa eficiência; refrigeradores e aparelhos de ar condicionado

proporcionaram, desde 2000, uma economia calculada em R\$ 6 bilhões.

Essas estimativas de economia são uma consequência da integração do PBE com os Selos de Eficiência Energética do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) e do Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (Conpet) e com a Lei de Eficiência Energética, que são apresentados nas seções a seguir.

Um grande desafio do PBE é atualizar periodicamente os níveis de eficiência energética para oferecer, de forma permanente, estímulos à evolução tecnológica dos equipamentos, veículos e edifícios etiquetados. Hoje isso não tem ocorrido. Um exemplo são os refrigeradores e os aparelhos de ar condicionado, entre os quais a maioria dos equipamentos já se encontra nas faixas superiores de desempenho. Outro desafio é ampliar o escopo dos produtos etiquetados. Com exceção dos motores elétricos, veículos leves e edificações, a etiquetagem está limitada a equipamentos de uso doméstico ou comercial. Ainda não foram contemplados diversos equipamentos de uso geral na indústria e veículos pesados de transporte de cargas e passageiros (LEONELLI, 2016).

Uma forma criativa de promover a eficiência energética utilizando as etiquetas do PBE é reduzir os impostos dos produtos que consomem menos energia em relação àqueles mais ineficientes, podendo-se, inclusive, aumentar as alíquotas destes últimos. Pela primeira vez no Brasil, esse tipo de ação (redução no IPI) foi inserida, em 2012, no atual marco de fomento à indústria automobilística nacional (programa Inovar-Auto¹).

¹ O Programa de Incentivo à Inovação Tecnológica e Adensamento da Cadeia Produtiva de Veículos Automotores (Inovar-Auto) é o regime automotivo do governo brasileiro que objetiva criar condições de competitividade e incentivar as empresas a fabricar carros mais econômicos e mais seguros, além de

O Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel)

O Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) foi criado em 1985 com os objetivos de combater os desperdícios e promover o uso eficiente da energia elétrica em todos os setores de consumo.

Trata-se de um programa do Ministério de Minas e Energia (MME) coordenado e gerido com recursos técnicos e administrativos de dois departamentos da Eletrobras.

Os subprogramas que compõem o Procel estão indicados a seguir:

- Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética (Procel Info);
- Eficiência Energética em Edificações (Procel Edifica);
- Eficiência Energética em Equipamentos (Procel Seló);
- Eficiência Energética Industrial (Procel Indústria);
- Eficiência Energética no Saneamento Ambiental (Procel Sanear);
- Eficiência Energética nos Prédios Públicos (Procel EPP);
- Gestão Energética Municipal (Procel GEM);
- Informação e Cidadania (Procel Educação); e

investir na cadeia de fornecedores e em engenharia, tecnologia industrial básica, pesquisa e desenvolvimento e capacitação de fornecedores. Criado pelo Decreto nº 7.819/12, tem validade para o período 2013-2017. Os incentivos tributários do regime estão condicionados a iniciativas de melhoria tecnológica, segurança e eficiência energética. Há um benefício para as montadoras no que se refere aos créditos presumidos do IPI, de acordo com o nível de eficiência energética dos veículos produzidos ou comercializados no Brasil. Em compensação, as montadoras se comprometem a investir em P&D, promovendo inovações na melhoria da tecnologia embarcada.

- Eficiência Energética na Iluminação Pública e Sinalização Semafórica (Procel Reluz)

Os subprogramas Procel Selo e Procel Edifica são desenvolvidos em conjunto com o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE).

Os Selos Procel são concedidos para os melhores produtos, em termos de desempenho energético, da categoria A das diversas famílias de equipamentos elétricos etiquetados pelo PBE.

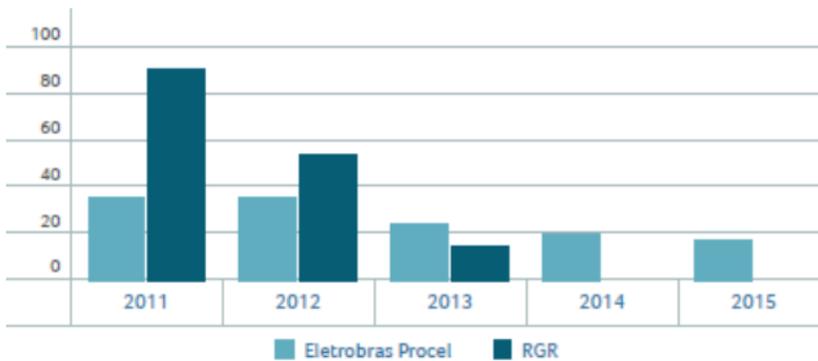
O subprograma Procel Edifica, desenvolvido em conjunto com o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro), envolve a etiquetagem de edificações novas e existentes. Os itens avaliados são a envoltória da edificação, a sua iluminação e o seu sistema de condicionamento de ar. As edificações do subprograma são classificadas como comerciais, de serviço e públicas (RTQ-C) e residenciais (RTQ-R). O Procel Edifica desenvolveu manuais que orientam os consumidores com medidas que propiciam ganhos de eficiência energética nesses tipos de edificações, melhorando a sua classificação nas etiquetas de desempenho energético.

Segundo Leonelli (2016), o programa investiu R\$ 2,7 bilhões em eficiência energética no Brasil até 2015, gerando uma redução do consumo de eletricidade estimada em 92,2 TWh (terawatts-hora), desde 1986 até 2015. A economia de energia elétrica em 2015 devido a ações do Procel foi calculada em 11,68 TWh. Aproximadamente 95% dessa economia foi decorrente da existência das etiquetas de desempenho energético e do Selo Procel e correspondeu a 2,5% do consumo de energia elétrica do Brasil naquele ano (ELETROBRAS, 2016).

Os recursos financeiros que têm sustentado o Procel vêm da própria Eletrobras, por meio do custeio dos dois departamentos da empresa que gerem o programa, e da Reserva Global

de Reversão (RGR) do setor elétrico brasileiro. Conforme ilustrado na Figura 4.2, essas duas fontes têm diminuído desde 2011 e a parcela proveniente da RGR deixou de existir a partir de 2014.

Figura 4.2: Evolução, de 2011 a 2015, dos recursos do Fundo Global de Reversão (RGR) e da Eletrobras investidos no Procel, em milhões de reais



Fonte: Eletrobras (2016)

A Lei nº 13.280, promulgada em 2016, destina 20% dos recursos do Programa de Eficiência Energética (PEE) das empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), para financiamento do Procel.

O quadro institucional atual é bem diferente daquele em que o Procel e o Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (Conpet) foram concebidos. Ambos os programas, sobretudo o Procel, têm sido importantes na formação de pessoal e na divulgação de informações voltadas para economias de energia.

A vinculação a empresas, como a Eletrobras e a Petrobras, tem apresentado dificuldades relacionadas especialmente com a instabilidade de recursos financeiros e humanos. Além

disso, há impasses com relação à necessidade de articulação com outros setores e empresas, inclusive potenciais concorrentes dessas duas, indicando possíveis situações de conflitos de interesses.

Esses dois programas realizam uma abordagem desatualizada da área de eficiência energética, na medida em que atuam de uma forma estanque nos setores de energia elétrica e de petróleo e gás. Além disso, não incorporam em suas ações elementos da política ambiental e de mudanças climáticas do país.

A Lei de Eficiência Energética

Durante o racionamento de energia elétrica de 2000/2001 foi instituída a Lei nº 10.295/01, conhecida como Lei de Eficiência Energética, cujo objetivo é estabelecer os níveis mínimos de eficiência energética, ou máximos de consumo, de equipamentos que utilizam energia elétrica, incluindo veículos e edificações.

O Decreto 4.059/2001 criou o Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética (CGIEE), presidido pelo Ministério de Minas e Energia (MME). O comitê foi definido como sendo composto pelo então Ministério da Ciência e Tecnologia – hoje Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC) –, pelo Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC) – hoje Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços –, pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), pelo Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (Conpet), além de representantes da academia e da sociedade civil.

O objetivo do CGIEE é definir e atualizar os níveis descritos pela Lei de Eficiência Energética para tipos de equipamentos e edifícios selecionados, após um processo de consulta pública. Desde sua criação, o Comitê definiu os níveis mínimos de eficiência energética para nove tipos de equipamentos, conforme ilustrado na Figura 4.3.

Figura 4.3: Equipamentos regulamentados pelo CGIEE de 2002 a 2014



Fonte: Ministério de Minas e Energia (MME, 2014)

Leonelli (2016) destaca a articulação do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) com os Selos de Eficiência Energética – Procel e Conpet – e com a Lei de Eficiência Energética. O PBE provê a base técnica necessária para uma avaliação do desempenho energético de cada equipamento. Essa base de dados possibilita destacar os melhores de cada categoria, que recebem distinções concedidas pelos selos, estimulando fabricantes e consumidores. No patamar inferior da eficiência, impõe-se níveis mínimos de eficiência energética, banindo do mercado os

produtos considerados ineficientes. Essa estratégia, que combina mecanismos de estímulo e compulsoriedade, tem se mostrado eficaz e responde por praticamente a totalidade dos resultados mensuráveis de eficiência energética obtidos pelo Procel e pelo Conpet.

Em muitos países, os índices mínimos de eficiência energética são mecanismos de políticas públicas que eliminam equipamentos ineficientes do mercado e estão dentre as opções que mais resultados efetivos vêm apresentando em termos de ganhos de economia de energia e de transformação dos mercados. É importante, portanto, ampliar a quantidade de equipamentos enquadrados na Lei de Eficiência Energética.

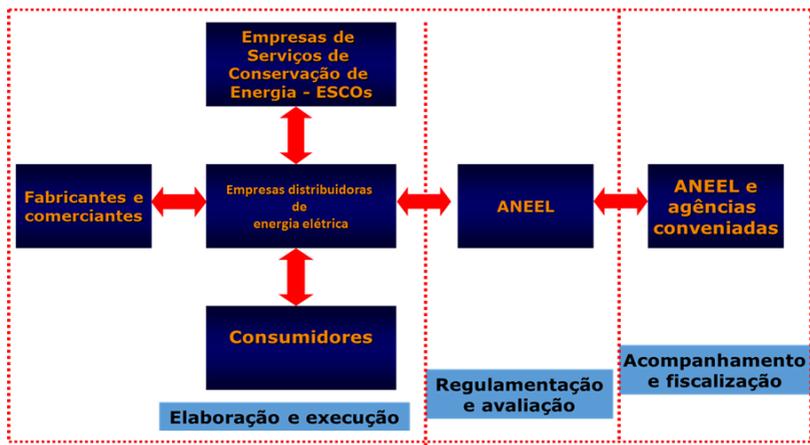
O Programa de Eficiência Energética (PEE) regulado pela Aneel

Com o advento da privatização de empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, a partir de 1995, o governo federal considerou estratégico assegurar que parte da receita dessas empresas fosse investida em ações de eficiência energética e em projetos de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. Assim, por meio da Lei nº 9.991/2000, ficou estabelecido que 1% das receitas operacionais líquidas das empresas distribuidoras fosse aplicado nessas atividades, sendo a metade em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica, constituindo o Programa de Eficiência Energética (PEE) dessas empresas, regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) (JANNUZZI, 2005). Desde então, várias alterações foram feitas na lei, bem como nos instrumentos específicos que regulamentam a aplicação dos recursos.

A Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, estabeleceu que 60% dos recursos de cada PEE devem ser gastos com famílias de baixa renda. Essa imposição aumentou o custo médio da

energia economizada. Por isso, esse condicionante foi abolido por meio da Lei 13.280, de 3 de maio de 2016; esta mesma lei determinou que 20% dos recursos dos PEEs sejam transferidos para o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel).

Figura 4.4: Instituições envolvidas na realização dos projetos dos PEEs das empresas concessionárias distribuidoras



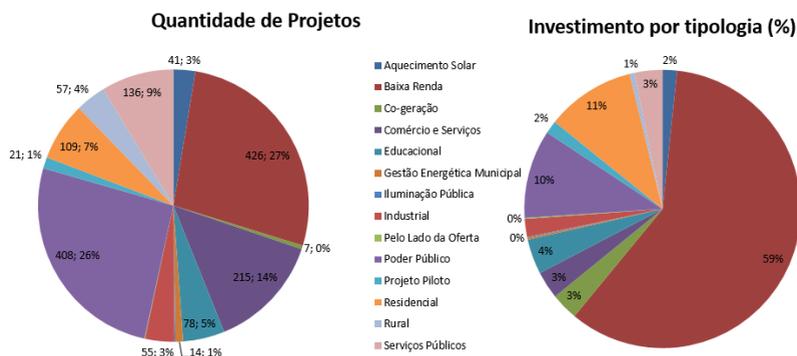
Fonte: Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (SPE)/Aneel

Conforme ilustrado na Figura 4.4, a elaboração e a execução dos PEEs são realizadas pelas empresas distribuidoras de energia elétrica em instalações de seus consumidores. Quando essas instalações são de empresas com fins lucrativos, são assinados contratos de desempenho entre estas empresas e Empresas de Serviços de Conservação de Energia (Escos). Eventualmente esses contratos envolvem o financiamento de fabricantes ou comerciantes de equipamentos, utilizando recursos dos programas que retornam para estes após a sua amortização; não há incidência de juros, só de correção monetária. O custeio de

ações visando ganhos de eficiência energética em instalações residenciais ou em instalações de instituições sem fins lucrativos não é reembolsável. A regulamentação e a avaliação dos PEEs, assim como o seu acompanhamento e a fiscalização, são realizados pela Aneel. Estas duas últimas atividades podem ser delegadas pela Aneel para agências estaduais conveniadas.

A regulamentação mais recente da Aneel requer chamada pública de projetos, além de incentivar a realização de projetos piloto e a inserção de fontes incentivadas de energia que propiciem economias de energia elétrica. A Aneel também começou a definir projetos prioritários, por meio de chamadas públicas, visando a execução de políticas públicas de eficiência energética, com base em sua experiência bem-sucedida com projetos prioritários de pesquisa e desenvolvimento. O primeiro desses projetos, lançado em 2015, envolveu a substituição de motores elétricos antigos ou reconicionados por motores mais modernos e eficientes.

Figura 4.5: Distribuição percentual, por tipo de projeto, da quantidade de projetos e do investimento dos PEEs das empresas distribuidoras entre 2008 e 2015



Fonte: SPE/Aneel

Segundo Leonelli (2016), os principais resultados obtidos pelos PEEs no período de 1998 a 2015 foram os seguintes: 4.789 projetos realizados; 6,35 bilhões de reais investidos; 9,69 TWh/ano de energia economizada e 3 GW de demanda retirada do horário de ponta. A Figura 4.5 mostra as distribuições da quantidade de projetos e do investimento realizado por tipo de projeto nos PEEs de 2008 a 2015.

Medidas governamentais recentes na área de eficiência energética

Em 2014, o Ministério do Planejamento emitiu a Instrução Normativa nº 02, que torna obrigatória a obtenção da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (Ence), do PBE Edifícia, para novos projetos e projetos de retrofit (revitalização) de edificações ocupadas pelo governo federal.

Em fevereiro de 2016, foi criado o Comitê Técnico para Eficiência Energética (CTEE), de caráter interministerial, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e subordinado ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O Comitê visa centralizar as discussões governamentais sobre eficiência energética em um foro especializado. O CTEE é composto pelos seguintes órgãos governamentais: Ministério de Minas e Energia (MME), que o coordena; Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC); Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão (MP); Ministério da Fazenda (MF); Ministério do Meio Ambiente (MMA); Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (MDIC); Ministério dos Transportes (MT); Casa Civil da Presidência da República; e Fórum Nacional dos Secretários de Energia.

A Lei 13.280/2016 estabeleceu uma nova governança para o Procel, fortalecendo o antigo Grupo Coordenador de Conservação de Energia Elétrica (GCCE). A atribuição de tal

grupo era a de aprovar as diretrizes do Procel, mas ele há anos não se reunia (LEONELLI, 2016). Criou, ainda, o Comitê Gestor de Eficiência Energética (CGEE), também sob a coordenação do MME e composto por representantes do MCTIC, da Aneel, Eletrobras, CNI, Abradee e Abrace, com a atribuição de aprovar o Plano Anual de Aplicação dos Recursos do Procel e sua prestação de contas. A Aneel promoverá audiências públicas para apresentação do Plano e da respectiva prestação de contas.

Avaliação das políticas e ações para eficiência energética

O Plano Nacional de Eficiência Energética (Pnef), lançado em 2011, não foi implementado até hoje por falta de políticas públicas que lhe dessem sustentação e promovessem as mudanças institucionais e financeiras necessárias para a sua adequada execução.

Atualmente, a eficiência energética só é atrativa para as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica quando é possível reduzir as perdas próprias e, assim, disponibilizar mais energia ao mercado. A utilização de transformadores mais eficientes e a modernização de instalações e subestações sempre que se mostrem sobrecarregadas são alguns dos pontos de atenção para investimentos em eficiência energética das companhias. Essa é a chamada eficiência do lado da oferta.

A eficiência energética do lado da demanda, por outro lado, reduz o consumo e qualquer redução do seu mercado é vista como uma ameaça para a distribuidora. As exceções são as situações nas quais existe uma concentração dos esforços de eficiência energética em áreas cuja infraestrutura elétrica se encontra sobrecarregada e, portanto, a redução do consumo possui um impacto positivo postergando investimentos. Outra circunstância que acarreta vantagens às distribuidoras se dá em

áreas onde há muito furto de energia: se essas áreas se tornam mais eficientes, o volume de energia consumido sem remunerar a distribuidora é reduzido e, assim, este agente aumenta seu volume de vendas sem investir mais em infraestrutura.

Um dos objetivos da eficiência energética é reduzir a tarifa do consumidor final no médio e no longo prazos, refletindo os benefícios financeiros advindos da postergação de investimentos em toda a cadeia da indústria de energia elétrica. Avanços na eficiência energética, porém, trazem não só ganhos energéticos, mas também ganhos ambientais e de competitividade. Isso afeta interesses não só do Ministério de Minas e Energia (MME), como de outros membros do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE): Ministério do Meio Ambiente, Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações e Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços.

Historicamente, o MME não tem conseguido coordenar adequadamente os diversos programas de eficiência energética vigentes no país (CGEE, 2011; RUCHANSKY et al., 2011). Esse problema poderia ser resolvido com a criação de uma agência executiva, vinculada ao MME, que gerenciaria os programas do governo federal relacionados à eficiência energética e ao fomento do consumo de fontes renováveis de energia e de resíduos urbanos, agrícolas e industriais, tal qual hoje existe na maioria dos países da União Europeia (CGEE, 2011).

O MME se concentraria na formulação de políticas públicas nessa área, que é uma competência sua, indelegável. Ele atuaria na definição de diretrizes para a elaboração do plano decenal e do plano de longo prazo pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), incluindo um planejamento pelo lado da demanda, e na revisão final e publicação dos referidos planos.

O papel dos governos regionais no fomento a ganhos de eficiência energética tem sido fundamental nos estados ameri-

canos, províncias canadenses, regiões de diversos países europeus, províncias chinesas, entre outros. Ganhos de competitividade, incentivos à economia regional e reduções de impactos ambientais estão entre os principais motivadores desse fomento.

A excessiva centralização, pelo governo federal, das políticas públicas, do planejamento e da regulação do setor energético brasileiro tem inibido a atuação dos governos estaduais nessa área.

Os governos de alguns estados, como, por exemplo, São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, Rio Grande do Sul, Bahia, Alagoas e Pernambuco, têm implantado políticas públicas e programas de fomento a fontes de energia, renováveis ou não, abundantes nesses locais. Suas atuações na área de eficiência energética, no entanto, ainda têm sido muito tímidas.

Programas visando ganhos de eficiência energética são essenciais para se atingir metas de redução de gases de efeito estufa, tais como as estabelecidas por legislação nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Paraíba.

Modelos de negócio para eficiência energética

O conceito de gerenciamento pelo lado da demanda (do inglês *Demand Side Management* - DSM) foi introduzido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) em 1980, assim como uma série de atividades que as empresas concessionárias deveriam começar a fazer para mudar suas curvas de carga ou o padrão de consumo de energia, com os objetivos de aprimorar a confiabilidade e desacelerar investimentos. Com o avanço da liberalização dos mercados de energia elétrica, o gerenciamento pelo lado da demanda se dividiu em dois grupos: eficiência

energética e resposta da demanda (*demand response*, em inglês).

Segundo Behrangrad (2015), os modelos de negócio desenvolvidos para o gerenciamento pelo lado da demanda são influenciados, principalmente, pela estrutura de mercado, capacidade de geração e da rede de transmissão e a estrutura tarifária. Nesse contexto, Behrangrad sugere diferentes modelos de negócio em três esferas passíveis de se atuar com a eficiência energética: operação do sistema, geração e carga.

A eficiência energética não é um recurso despachável ou controlável e não pode ser responsiva à uma situação do sistema elétrico, como a intermitência das fontes renováveis ou a flutuação de preços das tarifas. Entretanto, uma demanda mais eficiente pode surtir efeitos na operação do sistema, como propõe o modelo de negócio que trata a eficiência energética como um recurso de capacidade. A eficiência energética pode reduzir a carga e, por essa razão, preserva alguma capacidade de geração e de transmissão do sistema, impactando no balanço entre geração e carga.

Há também alguns aspectos da eficiência energética que podem gerar benefícios para o mercado de energia. No modelo de aprimoramento da performance de mercado, a eficiência energética pode aumentar o nível de competição e diminuir o poder de mercado do agente dominante. Reduzir o poder de mercado é uma prioridade para a operação do sistema, devido à sua influência nos preços da energia.

No segmento de geração, um modelo se destaca: o de créditos para obrigações de desempenho energético. De acordo com Behrangrad (2015), há várias metas ambientais que devem ser atingidas e envolvem redução do consumo de energia. Desse modo, a eficiência energética pode gerar créditos, como os certificados brancos já mencionados anteriormente. Esse modelo

requer estrutura regulatória e política, bem como um ambiente de mercado específico para as transações dos certificados.

No âmbito da carga, dois modelos são apresentados por Behrangrad: o de contratos de performance de economia de energia e o de serviços de eficiência energética e vendas de equipamentos.

No primeiro, caracterizado pelos contratos de performance de energia, o agente provedor de serviços de eficiência energética seria capaz de determinar uma meta de desempenho para um determinado *stakeholder* (a parte interessada). Além disso, o agente provedor de serviços também ofereceria um mecanismo de financiamento para a implementação do projeto que irá reduzir a demanda e a conta de energia, por meio de medidas de eficiência energética. No segundo modelo pode ocorrer a venda de equipamentos e dispositivos que auxiliam na redução do consumo de energia. Esse modelo também engloba a auditoria energética e estudos de custo/benefício que justifiquem a venda de equipamentos mais eficientes para os consumidores, que se beneficiarão com a redução dos gastos com energia.

De maneira similar à geração distribuída, o crescimento da eficiência energética produz impactos na receita das empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica e traz à tona os mesmos desafios de remuneração desse agente. A empresa controladora da concessionária, por meio de uma Empresa de Serviços de Conservação de Energia (Escos), poderá se beneficiar desses modelos.

Modelos de negócio para Escos

É necessário destacar a atuação das Escos na oferta de serviços relacionados à eficiência energética. Nesse contexto, Würtenberger et al. (2012) apresentam três modelos específicos

para as Escos, semelhantes aos mostrados previamente, denominados: Modelo de Contrato de Suprimento de Energia, Modelo de Contrato de Performance de Energia e Modelo Híbrido Integrado de Contrato de Energia.

No primeiro modelo, a Esco fornece energia útil para os consumidores (energia elétrica e água quente ou vapor). No segundo, a Esco deve garantir a redução dos gastos com energia, considerando um histórico de consumo como referência. Uma vez que a economia é garantida e comprovada, a Esco recebe uma remuneração baseada em desempenho. No terceiro modelo, híbrido, a Esco oferece os dois serviços: de energia útil (preferencialmente, oriunda de fontes renováveis de energia) e de medidas de conservação de energia para as edificações, residências e instalações industriais e comerciais.

Todos esses modelos são do tipo sistemas produto-serviço (*Product Service Systems* – PSS, em inglês), caracterizados pela entrega de um produto combinado com um serviço. Essa é a forma de atuação de uma Esco no setor de energia elétrica.

Modelos de negócio para empresas concessionárias

Um modelo de negócio inovador, criado pelo estado de Vermont, nos Estados Unidos, é o modelo de Concessionária de Eficiência Energética (CEE). Nesse caso, a empresa concessionária distribuidora arrecada uma taxa na tarifa que comporá um fundo para a realização de leilões de eficiência energética. Diversas Escos, então, disputam contratos para promover programas de conservação de energia em áreas específicas; aquelas que oferecem os menores valores por unidade de energia conservada são as vencedoras dos leilões. As distribuidoras dessas áreas, então, cooperam com a CEE fornecendo dados dos seus

consumidores e o regulador audita e avalia os resultados obtidos para que se cumpram os requisitos dos contratos.

Outra opção, que também implica na arrecadação de uma taxa na tarifa, consiste em impor às empresas concessionárias distribuidoras metas periódicas de economia de energia, expondo-as a penalidades caso essas metas não sejam cumpridas. Esse arranjo ocorre, por exemplo, com os Certificados de Economia de Energia (*Tradable White Certificates*, em inglês), que podem ser negociados no mercado.

Certificados de Economia de Energia e créditos de eficiência energética

Em 2004, a Itália, a França e a Grã-Bretanha começaram a implementar esquemas de certificados negociáveis para melhorar a eficiência energética de consumidores finais por meio dos seus distribuidores de eletricidade e de gás, os chamados Certificados de Economia de Energia (*Tradable White Certificates*).

Nesse sistema, as empresas concessionárias de distribuição são obrigadas a realizar a promoção da eficiência energética entre os usos finais e a comprovar a economia de uma fração preestabelecida da energia que distribuem. Esse montante é certificado, gerando créditos de eficiência energética às próprias partes sujeitas à obrigação ou a outros agentes. Tais créditos podem ser trocados e comercializados no mercado. Cada MWh economizado gera um crédito de eficiência energética.

As partes sujeitas à obrigação que estejam incapazes de apresentar a sua cota de certificados podem sofrer sanções pecuniárias, ou seja, multas, que excedem o valor de mercado estimado dos certificados em falta (IAZZOLINO; GABRIELE, 2016).

Um estudo sobre a situação financeira de 68 Escos na Itália mostra que o índice médio de segurança financeira dessas empresas aumentou 164% de 2010 para 2014, deixando a zona de risco de insolvência – situação na qual o devedor não consegue pagar a dívida, que se torna maior do que os seus ganhos – para a zona de segurança. A principal causa desse desempenho é atribuída à comercialização de créditos de eficiência energética, principalmente a que ocorreu em 2014 (IAZZOLINO; GABRIELE, 2016).

Holanda, Dinamarca, Finlândia e Hungria também aderiram a esse esquema. As metas de redução da demanda por projetos de eficiência energética variam de 0,5% a 1,8% ao ano. Nos EUA, Connecticut, Pensilvânia e Nevada o adotaram e outros estados desse país também estão seguindo essa tendência.

Desenvolvimentos recentes na política energética europeia também revelam um interesse crescente na criação de mercados com o objetivo de aumentar a eficiência energética de forma rentável.

Considerações finais

O estímulo à eficiência energética no Brasil é um importante meio para a redução dos impactos da geração de energia sobre o meio ambiente, pois, com a redução da eletricidade consumida, é possível abreviar a produção de tal a partir de fontes poluentes e caras. A diminuição do consumo por meio de ações de eficiência energética também produz resultados para o consumidor, que paga menos ou mais pela eletricidade, dependendo da forma como a eficiência energética é empregada no mercado.

Este capítulo mostrou alguns mecanismos adotados no Brasil, principalmente por meio de leis e programas instituídos pelo governo, para encorajar a eficiência energética. Apesar de

representarem importantes estímulos para essa área, algumas dessas ações necessitam de ajustes para se tornarem mais eficazes. Um exemplo mostrado neste capítulo é o sistema de etiquetagem do PBE: ainda que, no início, esse programa tenha sido efetivo para distinguir os eletrodomésticos que consomem menos eletricidade, hoje permanecem no mercado apenas os mais eficientes, sendo preciso, portanto, atualizar os níveis de classificação.

Há, ainda, a necessidade de reforçar a coordenação das políticas públicas voltadas para a eficiência energética e fomentar a atuação complementar de instâncias descentralizadas, como os governos estaduais e municipais.

Para que o consumidor final possa ser beneficiado economicamente por meio das ações de eficiência energética é preciso pensar em novos modelos de negócio e de regulação para as empresas concessionárias distribuidoras de eletricidade. Neste capítulo foram apresentados alguns desses modelos, que permitem que a empresa controladora de uma concessionária distribuidora mantenha sua receita e repasse os benefícios econômicos para a tarifa do consumidor.

Referências e sugestões de leitura

BEHRANGRAD, M. A review of demand side management business models in the electricity market. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 47, p. 270-283, 2015.

CGEE. **Subsídios à Elaboração e Implementação de um Plano de Eficiência Energética para o Brasil**. Brasília, DF, 2011.

ELETRONBRAS. **Resultados Procel 2016**. Rio de Janeiro, 2016.

GOLDEMBERG, J.; JOHANSSON, T. B.; REDDY, A. K. N.; WILLIAMS, R. H. **Energy for a Sustainable World**. 1. ed. Nova Déli: Wiley Eastern Limited, 1988.

GOLDEMBERG, J.; JOHANSSON, T. B.; REDDY, A. K. N.; WILLIAMS, R. H. Basic Needs and Much More with One Kilowatt per Capita. **Ambio**, v. 14, n. 4/5, p. 190-200, 1985.

IAZZOLINO, G.; GABRIELE, R. Energy efficiency and sustainable development: An analysis of financial reliability in energy service companies industry. *International Journal of Energy Economics and Policy*, v. 6, n. 2, p. 222-233, 2016.

JANNUZZI, G. M. Power sector reforms in Brazil and its impacts on energy efficiency and research and development activities. **Energy Policy**, v. 33, n. 13, p. 1753-1762, set. 2005.

LEONELLI, P. A. **Conferência Climática de Paris 2015 e Possíveis Repercussões em Eficiência Energética no Brasil - Produto 2**. Brasília, DF, 2016.

MME. **Relatório das Atividades do Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética – 2014**. Brasília, DF, 2014.

RUCHANSKY, B.; DE BUEN, O.; JANNUZZI, G. M.; ROMERO, A. **Eficacia institucional de los programas nacionales de eficiencia energética: los casos del Brasil, Chile, México y el Uruguay**. Série Recursos Naturales e Infraestructura. Santiago, Chile: Nações Unidas, CEPAL, mai. 2011.

WÜRTENBERGER, L.; BLEYL, J. W.; MENKVELD, M.;

VETHMAN, P.; VAN TILBURG, X. **Business Models for Renewable Energy in the Built Environment.** [s.l.] Routledge, 2012.

5. Geração distribuída e fontes renováveis

Introdução

O setor de energia contribui de forma significativa para as emissões de gases de efeito estufa. O desenvolvimento de uma economia de baixo carbono dependerá, principalmente, de mudanças no modo de produzir e de usar a energia.

Entende-se aqui que a eficiência energética e a geração distribuída precisam caminhar de mãos dadas e é necessário avaliar o impacto futuro dessas duas práticas no sistema elétrico, tanto nas esferas técnica e estrutural, quanto na econômica. Neste livro, o indicador utilizado para averiguar o impacto econômico da promoção de geração distribuída e de eficiência energética é a tarifa de energia elétrica.

Neste capítulo, são apresentados os principais conceitos relativos à geração distribuída e às fontes renováveis. É essencial discutir as fontes renováveis junto à geração distribuída, pois há o amplo uso, no Brasil, de geradores distribuídos que utilizam combustíveis fósseis (como óleo diesel e gasolina).

A difusão da geração distribuída implica em transformações no setor elétrico e, principalmente, no segmento de distribuição. Entender a estrutura do setor elétrico brasileiro (conforme apresentado no capítulo “O setor elétrico brasileiro”) é essencial para prever as possíveis mudanças que a geração distribuída ocasionará.

Sob a perspectiva do setor elétrico, a geração distribuída apresenta vantagens e desvantagens. As principais vantagens englobam custos evitados em expansão do sistema de transmis-

são e contribuição para a prestação de serviços ancilares (aqueles necessários para manter a estabilidade da operação da rede). Como desvantagens, destacam-se os aspectos de qualidade da energia, como geração de harmônicos e variações de tensão, além da necessidade de reforço na rede de distribuição, pois os geradores distribuídos injetam energia na rede – a que é produzida pelos prossumidores e enviada à rede da distribuidora de energia local –, configurando um fluxo bidirecional de energia. Possíveis investimentos na rede de distribuição, feitos pelas distribuidoras, também poderão ser repassados para os consumidores finais via tarifa.

O arcabouço legal apresentado neste capítulo é constituído pelas principais legislações, resoluções e programas específicos de fomento às fontes renováveis e à geração distribuída. Destacam-se o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Resolução Normativa (RN) nº 77/2004 e, principalmente, a RN nº 482/2012, revisada e atualizada para a RN nº 687/2015, que foi o principal marco da geração distribuída de pequeno porte no Brasil. A isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), que também incidia na energia excedente injetada na rede, e a criação do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) são analisadas como medidas governamentais recentes.

Por fim, são apresentados os modelos de negócio específicos para a geração distribuída e que consideram as perspectivas dos principais agentes envolvidos. Nos últimos anos, vários modelos surgiram a fim de auxiliar na difusão da geração distribuída e na criação de oportunidades para as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Nos Estados Unidos e na Alemanha, por exemplo, muitos modelos se diferenciam pela propriedade (quem é o dono do

ativo, ou seja, quem é o proprietário do sistema de geração) e pela aplicação.

Há, também, os modelos específicos para as concessionárias de distribuição de energia elétrica, que podem ser proprietárias dos ativos de geração, podem alugar os equipamentos ou fornecer financiamentos diferenciados para os consumidores.

Outro modelo muito difundido é o do tipo *third-party*, chamado neste livro de “terceiros”, no qual empresas são proprietárias, operam e controlam os ativos, reduzindo o investimento inicial elevado, a complexidade e o risco para os consumidores.

Os modelos de geração compartilhada também estão crescendo, permitindo que múltiplos usuários adquiram a sua energia por meio de um único sistema. Destaca-se que a Resolução Normativa nº 687/2015 criou a figura da geração compartilhada de energia e aumentou as possibilidades de geração e negócios por meio da geração distribuída. De forma similar ao capítulo anterior sobre eficiência energética há, também, a avaliação de políticas e ações para a geração distribuída no Brasil.

Fontes renováveis de energia elétrica

O Brasil possui amplo potencial de aproveitamento de fontes renováveis de energia elétrica e está explorando essa capacidade. No planejamento da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para os próximos dez anos está previsto que 62% da expansão será de fontes hídrica e eólica, sendo que o potencial hídrico remanescente, ou seja, ainda não explorado, será aproveitado, basicamente, por usinas a fio d'água, que não possuem reservatórios de regularização sazonal ou plurianual das vazões afluentes (EPE, 2015).

Um aspecto inerente a diversas fontes renováveis de energia elétrica é a intermitência. Isso quer dizer que existe uma

variação na capacidade de produção de eletricidade dessas fontes ao longo do dia e ao longo do ano.

Para que um sistema elétrico possa suportar uma alta inserção de fontes renováveis intermitentes e suprir a demanda com boa qualidade, ele precisa ou ser superdimensionado, o que apresenta elevado custo para o consumidor, ou possuir grande flexibilidade para absorver a variação na produção de energia das fontes renováveis intermitentes. Uma forma de suprir a variação da geração de fontes eólicas ou solares, por exemplo, é despachando fontes flexíveis, como as hídricas com armazenamento e/ou as térmicas flexíveis (a gás natural, por exemplo).

Observa-se que a capacidade dos reservatórios hídricos em relação à carga tem se reduzido gradativamente, causando deplecionamentos anuais nos reservatórios cada vez mais acentuados no Brasil, comprometendo a garantia de suprimento. Para realizar o equilíbrio plurianual da energia armazenada, compensar a falta de novos reservatórios de regularização e recuperar o armazenamento hídrico, investimentos cada vez maiores têm sido feitos em usinas termelétricas flexíveis e seu despacho tende a ser mais frequente e duradouro, mesmo em períodos hidrológicos normais.

Diante desse cenário, constata-se “a necessidade de mudança de paradigma no planejamento e na programação da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN)”, de acordo com o Plano da Operação Energética 2014/2018 do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2014, p. 14). Trata-se de um novo papel para os reservatórios hídricos, conforme discutido, nos últimos anos, por diversos autores, tais como D´Araujo (2012); Losekann (2013); Hallack e Vazquez (2013); Bicalho (2014); Ferraz (2015) e Romeiro (2016).

Romeiro (2016) propõe que “pode-se pensar em remunerar a flexibilidade da oferta provida ao sistema pelo bloco hi-

dráulico. Do mesmo modo que a água preservada no reservatório possui maior valor para o sistema, a rápida capacidade de resposta da geração hidráulica também possui maior valor diante da variabilidade e imprevisibilidade da geração das fontes renováveis intermitentes”. Romeiro completa: “desta forma, ao invés de compensar a perda de receita das centrais hídricas pela remuneração do estoque, pode-se remunerar o valor da flexibilidade aportada ao sistema”. Romeiro diz, ainda: “mais do que garantir a flexibilidade, deve-se estabelecer remuneração adequada para as diversas fontes de flexibilidade”.

No atual modelo do setor elétrico brasileiro, o preço de curto prazo da energia é calculado com base no custo futuro da água armazenada, ou seja, estima-se o valor que a água armazenada hoje agrega à operação do sistema no médio prazo. Logo, a mudança de paradigma necessária para promover maior inserção de fontes renováveis na matriz energética demanda, também, a mudança do cálculo do preço da energia, que implicará em uma mudança na programação da operação.

Além da adequada utilização dos recursos de geração versáteis, existem outras fontes de flexibilidade que precisam ser devidamente avaliadas e desenvolvidas. Romeiro (2016) também aponta que o grau de flexibilidade disponível em um sistema é proveniente de quatro fontes principais:

Plantas de geração despacháveis: a flexibilidade da geração despachável depende da (in)flexibilidade operativa, ou seja, a quantidade mínima que o gerador consegue operar em relação à sua capacidade instalada e à capacidade de carga em rampa. Em outras palavras, é o quão rápido esse gerador consegue aumentar a produção de energia até atingir a sua capacidade instalada (potência máxima que pode ser gerada). As usinas hidrelétricas apresentam os melhores parâmetros de flexibilidade de despacho, mas a amplitude de sua flexibilidade é

afetada pela sua capacidade de armazenamento de água. Usinas hidrelétricas a fio d'água são menos flexíveis, por exemplo. A segunda melhor opção, pelo custo, é a geração térmica a gás natural e em terceiro lugar a geração com óleo diesel ou óleo combustível, que passa a ser muito mais cara e poluente.

Interconexão de regiões e mercados: o Brasil apresenta um sistema bastante interconectado. Essa vasta rede de transmissão tem a função de permitir que diferentes regiões exportem ou importem energia de acordo com sua necessidade, aproveitando ao máximo a complementaridade regional.

Mecanismos de resposta da demanda: controle por intermédio de tarifa que varie ao longo do dia e ao longo do ano, buscando que o consumidor reduza seu consumo quando a tarifa sobe. Esse método apenas tem efeito quando o consumidor é adequadamente informado e sensibilizado pelo aumento. O incentivo à eficiência energética é uma forma de moldar a demanda. A substituição de lâmpadas ineficientes por outras mais eficientes, por exemplo, tem o efeito de diminuir o consumo noturno de energia elétrica.

Estocagem/armazenamento: a primeira tecnologia comumente lembrada é o armazenamento químico – feito por meio de baterias, por exemplo –, mas existem diversas formas de armazenamento de energia. Uma solução pode ser a retomada da construção de hidrelétricas com reservatórios de regularização (o tipo predominante de armazenamento adotado no país, até o momento). A produção de hidrogênio por eletrólise e seu armazenamento para posterior geração de eletricidade em células combustíveis é uma outra alternativa. Em estabelecimentos comerciais é comum a operação do condicionamento ambiental ser feita pela passagem do ar em reservatórios de gelo

durante o horário de pico de consumo, quando a energia é mais cara, enquanto que a produção desse gelo se dá em horários em que a energia é mais barata, como, por exemplo, de madrugada. Nessa linha de pensamento, a geração termossolar para aquecimento de água, por exemplo, é vantajosa inclusive como mecanismo para reduzir a carga no horário de pico de consumo e utiliza uma fonte renovável de forma eficiente, por meio de uma tecnologia viável economicamente.

As fontes renováveis, principalmente a solar, se destacaram nos últimos anos com o crescimento da geração distribuída. Além disso, a preocupação com a questão ambiental somada à redução dos custos de tecnologias alternativas de geração, impulsionam uma transição para os sistemas distribuídos de energia (SCHLEICHER-TAPPESEER, 2012).

Logo, espera-se que, com o aumento da geração distribuída, ocorram mudanças no setor elétrico. O segmento de distribuição será o mais afetado por essas alterações. Em essência, vários consumidores passarão a gerar a sua própria energia e se tornarão menos dependentes das distribuidoras.

Entender essa transição é fundamental para identificar as vantagens e as desvantagens da geração distribuída, tanto para os consumidores quanto para as concessionárias de distribuição de energia elétrica. No Brasil, até o momento, a inserção da geração distribuída com fonte solar ainda é incipiente e as distribuidoras têm visto essas mudanças como ameaças aos seus negócios.

Geração distribuída de energia elétrica

A geração distribuída de energia elétrica não possui uma única definição. Os conceitos podem apresentar variações de acordo com a regulação de cada país, forma de conexão à rede,

capacidade instalada, localização, tecnologias e recursos primários utilizados. De modo geral, para Ackermann et al. (2001), a geração distribuída se caracteriza como uma fonte de geração conectada diretamente à rede de distribuição.

Essa mesma definição é adotada por Zilles et al. (2012), que também apontam que a geração distribuída possui pequena capacidade instalada e as principais fontes utilizadas (renováveis e não renováveis) são a solar, a eólica (por meio de pequenas turbinas), células a combustível, tecnologias de cogeração, energia hidráulica, entre outras. Além da geração de energia ocorrer próxima ao seu ponto de consumo, a energia pode ser integral ou parcialmente consumida no próprio local onde é gerada e o excedente injetado na rede.

O porte da geração distribuída pode apresentar distinções de acordo com a regulação de cada país, variando entre médio porte e pequeno porte.

As principais tecnologias utilizadas no Brasil para a geração distribuída de médio porte são: instalações de cogeração; motogeradores, geralmente movidos a óleo diesel, para atendimento emergencial ou operação no período de ponta; Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs); e, recentemente, módulos fotovoltaicos.

Para a geração de pequeno porte, os principais equipamentos empregados no país, atualmente, são os módulos fotovoltaicos e os motogeradores movidos a óleo diesel ou gasolina (para atendimento emergencial ou operação no período de ponta). É relevante mostrar essa parcela considerável de geradores distribuídos que utilizam óleo diesel e gasolina, que são combustíveis fósseis e poluentes. Nesse contexto, é errôneo associar a geração distribuída apenas às fontes limpas e renováveis.

No Brasil, a autoprodução¹ correspondeu a 16,6% da geração total de eletricidade em 2015 (EPE, 2016), a maior parte produzida em centrais de grande porte ou em instalações de geração distribuída com usinas de médio porte.

Em alguns segmentos industriais energointensivos, ou seja, que consomem muita energia em seus processos produtivos, a autoprodução de eletricidade também se destacou em 2015 com as seguintes incidências por setor: celulose (67,5%); centrais petroquímicas de primeira geração (46,7%); produção de aço bruto (30,5%); alumínio (23,3%) e papel (9,9%) (EPE/MME, 2015). A cogeração – que, segundo Lora e Haddad (2006, p. 8), é um processo no qual “se desenvolve simultaneamente, e de forma sequenciada, a geração de energia elétrica ou mecânica e energia térmica (calor de processo e/ou frio), a partir da queima de um combustível” – é amplamente praticada nos segmentos industriais energointensivos e a sua participação no atendimento da demanda de energia elétrica tem crescido nos últimos anos devido ao aumento do preço da eletricidade.

Dentre os combustíveis mais utilizados nessas instalações de cogeração, destacam-se os resíduos industriais e o gás natural. Nas usinas siderúrgicas, por exemplo, as unidades de cogeração queimam gases de coqueria (oriundos da produção do coque, um combustível e agente redutor derivado do carvão), alto forno e aciaria (na transformação do ferro-gusa, produzido nos altos fornos), além do gás natural em menor escala. O bagaço da cana e, mais recentemente, a palha da cana colhida mecanicamente são os combustíveis consumidos nas plantas de cogeração das usinas de açúcar e álcool.

¹ A autoprodução é uma forma de geração distribuída, a mais comum. Todo gerador distribuído cuja produção líquida (produção bruta menos consumo da instalação geradora), na íntegra ou parcialmente, é consumida pelo próprio gerador é considerado um autoprodutor. Se toda a produção líquida for vendida para outros consumidores, o gerador distribuído não é um autoprodutor.

Na década de 80, a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) mostrou-se pioneira ao adquirir a energia elétrica excedente produzida nas unidades de cogeração das usinas de açúcar e álcool do estado de São Paulo.

Nos últimos anos, houve uma grande difusão de unidades de cogeração consumindo gás natural e produzindo eletricidade e vapor ou água fria, por meio de sistemas de refrigeração e ar condicionado em shopping centers, supermercados, hotéis e hospitais, por exemplo.

Segundo Pepermans et al. (2005, p.787), cinco fatores contribuíram para a evolução e o crescente interesse na geração distribuída. São eles: “desenvolvimento de tecnologias de geração distribuída, restrições na construção de novas linhas de transmissão, aumento da demanda do consumidor por uma energia mais confiável, a liberalização do mercado de energia e a preocupação com as mudanças climáticas”². Esses autores também destacam que, na Europa, as políticas ambientais tiveram papel fundamental no crescimento da geração distribuída. Os agentes do setor de energia foram impelidos a buscar soluções mais limpas de geração, como o uso de fontes renováveis de energia, impactando positivamente no desenvolvimento da geração descentralizada.

Sob a perspectiva do meio ambiente, a geração distribuída com fontes renováveis auxilia na redução das emissões de CO₂ em comparação com a geração centralizada. A taxa e a magnitude da adoção da geração distribuída, por exemplo, serão essenciais para o desenvolvimento de políticas alinhadas com a problemática das mudanças climáticas (STRACHAN; DOWLATABADI, 2002).

² No original, em inglês: “*developments in distributed generation technologies, constraints on the construction of new transmission lines, increased customer demand for highly reliable electricity, the electricity market liberalisation and concerns about climate change*”.

Na visão da distribuidora, no entanto, a geração distribuída pode representar uma ameaça para o tradicional modelo de negócio praticado.

Do ponto de vista dos *prosumers* ou prosumidores, motivados por razões diversas a investir em autogeração de energia elétrica, por outro lado, a sua produção representa uma economia relativa à compra de energia da rede. Quanto mais energia o consumidor gerar, menos ele precisará adquirir da rede. Além disso, o consumidor também não fica exposto às variações tarifárias recorrentes no Brasil.

É essencial avaliar o impacto da geração distribuída para todos os consumidores e, principalmente, para aqueles que não estão dispostos a investir nesse tipo de geração. O efeito está refletido nas tarifas, ocasionando um aumento no valor cobrado pela eletricidade. Em resumo: aqueles que não geram a própria energia poderão pagar mais caro pela eletricidade adquirida da rede e esses aspectos devem ser considerados ao se estabelecer mecanismos de incentivo.

A geração distribuída apresenta vantagens, como mostrado anteriormente, mas traz, também, desvantagens e desafios que devem ser evidenciados e discutidos. Com o seu avanço, problemas técnicos, operacionais e econômicos podem surgir, tornando-se barreiras para a sua difusão. Koepfel (2003) aponta que o fluxo de energia na rede é, geralmente, unidirecional. Entretanto, com a inserção dos prosumidores na rede, o fluxo de energia passa a ser multidirecional, sendo necessário redefinir os esquemas de proteção elétrica.

Lopes et al. (2007) também discutem esses problemas e os classificam em três categorias: técnicos, comerciais e regulatórios.

Na parte técnica, destacam-se: o efeito do aumento de tensão, que pode limitar a quantidade de geração distribuída ou a capacidade adicional conectada à rede; questões relacionadas

à qualidade de energia, como variação de tensão e harmônicos; e problemas de estabilidade da rede, uma vez que a rede de distribuição não foi tradicionalmente construída para considerar tais aspectos.

No âmbito comercial, os desafios podem afetar as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Atualmente, grande parte das distribuidoras não tem incentivos para desenvolver esse mercado. Logo, novos arranjos comerciais precisam ser implementados para que haja benefícios. A questão regulatória também é encarada como uma barreira para Lopes et al. (2007).

Sem políticas e instrumentos regulatórios claros associados à geração distribuída, é provável que esse tipo de geração não prospere no longo prazo. Os principais motivos estão relacionados ao modo pelo qual as redes de distribuição foram desenvolvidas e operadas, como redes passivas. Portanto, políticas apropriadas devem ser formuladas considerando as questões de integração, planejamento e operação tanto da rede quanto do sistema.

A difusão da geração distribuída com a utilização de fontes renováveis recebe o apoio da sociedade, motivada, principalmente, por questões econômicas e ambientais. Entretanto, o alto investimento inicial, o longo tempo de retorno do investimento e a ausência de linhas de financiamento favoráveis representam um entrave para o seu desenvolvimento.

No Brasil, a geração distribuída que utiliza tecnologia fotovoltaica se destacou após a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012, atualizada pela 687/2015 (ANEEL, 2012; 2015a), que incentiva a geração própria de energia a partir de fontes renováveis ou de cogeração qualificada – cogeração que atende aos requisitos definidos na Resolução Normativa nº 235 da Aneel, de 14 de novembro de 2006 – e que também criou o

sistema de compensação de energia. Espera-se, para os próximos anos, um significativo aumento da geração distribuída utilizando tecnologia fotovoltaica no cenário brasileiro, mas deve-se considerar os aspectos técnicos e operacionais da sua inserção para que os estímulos funcionem e criem valor para todos os envolvidos.

Arcabouço legal e ações para geração distribuída e fontes renováveis

A seguir, são apresentadas as principais ferramentas de incentivo à geração distribuída, tais como legislações, resoluções e programas específicos.

A autoprodução de energia elétrica

Como mostrado anteriormente, a geração distribuída é caracterizada, principalmente, pela produção própria de energia elétrica (ou autoprodução/autogeração). As ações que promovem a autoprodução, portanto, são substanciais para o seu desenvolvimento.

As primeiras tarifas horo-sazonais foram criadas no Brasil em 1982 (ANEEL, 2009). Desde então, a mesma base metodológica para cálculo dessas tarifas, apresentada pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee) no livro “Nova Tarifa de Energia Elétrica – metodologia e aplicação”, de 1985, tem sido aplicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Com a criação da tarifa horo-sazonal verde, os consumidores A3, A4 e AS³ passaram a ter a opção de realizar um contrato com a distribuidora de energia elétrica que concede um grande desconto no valor pago pela energia fora do horário de ponta, mas cobra um valor bastante elevado para o consumo de energia nesse horário.

Essa modalidade de tarifa tinha por objetivo diminuir o consumo de energia no horário de ponta para evitar pesados investimentos na expansão da geração e das redes de transmissão e distribuição. Com isso, consumidores que dispunham de capital para investimento em autoprodução ou já possuíam geradores diesel, necessários para proporcionar um *backup* de energia que permitisse a não interrupção da sua produção, aderiram à modalidade verde e passaram a gerar a sua própria energia no horário de ponta. Essa operação retira, atualmente, cerca de 10 GW de carga do horário de ponta, ou seja, 18% da carga total desse período (EPE/MME, 2015).

Com a liberalização do setor elétrico brasileiro, foram regulamentadas as atividades dos autoprodutores de energia. A Lei nº 9.074/95 criou, então, a figura do produtor independente de energia elétrica, autorizado a produzir energia e a comercializá-la, parcial ou integralmente, mas por sua conta e risco (BRASIL, 1995). No escopo da Lei nº 9.074/95, o Decreto nº 2.003 regulamentou a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor (BRASIL, 1996). No caso, foi estabelecido que o produtor independente deve receber autorização ou concessão para produzir para o mercado, enquanto

³ De acordo com Guedes (2011, p.10), “os consumidores atendidos em alta tensão, – acima de 2.300 volts, como indústrias, shopping centers e alguns edifícios comerciais –, são classificados no Grupo A”. Esse grupo possui uma subdivisão, de acordo com a tensão de atendimento. O subgrupo A3, por exemplo, compreende os consumidores atendidos no nível de tensão de 30 a 44 kV e o subgrupo A4, no nível de tensão de 2,3 a 25 kV. Já o subgrupo AS representa os consumidores atendidos por redes subterrâneas.

que para o autoprodutor basta receber autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

O artigo 13 desse decreto garantiu a “utilização e a comercialização da energia produzida”, além do “livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento de custo de transporte envolvido”. Já o artigo 23 detalha as partes com as quais o produtor independente poderia comercializar a potência e/ou a energia gerada.

Outro marco regulatório relacionado à geração distribuída foi a Lei nº 9.648/1998 (BRASIL, 1998), que instituiu incentivos à geração elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). No caso, foi estabelecido que o potencial hidráulico de potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, destinado à produção independente ou à autoprodução, poderia ser autorizado pela Aneel sem despesas. Além disso, foi concedido um percentual de redução não inferior a 50%, a ser aplicado aos valores da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Houve, também, a permissão de comercialização da energia elétrica gerada por PCHs com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

Em 1999, a Aneel publicou a Resolução nº 112 (ANEEL, 1999), que estabeleceu “os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para Implantação, Ampliação ou Repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia” com potência igual ou inferior a 5.000 kW, as quais devem ser somente registradas por essa Agência. Para potência superior a 5.000 kW, a implantação, a ampliação ou a repotenciação deverá ser autorizada pela Aneel.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

Com a crise de abastecimento de energia elétrica ocorrida em 2001, novos dispositivos legais foram estabelecidos visando o aumento da oferta de energia e o crescimento da eficiência energética. Como exemplo, tem-se a Lei nº 10.438/2002 que, dentre outras medidas, criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) (BRASIL, 2002).

O objetivo principal do programa era aumentar a participação da energia eólica, das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e da biomassa na matriz elétrica brasileira, almejando a segurança no abastecimento de energia elétrica. O programa atribuía uma tarifa diferenciada à energia elétrica produzida pelas fontes alternativas citadas, por intermédio de contratos com a Eletrobras. Para Figueiras (2013), apesar do não envolvimento da energia solar, o Proinfa contribuiu para a maturidade dos mecanismos de incentivos brasileiros, além de mostrar que uma tecnologia antes de alto custo poderia se desenvolver e se tornar competitiva por meio de estímulos específicos.

O Proinfa foi estruturado em duas fases. Na primeira, seriam instalados 3.300 MW até 2006, oriundos de PCHs, geradores eólicos e usinas termelétricas/plantas de cogeração a biomassa. Na segunda fase, que deveria durar até 2022, a geração dessas usinas deveria atender a 15% do crescimento anual da carga e a 10% do consumo total de eletricidade (BRASIL, 2002). Entretanto, a segunda etapa do Proinfa não se concretizou. A Lei nº 10.762/2003, que formulou a atual estrutura institucional do setor elétrico brasileiro e criou os leilões de energia elétrica do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), substituiu a segunda fase por leilões abertos à participação dessas fontes (BRASIL, 2003).

Ainda que o Proinfa fosse direcionado para usinas de grande porte, as PCHs e a maioria das plantas de cogeração a partir da biomassa referidas anteriormente podem ser classificadas como empreendimentos de geração distribuída de médio porte. Os geradores eólicos, por sua vez, almejando competitividade, compõem as usinas de grande porte frequentemente localizadas em regiões afastadas dos centros de carga e que necessitam de linhas de transmissão para transportar a energia gerada.

Com a criação do Proinfa, o desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), constituído pela Lei nº 9.648 e já citado neste capítulo, foi estendido para os geradores eólicos, usinas que utilizam biomassa e cogeneradores qualificados. Por meio da Lei nº 10.762/2003 (BRASIL, 2003), a fonte solar e as Centrais de Geração Hidrelétrica (CGHs) foram incorporadas entre as beneficiárias e, por essa razão, estabeleceu-se o limite máximo de 30.000 kW de potência instalada para que as fontes fizessem jus ao benefício. Por fim, a Lei nº 11.488/2007 (BRASIL, 2007) substituiu o critério de 30.000 kW de potência instalada para 30.000 kW de potência injetada no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Redução das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Transmissão (TUST) para fontes incentivadas

A Resolução Normativa nº77/2004, alterada pelas Resoluções 271/2007 e 745/2016 (ANEEL, 2004; 2007; 2016a), estabeleceu procedimentos para a redução das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD) para empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a

50MW e com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Esse benefício não se aplica a empreendimentos com outorgas de autorização prorrogadas no caso de fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, ou aqueles destinados à autoprodução que entraram em operação antes de 1º de janeiro de 2016.

Diferentes reduções são aplicadas de acordo com as características dos empreendimentos:

Redução de 50% para empreendimentos:

“

Hidrelétricos com potência igual ou inferior a 30 MW, mantidas as características de Pequena Central Hidrelétrica (PCH).

Com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com potência igual ou inferior a 30 MW.

Com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com potência igual ou inferior a 300 MW e que sejam vencedores de leilão de energia nova, realizado a partir de 1º de janeiro de 2016.

”

Redução de 80% para empreendimentos:

“

Com base em fonte solar que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, sendo esse percentual aplicado nos dez primeiros anos de operação da central geradora.

”

Redução de 100% para empreendimentos:

“

Hidrelétricos com potência igual ou inferior a 50 MW e com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou de distribuição seja menor ou igual a 300 MW, com o referido percentual de redução, e que iniciaram a operação comercial até 31 de dezembro de 2003.

Caracterizados como Pequena Central Hidrelétrica (PCH), com potência maior do que 1 MW e menor ou igual a 30 MW, que iniciaram a operação comercial no período entre 1º de outubro de 1999 e 31 de dezembro de 2003.

Com fonte eólica, de biomassa e cogeração qualificada, cuja potência seja menor ou igual a 30 MW, e que iniciaram a operação comercial no período entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003.

Que utilizem como insumo energético no mínimo 50% de biomassa composta de: resíduos sólidos urbanos; biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais; lodos de estações de tratamento de esgoto.

”

Fonte: Resolução Normativa nº 77/2004 (ANEEL, 2004)

A redução de 100% das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição representa uma redução média de 30% da tarifa de energia para o consumidor final. A energia dessas fontes, citadas na Resolução Normativa nº 77/2004 (ANEEL, 2004), passou a ter um valor significativamente maior no mercado livre, o que levou comercializadoras e geradores de energia que operavam nesse mercado a investirem grandes cifras nas fontes incentivadas. Essa foi uma medida importante para fomentar o mercado de energia eólica no Brasil.

As Resoluções Normativas nº 482/2012 e nº 687/2015

Em 2004, por intermédio da Lei nº 10.848 (BRASIL, 2004a), foi estabelecido um novo marco regulatório do setor elétrico. No escopo dessa lei, o Decreto nº 5.163 definiu geração distribuída como sendo (BRASIL, 2004b): a geração hidrelétrica de potência igual ou inferior a 30 MW gerada a partir de pequenas centrais hidrelétricas; a geração termelétrica, inclusive a cogeração, com eficiência energética igual ou superior a 75%; e a geração a partir de biomassa ou resíduos de processo,

independentemente de sua eficiência energética. As fontes eólica e solar não foram contempladas pela lei. Esses foram os passos iniciais em direção à delimitação do conceito de geração distribuída adotado no Brasil.

Em 2012, a geração distribuída de energia se popularizou no Brasil por meio da publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012), um marco para a geração de pequeno porte no país. Além de definir potências para a geração distribuída, estruturando-a em micro e minigeração, a resolução estabeleceu as condições gerais para o acesso ao sistema de distribuição de energia elétrica e definiu o sistema de compensação de energia, também conhecido, em inglês, como *net metering*. Nesse sistema, a energia excedente é injetada na rede e se converte em créditos para posterior compensação.

No que diz respeito às capacidades instaladas definidas na Resolução Normativa nº 482/2012, a microgeração abrangia a potência menor ou igual a 100 kW e que utilizasse fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada conectadas à rede de distribuição. Já na minigeração, a potência instalada deveria ser superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para as mesmas fontes. A partir de então, o interesse dos consumidores residenciais, comerciais e pequenos industriais em autoprodução aumentou e, como consequência, o número de sistemas de geração distribuída instalados no Brasil.

Em 2015, a Aneel avançou no fomento à geração distribuída de pequeno porte no país por meio da publicação da Resolução Normativa nº 687 (ANEEL, 2015a), uma revisão e atualização da RN nº 482 e dos Módulos 1 e 3 do Prodist (Procedimentos de Distribuição). A nova resolução trouxe novidades para a geração distribuída, com destaque para as seguintes (ANEEL, 2017a):

- Alteração dos limites de potência instalada da microgeração e da minigeração para 75 kW e 5 MW (sendo 3 MW para fontes hídricas), respectivamente. Permite-se o uso de qualquer fonte renovável e de cogeração qualificada;
- Extensão do prazo de validade para compensação dos créditos de energia, gerados por meio do sistema de compensação, de 36 meses para 60 meses;
- Padronização dos Formulários de Solicitação de Acesso, visando facilitar o registro do micro ou do minigerador distribuído;
- Possibilidade da instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e em prédios, por exemplo). Nessa modalidade, é possível dividir a energia gerada entre os condôminos e as porcentagens são definidas pelos próprios consumidores;
- A Resolução criou a figura da geração compartilhada, caracterizada pela reunião de consumidores por meio de consórcio ou cooperativa. Essa modalidade permite que a unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída esteja em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada. Esses consumidores devem estar dentro da mesma área de concessão ou permissão;
- A Resolução criou a figura do autoconsumo remoto, caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica ou física, que possua unidade consumidora com micro ou minigeração em local diferente de suas outras unidades consumidoras, nas quais a energia excedente poderá ser compensada.

A Aneel mantém um banco de dados contendo informações a respeito dos conjuntos de micro e minigeração distribuídas cadastrados em seu sistema, chamado “Registro de Micro e

Minigeradores Distribuídos” (ANEEL, 2016b). Com as inovações da Resolução Normativa nº 687, em 24 de julho de 2017 haviam 12.363 micro e minigeradores registrados na Aneel, totalizando uma capacidade instalada de 140,3 MW. Desse total, 98 MW correspondiam a 12.241 unidades fotovoltaicas.

É importante se ter em mente que, no Brasil, as faturas de energia dos consumidores que investem em geração distribuída não são zeradas, mesmo ao optar pelo sistema de compensação de energia. No faturamento são considerados o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do Grupo B ou da demanda contratada para o consumidor do Grupo A (ANEEL, 2015a). No caso do consumidor do Grupo B é cobrado, no mínimo, um valor referente ao custo de disponibilidade, que varia dependendo do tipo de instalação: monofásicas, 30 kWh/mês; bifásico, 50 kWh/mês; e trifásico, 100 kWh/mês. No caso do consumidor do Grupo A, como sua fatura de energia é decomposta em demanda e consumo, a energia despachada na rede abate apenas a parcela referente ao consumo de energia (TE). Essa parcela pode ser zerada, mas a parcela de demanda contratada será faturada normalmente (ANEEL, 2017a).

Isso significa que, para o consumidor do Grupo B, salvo o consumo mínimo, o valor da energia que ele injeta na rede é igual à tarifa da distribuidora. Em janeiro de 2017, a tarifa média das distribuidoras no Brasil (antes dos impostos) era de R\$ 0,45/kWh (ANEEL, 2017b). Para o consumidor do grupo A4, o valor da energia injetada na rede é igual à tarifa de energia, cerca de R\$ 0,22/kWh (ANEEL, 2015b).

Medidas governamentais recentes

Por parte da Aneel, os Programas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) estimulam o avanço e a inovação nas mais

diversas áreas do setor elétrico. A Chamada de Projeto de P&D Estratégico nº 13/2011, por exemplo, intitulada “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira” deu maior visibilidade para a geração distribuída fotovoltaica e buscou promover a viabilidade econômica da tecnologia, o desenvolvimento da cadeia produtiva da indústria solar fotovoltaica no país, a capacitação de recursos humanos e o aperfeiçoamento dos instrumentos regulatórios e tributários da geração distribuída (ANEEL, 2011). O prazo estipulado para execução dos projetos foi de três anos (36 meses) e as suas contribuições e resultados também estão presentes em trabalhos acadêmicos e técnicos.

Outro projeto recente e importante para a geração distribuída, anunciado em 2016, foi a Chamada nº 20/2016: “Aprimoramento do Ambiente de Negócios do Setor Elétrico Brasileiro”. Essa iniciativa almejava aprimorar o ambiente de negócios do setor elétrico brasileiro e discutir o modelo atual, considerando os avanços tecnológicos na área de geração distribuída, veículos elétricos, armazenamento de energia, telecomunicações, questões comerciais e o papel dos consumidores e prossu- midores nas decisões do setor (ANEEL, 2016c). Infelizmente, o projeto selecionado nessa chamada não foi aprovado pela diretoria da Aneel, no início de 2017.

A Chamada nº 001/2016, “Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior”, também demonstra os esforços da Aneel em articular o uso racional da energia elétrica e a geração distribuída no país (ANEEL, 2016d).

No âmbito da tributação destacam-se as ações do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), por meio da publicação do Ajuste Sinief (CONFAZ, 2015a) e do Convênio ICMS

16/2015 (CONFAZ, 2015b). O Ajuste dispõe sobre os procedimentos relativos às operações de circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia. O Convênio ICMS 16/2015 concede a isenção do ICMS, que passou a incidir sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. Anteriormente, o imposto incidia sobre a energia total consumida, sem considerar a energia injetada na rede pelo micro ou minigerador.

Atualmente, a isenção do ICMS foi aderida pelos seguintes estados brasileiros: Acre, Alagoas, Amapá, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, São Paulo, Sergipe, Tocantins e o Distrito Federal. É relevante ressaltar que a cobrança ou não do imposto fica a cargo do estado e pode ser retirada. Essa isenção do ICMS foi essencial para a expansão e a viabilidade econômica da geração distribuída no país.

Por parte do governo federal, e válida para todos os estados da federação, acrescenta-se a isenção do PIS (Programa de Integração Social) e do Cofins (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), por intermédio da Lei nº 13.169/2015, publicada em outubro de 2015 (BRASIL, 2015a). Os tributos federais passaram a incidir apenas sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com micro e minigeração distribuída.

Há, também, o apoio financeiro do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) com taxas diferenciadas para a instalação de sistemas de geração distribuída, a partir de fontes renováveis, e para ações de eficiência energética em hospitais e escolas públicos (MME, 2015). Esse apoio tomou forma por meio da Lei nº 13.203/2015 (BRASIL, 2015b).

No final de 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), que visa ampliar a geração distribuída com base em fontes renováveis e, principalmente, a solar fotovoltaica. De acordo com o MME (2015), o programa auxiliará na criação de linhas de crédito e de financiamento de projetos de geração distribuída no país. Além disso, irá incentivar a indústria de componentes e equipamentos, com foco no desenvolvimento produtivo, tecnológico e na inovação.

O ProGD também prevê a possível comercialização da energia gerada pelos consumidores no mercado livre e a atualização dos Valores Anuais de Referência Específicos (VRES) para a fonte solar fotovoltaica e para a cogeração a gás natural. O VRES define o valor que a distribuidora paga ao gerador (pela energia que ele entregar à rede de distribuição) (MME, 2015).

Criou-se, também, um grupo de trabalho a fim de auxiliar na definição das ações, composto por representantes do MME, da Aneel, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Modelos de negócio para a geração distribuída de energia elétrica

Apesar da identificação com a geração distribuída fotovoltaica, os conceitos dos modelos de negócio discutidos nesta seção podem se aplicar à geração distribuída de energia elétrica de forma geral. Os novos modelos surgiram da necessidade de acompanhar os avanços do setor, o crescimento da indústria e do mercado. Além disso, a característica disruptiva das novas tecnologias, definida por Kind (2013, p. 3) como “novos produ-

tos ou mercados que substituem produtos e mercados já existentes”⁴, também influenciou na demanda por novos modelos e arranjos comerciais.

Nos Estados Unidos, por exemplo, os modelos de negócio para a energia solar fotovoltaica evoluíram de forma a ter gerações bem definidas. De acordo com Frantzis et al. (2008), o mercado da geração distribuída fotovoltaica está se distanciando da sua característica inicial, na qual o consumidor financiava e gerenciava a maioria dos aspectos de instalação do sistema fotovoltaico. Essa abordagem se refere à Geração Zero dos modelos, que era limitada a um pequeno grupo de pessoas que estavam engajadas com a questão ambiental e buscavam os benefícios de gerar a própria energia.

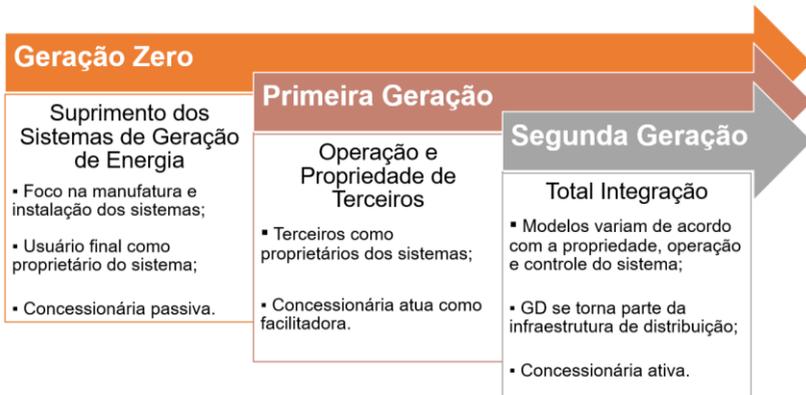
Com o passar do tempo, houve a evolução para a Primeira Geração dos modelos de negócio, na qual o produto (sistema fotovoltaico) se tornou mais atrativo para outros consumidores. A Segunda Geração dos modelos, também chamada de “Modelos do Futuro”, ainda está para emergir e será caracterizada pela maior integração dos sistemas de geração na rede. Ressalta-se que as iniciativas regulatórias devem permitir a viabilidade dessa integração. As principais características de cada geração, relacionadas ao consumidor, à distribuidora de energia e a outros agentes envolvidos, são apresentadas na Figura 5.1.

O papel das concessionárias de distribuição de energia elétrica se destaca na evolução dos modelos de negócio. O seu envolvimento com o mercado, caracterizado pelo posicionamento passivo ou ativo, influencia na inserção da geração distribuída no sistema. Portanto, a seleção de um modelo de negócio apropriado promove e acelera a difusão de tecnologias, bem

⁴ No original, em inglês: “*new products/markets that replace existing products/markets*”.

como a criação de valor para os agentes interessados, inclusive para a concessionária.

Figura 5.1: Gerações de modelos de negócio para geração distribuída fotovoltaica



Fonte: Adaptado de Frantzis et al. (2008, p. 4-4)

Modelos baseados em propriedade e aplicação

Frantzis et al. (2008) também apresentam os principais modelos vigentes nos Estados Unidos, definidos, principalmente, pelo proprietário do ativo e pela aplicação. No que diz respeito à propriedade, são considerados três tipos: usuário do sistema (é, geralmente, o proprietário da residência, comércio ou indústria na qual o sistema de geração será instalado), terceiros (são as empresas que oferecem os serviços relacionados à geração distribuída de energia elétrica) e concessionária (a distribuidora de energia elétrica).

No que diz respeito à aplicação, Frantzis et al. (2008) apontam dois tipos principais para as tecnologias de geração distribuída com sistema fotovoltaico conectado à rede: comercial/industrial e residencial. Essas duas aplicações podem ser

estruturadas em “nova construção” e “retrofit” (que considera construções existentes). Os sistemas, portanto, podem ser aplicados em residências, comércios ou indústrias já construídos ou que estão em processo de construção.

Modelos de negócio para as distribuidoras de energia

Os modelos de negócio específicos para as concessionárias distribuidoras de energia são amplamente discutidos nesta seção, pois a geração distribuída pode representar uma ameaça para os negócios e para a geração de receitas, do ponto de vista das empresas. O objetivo dessa discussão é mostrar que oportunidades podem ser exploradas com a geração distribuída e a eficiência energética por meio de modelos inovadores.

Fox-Penner (2009) vislumbra dois cenários futuros para a atuação das concessionárias distribuidoras de eletricidade e acrescenta que o desafio atual das distribuidoras é considerado o maior de sua história. O primeiro cenário é chamado de *smart energy integrators*, que pode ser traduzido como integradores de energia inteligente. Essas empresas, nesse caso, ficariam responsáveis por operar redes inteligentes⁵ e pela entrega de energia elétrica, sem ser responsáveis pela operação de centrais de geração ou pela comercialização da energia. Nesse cenário, os

⁵A rede inteligente (*smart grid*), fortemente ancorada nas tecnologias da informação, da comunicação e da inteligência artificial, tem sido colocada como solução para lidar com as transformações ora em curso dos sistemas energéticos. Embora bastante comentado nos últimos dez anos, o conceito de rede inteligente é bastante diverso. Ainda não há um consenso sobre ele (TRICOIRE, 2015, p. 22), tornando-se “difícil de saber precisamente o que alguém quer dizer quando fala sobre rede inteligente” (no original, em inglês: “*difficult to know precisely what one means when talking about smart grid*”). Isso fez com que o termo ganhasse, nos últimos tempos, um sentido difuso.

clientes seriam livres para contratar os seus fornecedores de energia.

O segundo cenário apresentado pelo autor é denominado *energy services utility* ou, em tradução livre, concessionária de serviços de energia. Nesse caso, as empresas continuam com as relações tradicionais com os clientes, que podem ser ampliadas com outras atividades, como o fornecimento de serviços de entrega de calor, refrigeração, iluminação e eficiência energética.

Para Nimmons e Taylor (2008), uma concessionária de distribuição de energia elétrica é capaz de obter sucesso com a geração distribuída se o seu modelo de negócio servir a vários *stakeholders*, cujos interesses são distintos e, até mesmo, antagônicos. Nimmons e Taylor (2008, p. 23) apresentam três modelos possíveis e em sintonia com a realidade estadunidense: “Ativos de Propriedade da Concessionária, Financiamento dos Ativos via Concessionária e Compra da Energia Gerada pela Concessionária”⁶.

Segundo Barros (2014, p. 38), no primeiro modelo a concessionária é proprietária dos ativos de geração e pode realizar o projeto, a instalação, a operação e a manutenção dos sistemas fotovoltaicos tanto em residências ou estabelecimentos comerciais de clientes, quanto em locais da própria distribuidora de energia elétrica. Quando a distribuidora instala os sistemas fotovoltaicos nas residências ou nos estabelecimentos comerciais, por exemplo, esses clientes “continuam a adquirir a energia das distribuidoras, mas são beneficiados com uma taxa mensal de aluguel dos seus telhados”. Destaca-se que esse modelo pode ser vantajoso para a distribuidora, visto que ela con-

⁶ No original, em inglês: “*Utility Ownership of Assets, Utility Financing e Utility Purchases of Solar Output*”.

tinua a vender a energia gerada pelos sistemas para os consumidores, além de ter mais controle sobre a inserção da geração distribuída na sua área de concessão.

Algumas concessionárias não podem ser proprietárias de ativos de geração, por questões regulatórias e/ou econômico-financeiras. Para esse caso, Nimmons e Taylor (2008) indicam o modelo de Financiamento dos Ativos via Concessionária, que consiste em oferecer financiamento e serviços relacionados que auxiliem os consumidores a instalar os sistemas em suas edificações. Nessa segunda abordagem, há o envolvimento da concessionária como financiadora ou como agente financeiro. Trata-se de fornecer facilidade para o acesso ao crédito e simplificar o acesso do consumidor à geração distribuída. Para Barros (2014, p. 41), o financiamento do ativo via distribuidora de energia pode ser desvantajoso, pois “as empresas precisam manter a infraestrutura de distribuição” e, por isso, “não conseguem reduzir os custos”. Todavia, há também uma vantagem que já é percebida na aplicação desse modelo nos Estados Unidos: “a possibilidade das empresas obterem reconhecimento dos empréstimos e financiamentos (...) como investimentos e a consequente remuneração no processo de revisão tarifária”.

Caso a empresa concessionária ainda não esteja satisfeita com esse modelo, há uma terceira opção, a Compra da Energia Gerada pela Concessionária, na qual ela cria e captura valor ao comprar a energia gerada por terceiros. De acordo com Barros (2014, p. 42), a contratação de energia se dá “através de contratos do tipo PPA (*Power Purchase Agreement*)”. Esse modelo se assemelha ao tradicional, de contratação de energia para posterior revenda aos consumidores. Nos Estados Unidos, esse modelo se apresenta ideal para os estados que precisam cumprir metas de aquisição de energia por fontes renováveis, por exemplo.

Segundo Richter (2012), os modelos de negócio específicos para as empresas concessionárias podem ser aplicados de duas formas: do lado da concessionária e do lado do consumidor.

O modelo do lado da concessionária é caracterizado por sistemas de maior porte que produzem energia e a injetam na rede. Esse modelo é semelhante às tradicionais plantas centralizadas de geração. Os custos estão associados à implantação das usinas e as receitas provêm das vendas da energia gerada e, eventualmente, de mecanismos de fomento, como tarifas do tipo *feed-in*.

No segundo tipo de modelo de negócio, o sistema de geração se encontra instalado na propriedade do consumidor. A concessionária, nesse caso, atua com serviços de consultoria, financiamento, operação e manutenção do sistema ou, então, ela pode ser proprietária do ativo.

Para selecionar o modelo adequado, Richter (2012) aponta que a distribuidora de energia precisa definir em qual parte de cadeia de valor a concessionária almeja atuar: na geração ou junto aos consumidores.

Os modelos de negócio citados representam uma pequena parcela das várias opções existentes. A atuação das empresas concessionárias nos negócios de eficiência energética e geração distribuída é ampla e, para acompanhar as mudanças no setor elétrico, é necessário desenvolver modelos inovadores e criativos. Algumas opções se destacam dentre as demais e são apresentadas, de forma resumida, a seguir:

Atuar como geradoras: investir na construção e na operação de centrais de geração distribuída, assim como, quando aplicável, na locação de espaços para geração (telhados, por exemplo).

Atuar como Esco: oferecendo projetos e serviços de eficiência energética e geração distribuída.

Modelo de condomínio operado pela concessionária: comercialização de cotas de capacidade instalada com os consumidores (em alguns estados americanos é obrigação regulatória).

Operadora de *leasing* (locação), agente financiador ou agregador de projetos (manutenção e administração dos sistemas).

Operadora de usinas virtuais: a empresa concessionária equilibra oferta e demanda em sua área de concessão despachando recursos distribuídos, tais como geração distribuída, armazenamento, gestão de carga etc.

De modo geral, as concessionárias precisam ampliar a gama de serviços oferecidos, incluindo os de geração distribuída e de eficiência energética. Algumas empresas controladoras de concessionárias de distribuição brasileiras já estão atuando nesse negócio, por meio de Empresas de Serviços de Conservação de Energia (Escos) e/ou produtores independentes de energia, prestando serviços de eficiência energética, projeto e instalação de geração distribuída, bem como ampliando seus portfólios de geração. Essas empresas começam a atuar como terceiros, mas a propriedade do ativo ainda é do consumidor final.

Para que a propriedade passe a ser das distribuidoras de energia é necessário que ocorram mudanças regulatórias que possibilitem e incentivem essa situação.

Considerando as opções mostradas, a erosão de receita ocorre quando o usuário final é proprietário do ativo de geração e, atualmente, esse é o cenário da geração distribuída no Brasil.

Logo, a aplicação dos modelos deve almejar o equilíbrio entre a remuneração das concessionárias e o acesso dos consumidores à geração própria de energia.

Modelos de negócio para terceiros (ou do tipo *third-party*)

Segundo Huijben e Verbong (2013), os modelos de negócio para terceiros começaram a surgir nos Estados Unidos em 2005. Atualmente, eles são muito difundidos nesse país. Entretanto, para que esse tipo de modelo conseguisse se desenvolver, mudanças na legislação de vários estados precisaram ocorrer. A sua principal vantagem está relacionada à remoção, parcial ou total, do alto investimento inicial dos sistemas de geração distribuída. Além disso, os consumidores não precisam se preocupar com os aspectos tecnológicos, projeto e instalação dos sistemas. Esses pontos positivos ocorrem porque as empresas (ou terceiros) são proprietárias e operam os sistemas de geração instalados nas residências dos consumidores. Desse modo, os terceiros podem fazer *leasing*, ou seja, alugar os equipamentos, ou podem vender a energia gerada para os consumidores.

De acordo com Drury et al. (2012), na Califórnia, as empresas do ramo fotovoltaico não são reguladas como as distribuidoras de energia, fator que permitiu a abertura de novos caminhos para essas empresas desenvolverem os seus serviços de geração distribuída fotovoltaica.

Modelos de geração compartilhada

Um dos principais obstáculos para a difusão da geração distribuída fotovoltaica é o alto custo dos equipamentos. Asmus (2008) afirma que, com a aplicação de modelos de negócio compartilhados e comunitários, esses custos podem diminuir e a

abrangência dessas tecnologias pode aumentar. Ele discute o modelo de negócio denominado *Community Solar*, também conhecido como *Solar Shares*, e chamado neste livro de geração compartilhada. Asmus (2008, p. 64) define esse tipo de modelo de negócio como a capacidade de “múltiplos usuários obterem energia de um único sistema fotovoltaico, ou de outros conjuntos fotovoltaicos instalados em diferentes lugares, mas operados como um sistema único”⁷. Desse modo, se o consumidor reside em um local com muito sombreamento ou baixa incidência solar, por exemplo, ele poderá adquirir uma parte, ou o total, da sua demanda de energia por meio de uma instalação localizada em outro lugar. A vantagem desse modelo está, principalmente, na divisão do investimento inicial entre os múltiplos usuários atendidos pelo sistema.

De acordo com Asmus (2008, p. 63), o modelo de geração compartilhada é ideal para: “locatários; donos de condomínios; empresas comerciais que possuem suas instalações em prédios alugados; áreas com sombreamento”⁸, aspecto relevante para a fotovoltaica, por exemplo; “telhados que precisam de modificações estruturais para suportar painéis fotovoltaicos; e consumidores que planejam mudar de residência”⁹. Esses participantes podem comprar frações de energia renovável sem lidar com os altos custos iniciais e as possíveis dificuldades de instalação.

⁷ No original, em inglês: “multiple users can draw from a single solar PV array, or a series of arrays on different buildings, but operated as a single system”.

⁸ No original, em inglês: “Renters, Condominium owners, Commercial companies that lease rather than own their buildings”.

⁹ No original, em inglês: “Shaded rooftops, Rooftops that require structural modifications to support the PV system, and Customers contemplating a move”.

A geração compartilhada também pode ser interessante para as empresas distribuidoras de energia elétrica. Coughlin et al. (2012, p. 6) destacam três modelos de negócio. O primeiro considera a perspectiva das concessionárias distribuidoras de energia elétrica: o Modelo Patrocinado pela Concessionária (em inglês: *Utility-Sponsored Model*). Nesse modelo, a distribuidora de energia “é proprietária ou opera um projeto que está aberto à participação voluntária de consumidores”¹⁰. O segundo modelo, chamado de Modelo de Sociedade de Propósito Específico (SPE) (*Special Purpose Entity (SPE) Model*), consiste na formação de uma SPE, por membros de um grupo, para desenvolver um projeto de geração de energia elétrica compartilhada. Por último, o Modelo sem Fins Lucrativos (*Nonprofit Model*) formado, como o próprio nome já sugere, por uma organização sem fins lucrativos, cuja função é administrar um projeto comunitário de geração de energia em nome dos membros. A aplicação desses modelos deve considerar variáveis diversas, tais como: alocação de custos e benefícios, financiamento, impostos e questões legais referentes à regulação vigente.

É interessante mencionar a experiência da Holanda com o modelo de geração compartilhada. Huijben e Verbong (2013) mostram como a implantação de sistemas de geração compartilhada em prédios públicos, condomínios e fazendas despertou a atenção dos investidores para a geração distribuída fotovoltaica. Além disso, essa modalidade apontou a necessidade de se criar legislação específica para a compensação de energia virtual (ou *virtual net metering*, em inglês).

Recentemente, no Brasil, a Resolução Normativa nº 687/2015 (ANEEL, 2015a) criou a figura da geração compartilhada de energia elétrica. Diversos interessados podem se unir

¹⁰ No original, em inglês: “a utility owns or operates a project that is open to voluntary ratepayer participation”.

em consórcios ou cooperativas para instalar uma micro ou minigeração distribuída e, conseqüentemente, podem usar a energia elétrica gerada para a redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

O lado do consumidor

A participação de consumidores finais de energia nos negócios de eletricidade é uma questão complexa, que deve ser bem pensada e regulamentada para garantir a sustentabilidade econômica do setor elétrico. Países com fortes políticas voltadas para a difusão da geração distribuída, a partir de consumidores finais, têm demonstrado que o sucesso das iniciativas depende da atratividade do negócio para esses pequenos investidores.

Esse interesse pode ser melhorado com a implementação de mecanismos de incentivo que visam, sobretudo, garantir a recuperação do capital investido em prazos razoáveis, tais como tarifas tipo *feed-in*, rebates, taxas reduzidas de financiamento, entre outros. Outras questões como o acesso às informações técnicas, a garantia de acesso à rede e a regulamentação de novos modelos de negócio também são questões-chave para a criação de um ambiente favorável à participação de pequenos consumidores nos negócios de geração distribuída e eficiência energética.

A experiência da geração distribuída na Alemanha, por exemplo, com a implementação das tarifas tipo *feed-in* é um caso de sucesso da participação de pequenos investidores que entraram no negócio da energia elétrica. A participação de vários tipos de proprietários na estrutura de fontes renováveis para a geração de eletricidade na Alemanha, em 2012, era bem distribuída entre companhias de eletricidade privadas e públicas, fundos e bancos, indústria e desenvolvedores de projeto.

Todavia, destacavam-se os cidadãos e os agricultores, as pessoas físicas, que detinham 46% da estrutura de fontes renováveis para geração de eletricidade nesse país (AGORA ENERGIE-WENDE, 2015, p. 13-14).

A seguir são apresentadas algumas das opções para os consumidores atuarem nos negócios de geração distribuída e eficiência energética, contemplando os modelos apresentados anteriormente:

Consumidor-produtor: proprietário da instalação, responsável pelo financiamento do projeto.

Leasing (locação): uma terceira parte é proprietária dos equipamentos e é responsável pelos custos de instalação, manutenção, contrato e conexão junto à concessionária.

Modelo de condomínio: consumidores adquirem participações em instalações e contribuem para que agregadores consigam economia de escala com a compra ou a locação de equipamentos de maior porte.

Agentes agregadores: agregação da demanda de diversos consumidores para negociação de compra de energia renovável.

Do ponto de vista econômico, os modelos que beneficiam o consumidor são aqueles nos quais a propriedade é de outrem ou é compartilhada, pois o investimento inicial pode ser reduzido por meio do aluguel ou do arrendamento dos sistemas ou, ainda, da venda da energia gerada. O modelo de geração compartilhada também amplia o alcance da geração distribuída, diluindo os custos entre os usuários participantes.

Avaliação das políticas e ações para geração distribuída

Os programas e mecanismos de incentivo são fundamentais para o desenvolvimento de uma determinada tecnologia. Nos últimos anos, o Brasil avançou em relação à geração distribuída e impulsionou o desenvolvimento do mercado e a criação de várias empresas do ramo, com destaque para a área fotovoltaica.

Ainda há, no entanto, um longo caminho a percorrer para que a geração distribuída se estabeleça de forma sólida. O número de conexões de micro e minigeradores está aumentando e isso é necessário para o crescimento da geração distribuída. No que diz respeito à potência injetada no Sistema Interligado Nacional (SIN), no entanto, a participação da geração distribuída é mínima.

A Resolução Normativa nº 482, assim como a atualização para a Resolução Normativa nº 687, foram essenciais para a aplicação da geração distribuída no país. Nota-se um esforço da Aneel em ampliar o acesso à geração distribuída ao permitir a geração compartilhada, a instalação em condomínios e o autoconsumo remoto. Apesar de ser uma inovação para o Brasil, essas modalidades já eram praticadas em outros países nos quais a geração distribuída está mais difundida.

Outra iniciativa importante foi a criação do ProGD, programa anunciado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) que propôs movimentar bilhões em investimentos até 2030. Até o momento, entretanto, o ProGD não realizou ações, mudanças ou anúncios adicionais relacionados ao programa, o que gera dúvidas em relação à eficácia e à continuidade deste.

A atuação dos estados na adesão ao Convênio ICMS nº 16/2015 influenciou a viabilidade econômica dos projetos de ge-

ração distribuída e a redução do tempo de retorno do investimento. Ainda há estados brasileiros sem a isenção do ICMS, fator que os posiciona atrás de outros estados brasileiros, impactando os consumidores que estão dispostos a investir e gerar a própria energia.

Os modelos de negócio também podem ser encarados como ferramentas de incentivo, já que auxiliam na difusão da geração distribuída. O desenvolvimento dos modelos exige uma visão de longo prazo. Para que a geração distribuída seja competitiva, não se deve apenas considerar a questão dos custos, mas, também, outros atributos, tais como a não liberação de carbono e de gases poluentes e outros benefícios ambientais, assim como o aumento da segurança energética.

Frantzis et al. (2008) apontam que, com a evolução dos modelos de negócio, mudanças nas atividades paralelas à indústria também ocorreram. Em particular, transformações na política, na tecnologia e na regulação da concessionária. Essas alterações influenciam o mercado e podem criar, por exemplo, mais demanda para o setor e outros tipos de oportunidades.

Gordijn e Akkermans (2007) sugerem e avaliam algumas opções de novos modelos de negócio em mercados liberalizados. Os casos avaliados contemplam: o uso da geração distribuída no atendimento à demanda de pico – o momento de maior consumo – na Espanha; a comercialização do excedente de geração a partir de pequenas centrais hidrelétricas no mercado de energia elétrica na Noruega; o planejamento pelo lado da demanda com aplicação da geração distribuída para minimizar riscos de cargas contratadas e variações nos preços da eletricidade na Holanda; e a gestão de redes de distribuição para aumento da capacidade de geração distribuída no Reino Unido.

Nesses estudos de caso, alguns fatores econômicos mostraram-se importantes para melhorar os negócios de geração distribuída, como a permissão da comercialização da energia

proveniente de geração distribuída por parte de produtores locais e as políticas regulatórias que impactam diretamente na viabilidade e na atratividade dos negócios. Em todos os casos, o papel do agente regulador mostrou-se crucial para o êxito dos arranjos.

Os modelos de negócio são profundamente influenciados pelos aspectos regulatórios de cada país. No Brasil, a Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012) auxiliou a moldar um novo mercado para a geração distribuída fotovoltaica no país, por exemplo. Atualmente, diversas empresas oferecem serviços de instalação, projetos, construção das estruturas de sustentação dos sistemas e fornecimento de inversores.

No entanto, apesar do crescimento da geração distribuída no país, o consumidor ainda deve estar disposto a pagar pelo investimento inicial de alto custo. Ainda não se destacam os modelos de negócio nos quais as empresas alugam os equipamentos ou oferecem financiamentos com taxas reduzidas para aqueles que não possuem condições econômicas de arcar com os custos dispendiosos de projeto e de instalação.

Os modelos de negócio específicos para a concessionária de distribuição de energia ainda não emergiram, com raras exceções. A atuação das distribuidoras no Brasil é, ainda, passiva e se caracteriza pela oferta do padrão simplificado de conexão à rede e dos serviços de *net metering* (compensação de energia). Desse modo, é possível alocar a maioria das concessionárias na Geração Zero indicada por Frantzis et al. (2008).

No caso específico do Brasil, a concessionária distribuidora não é proprietária dos ativos de geração. Ela compra a energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e a entrega para os consumidores, recuperando esses custos junto a eles. Por essa razão, o impacto na tarifa dos demais consumidores também determinará o sucesso dos modelos de negócio adotados.

Considerações finais

A geração distribuída renovável permite aos consumidores obter os benefícios de produzir energia elétrica em suas próprias instalações e a partir de fontes que não poluem o meio ambiente, como a solar. A principal vantagem, do ponto de vista econômico, é a possibilidade de reduzir o valor pago às distribuidoras pela eletricidade consumida.

Sob a perspectiva das distribuidoras de eletricidade, no entanto, isso pode significar a necessidade de rever e alterar seus modelos de negócio para se beneficiarem das vantagens que a geração distribuída pode acarretar, conforme foi apresentado neste capítulo. A principal questão a ser solucionada para as distribuidoras é evitar a perda da receita que poderia ser refletida em aumentos nas tarifas daqueles que não venham a se tornar prossumidores.

Mudanças, portanto, deverão ser realizadas no setor elétrico para incorporar as transformações decorrentes da expansão da geração distribuída e, também, da eficiência energética.

No próximo capítulo, são analisados modelos tarifários em países nos quais há uma maior difusão da eficiência energética e da geração distribuída do que no Brasil.

Referências e sugestões de leitura

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p. 195-204, abr. 2001. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779601001018>>. Acesso em: 1 jan. 2017.

AGORA ENERGIEWENDE. **Understanding the Energiewende. FAQ on the ongoing transition of the German power system**. [S.l.], 2015. Disponível em: <https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Understanding_the_EW/Agora_Understanding_the_Energiewende.pdf>. Acesso em: 14 out. 2016.

AMÉRICA DO SOL. **Guia de Microgeradores Fotovoltaicos**. Ideal, 2013. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/guiaFV/>>. Acesso em: 18 dez. 2017.

ANEEL. **Resolução nº 112, de 18 de maio de 1999**. Brasília, DF, 1999.

_____. **Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004**. Brasília, DF, 2004.

_____. **Resolução Normativa nº 271, de 3 de julho de 2007**. Brasília, DF, 2007.

_____. **Nota Técnica nº 271, de 04 de agosto de 2009**. Brasília, DF, 2009.

_____. **Chamada nº 013/2011 - Projeto Estratégico: Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira**. Brasília, DF, 2011.

_____. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, DF, 2012.

_____. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília, DF, 2015a.

_____. **Tarifas de Aplicação e Base Econômica para o Grupo A e B (CPFL Paulista)**. 2015b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ANEXO_CPFLPAULISTA_reh20151858.pdf>. Acesso em: 1 jan. 2017.

_____. **Resolução Normativa nº 745, de 22 de**

novembro de 2016. Brasília, DF, 2016a.

____. **Registro de Micro e Minigeradores Distribuídos.** 2016b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd.asp>>. Acesso em: 1 jan. 2017.

____. **Chamada nº 020/2016 - Projeto Estratégico: Aprimoramento do Ambiente de Negócios do Setor Elétrico Brasileiro.** Brasília, DF, 2016c.

____. **Chamada nº 001/2016 - Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior.** Brasília, DF, 2016d.

____. **Geração Distribuída - Informações Técnicas.** 2017a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br>. Acesso em: 1 jan. 2017.

____. **Ranking das Tarifas.** 2017b. Disponível em: <<http://aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acesso em: 1 jan. 2017.

ASMUS, P. Exploring New Models of Solar Energy Development. **The Electricity Journal**, v. 21, n. 3, p. 61-70, 2008. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619008000547>>. Acesso em: 1 jan. 2017.

BARROS, L. V. **Avaliação de modelos de negócio para energia solar fotovoltaica no mercado de distribuição brasileiro.** 2014. 103 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

BICALHO, R. **A transição elétrica: muito além da falta de chuvas.** In Energia Elétrica, Blog Infopetro, 10 mar. 2014. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2014/03/10/a-transicao-eletrica-muito-alem-da-falta-de-chuvas/>>. Acesso em: 10 out. 2016.

BRASIL. **Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.** Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília, DF, 1995.

____. **Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996.** Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. Brasília, DF, 1996.

____. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.** Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobras e de suas subsidiárias e dá outras providências. Brasília, DF, 1998.

____. **Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.** Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF, 2002.

____. **Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003.** Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica e dá outras providências. Brasília, DF, 2003.

____. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF, 2004a.

____. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.** Regulamenta a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF, 2004b.

____. **Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007.** Brasília, DF, 2007. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/lei/l11488.htm>. Acesso em: 1 jan. 2017.

____. **Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015.** Altera a Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988, e dá outras providências. Brasília, DF, 2015a. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm>. Acesso em: 1 jan. 2017.

____. **Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015.** Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, DF, 2015b. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/l13203.htm>. Acesso em: 4 jan. 2017.

CONFAZ. **Ajuste SINIEF 2, de 22 de abril de 2015.** 2015a. Disponível em: <<https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/ajustes/2015/ajuste-sinieff-2-15>>. Acesso em: 4 jan. 2017.

_____. **Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015.** 2015b. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio?icms/2015/cv016_15>. Acesso em: 4 jan. 2017.

COUGHLIN, J.; GROVE, J.; IRVINE, L.; JACOBS, J. F.; PHILLIPS, S. J.; SAWYER, A.; WIEDMAN, J. **A Guide to Community Shared Solar: Utility, Private and Nonprofit Project Development.** National Renewable Energy Laboratory, 2012.

D'ARAUJO, R. P. **Setor elétrico brasileiro: mais reservatórios ou critérios mais coerentes?** In: Energia Elétrica, Blog Infopetro, 11 jun. 2012. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2012/06/11/setor-eletrico-brasileiro-mais-reservatorios-ou-criterios-mais-coerentes/>>. Acesso em: 20 out. 2016.

DRURY, E.; MILLER, M.; MACAL, C. M.; GRAZIANO, D. J.; HEIMILLER, D.; OZIK, J.; PERRY IV, T. D. The transformation of southern California's residential photovoltaics market through third-party ownership. **Energy Policy**, v. 42, p. 681-690, 2012.

EDX. **Solar Energy: Discover the power of solar energy and learn how to design a complete photovoltaic system.** Curso. 2017. Disponível em: <<https://www.edx.org/course/solar-energy-delftx-et3034x-0>>. Acesso em: 18 dez. 2017.

EPE. **Plano Decenal de Energia 2024 - Revisado.** Brasília, DF, 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 4 jan. 2017.

_____. **Plano Decenal de Energia 2025.** Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 4 jan. 2017.

EPE/MME. **Estimativa da capacidade instalada de geração distribuída no SIN: Aplicações no horário de ponta.** 2015.

FERRAZ, C. **Transição energética e reforma do mercado de eletricidade**. In Energia Elétrica, Energias Renováveis, Blog Infopetro, 28 set. 2015. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2015/09/28/transicao-energetica-e-reforma-do-mercado-de-eletricidade/>>. Acesso em: 10 out. 2016

FIGUEIRAS, B. DE J. P. P. **Mecanismos de incentivos ao fotovoltaico: estudo comparativo Portugal/Brasil**. 2013. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente) - Faculdade de Ciências, Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia da Universidade de Lisboa, Lisboa, 2013.

FOX-PENNER, P. **Smart Power: Climate Change, the Smart Grid and the Future of Electric Utilities**. 1. ed. Washington, DC: Island Press, 2009.

FRANTZIS, L.; GRAHAM, S.; KATOFISKY, R.; SAWYER, H. **Photovoltaics Business Models**. n. fev., 2008.

GORDIJN, J.; AKKERMANS, H. Business models for distributed generation in a liberalized market environment. **Electric Power Systems Research**, v. 77, n. 9, p. 1178-1188, 2007.

GUEDES, J. C. DE S. **Manual de Tarificação da Energia Elétrica**, 2011. Disponível em: <www.eletrabras.com>. Acesso em: 5 jan. 2017.

HALLACK, M.; VAZQUEZ, M. **O problema da interação energia eólica, hidráulica e gás natural**. In: Energia Elétrica, Energias Renováveis, Gás Natural, Blog Infopetro, 19 ago. 2013. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2013/08/19/o-problema-da-interacao-energia-eolica-hidraulica-e-gas-natural/>>. Acesso em: 10 out. 2016.

HUIJBEN, J. C. C. M.; VERBONG, G. P. J. Breakthrough without subsidies? PV business model experiments in the Netherlands. **Energy Policy**, v. 56, n. jan. 2012, p. 362-370, 2013.

KIND, P. **Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business**. 2013.

KOEPPEL, G. **Distributed Generation - Literature**

Review and Outline of the Swiss Situation. Zürich, 2003.

LOPES, J. A. P.; HATZIARGYRIOU, N.; MUTALE, J.; DJAPIC, P.; JENKINS, N. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. **Electric Power Systems Research**, v. 77, n. 9, p. 1189-1203, 2007.

LORA, E. E. S.; HADDAD, J. **Geração distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais.** Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

LOSEKANN, L. **Desafio do setor elétrico brasileiro: novo papel dos reservatórios.** In Energia Elétrica, Blog Infopetro, 12 ago. 2013. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2013/08/12/desafio-do-setor-eletrico-brasileiro-novo-papel-dos-reservatorios/>>. Acesso em: 10 out. 2016.

MME. **Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar.** 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030>. Acesso em: 4 jan. 2016.

MUSK, Elon. **The mind behind Tesla, SpaceX, SolarCity.** TED Talks, 2013. Disponível em: <https://www.ted.com/talks/elon_musk_the_mind_behind_tesla_spacex_solarcity#t-6317>. Acesso em: 18 dez. 2017.

NIMMONS, J.; TAYLOR, M. **Utility Solar Business Models: Emerging Utility Strategies & Innovation.** 2008.

ONS. **Plano da Operação Energética 2014/2018 - Sumário Executivo.** Brasília, DF, 2014. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao/operacao_energetica/RE-3-0166-2014_PEN2014_SumarioExecutivo.o.pdf>. Acesso em: 4 jan. 2016.

PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESELDONCKX, D.; BELMANS, R.; D'HAESELEER, W. Distributed Generation: Definition, benefits and issues. **Energy Policy**, v. 33, n. 6, p. 787-798, 2005.

RICHTER, M. Utilities business models for renewable

energy: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 5, p. 2483-2493, 2012.

ROMEIRO, D. L. **As contradições entre a expansão renovável e a flexibilidade térmica no Brasil**. In Energia Elétrica, Blog Infopetro, 19 abr. 2016. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2016/04/19/as-contradicoes-entre-a-expansao-renovavel-e-a-flexibilidade-termica-no-brasil/>>. Acesso em: 20 out. 2016

SCHLEICHER-TAPPESEER, R. How Renewables Will Change Electricity Markets in the Next Five Years. **Energy Policy**, v. 48, p. 64-75, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.042>>. Acesso em: 4 jan. 2016.

STRACHAN, N.; DOWLATABADI, H. Distributed Generation and Distribution Utilities. **Energy Policy**, v. 30, n. 8, p. 649-661, 2002.

TRICOIRE, A. Uncertainty, vision, and the vitality of the emerging smart grid. **Energy Research & Social Science**, Special Issue on Smart Grids and the Social Sciences. v. 9, p. 21-34, set. 2015.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; DE OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. 1. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

6. Exemplos de estratégias e modelos tarifários para eficiência energética e geração distribuída renovável em alguns países

Introdução

Este capítulo apresenta a estrutura do modelo tarifário em três países, a Alemanha, os Estados Unidos da América (EUA) e o Reino Unido, bem como as estratégias adotadas pelos seus governos para incentivar a eficiência energética e a geração distribuída. São países que já experimentam mudanças significativas nos seus mercados de energia.

A Alemanha se destaca no cenário mundial pelo pioneirismo e pelas metas ambiciosas para alcançar uma economia de baixo carbono. Além disso, esse país promoveu grande inserção de geração fotovoltaica no segmento de distribuição e mostrou-se capaz de solucionar os desafios relacionados à grande inserção de geração distribuída fotovoltaica na sua matriz elétrica.

Os Estados Unidos têm uma vasta experiência na questão do desacoplamento entre receita e vendas de energia elétrica pelas empresas concessionárias distribuidoras. Nesse país, devido à autonomia regulatória dos estados, há diferenças significativas nas questões relacionadas à distribuição de energia elétrica. Por essa razão, foram selecionados dois estados, Califórnia e Nova Iorque, para ambientar as análises.

No Reino Unido foi desenvolvida uma nova estrutura regulatória, denominada modelo RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*). Essa nova abordagem de formação de tarifa, considerada mais abrangente, é baseada em incentivos e

considera fatores que impulsionam o investimento eficiente. Ao definir as tarifas, há o envolvimento das partes interessadas no processo de tomada de decisão e são considerados a preocupação com a economia de baixo carbono e os objetivos ambientais.

Alemanha

Em 2010, o governo federal alemão adotou uma estratégia ousada para o setor energético por meio da *Energiewende* (revolução energética), que estabelece os princípios de longo prazo, construídos sobre políticas anteriores, para levar a Alemanha a ser uma das economias mais eficientes e ambientalmente amigáveis do planeta.

A Alemanha tem como meta a redução das emissões dos gases que causam o efeito estufa (GEEs) entre 80% a 95% até 2050, em relação ao ano base de 1990. Para tanto, ganhos de eficiência energética devem reduzir 50% do consumo de energia primária e 25% do consumo de eletricidade, em relação ao ano base de 2008. Um terceiro objetivo da *Energiewende* é que fontes renováveis de energia venham a constituir 80% da matriz elétrica alemã até 2050 (FRAUNHOFER-ISE, 2016).

Para dar suporte a essa estratégia, a Alemanha lançou um conjunto de políticas energéticas com os seguintes elementos-chave:

1. Lei para Acelerar a Expansão das Redes de Eletricidade (NABEG);
2. Lei da Indústria Energética (EnWG);
3. Lei das Fontes Renováveis de Energia (EEG), que visa uma expansão eficiente, em termos de custo, das fontes renováveis de energia;
4. Lei da Energia Nuclear: eliminação progressiva das centrais nucleares alemãs até 2022;

5. Lei do Fundo de Energia e Clima;
6. Lei para Fortalecimento de um Desenvolvimento Compatível com o Clima nos Municípios;
7. Lei de Incentivos Fiscais para a Modernização Energética de Edifícios Residenciais; e
8. Portaria sobre a licitação de contratos públicos.

No entanto, há dois debates políticos atuais para o setor energético alemão. O custeio dos incentivos da *Energiewende* para a geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis e os incentivos financeiros dados a grandes consumidores, no entanto, têm sido questionados politicamente, pois, segundo seus críticos, esses dois mecanismos distorcem os preços e o comércio da eletricidade e impõem encargos aos pequenos consumidores (OECD/IEA, 2013).

Estrutura do setor elétrico e modelos de negócio

O setor elétrico alemão, seguindo as diretivas da União Europeia, passou por reformas estruturantes em 1998, para liberalização do setor, inserindo as atividades de geração e comercialização em ambiente competitivo, enquanto as atividades de transmissão e distribuição permaneceram em ambiente regulado.

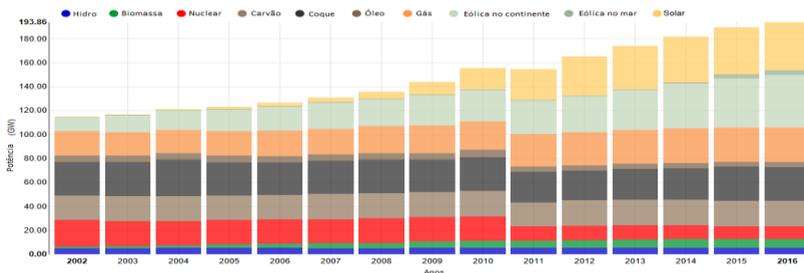
Na Alemanha, o Ministério da Economia e Energia é responsável por formular e implantar políticas energéticas e o Ministério de Meio Ambiente, Conservação da Natureza, Construções e Segurança Nuclear é responsável por formular políticas referentes às suas competências.

O regulador do sistema elétrico (*Bundesnetzagentur*) supervisiona a operação das redes de transmissão e distribuição, a qualidade da eletricidade, o acesso às redes e as tarifas de uso das redes.

O *European Energy Exchange* (EEX) opera contratos de energia elétrica, gás natural, carbono e derivativos financeiros associados a transações de energia. Já o *European Power Exchange* (EPEX SPOT) é responsável pelo mercado de curto prazo de energia elétrica, incluindo liquidações intradiárias (em um único dia) e para o dia seguinte.

A geração de energia elétrica na Alemanha foi bastante impactada pela *Energiewende*. O gráfico da Figura 6.1 mostra que, a partir de 2011, a penetração de fontes renováveis de energia na matriz elétrica alemã cresceu significativamente.

Figura 6.1: Evolução, de 2002 a 2016, em GW, da capacidade instalada dos vários tipos de fontes de energia na matriz elétrica alemã



Fonte: Fraunhofer-ISE (2016)

Mesmo com a forte penetração de capacidade instalada renovável na matriz elétrica alemã, a participação de usinas termelétricas na geração de eletricidade em 2016 ainda era superior a 60% (FRAUNHOFER-ISE, 2016). Logo, a Alemanha precisa de investimentos robustos para alcançar a meta de 80% da geração com energia renovável.

A distribuição de energia é bastante pulverizada, uma vez que poucas empresas distribuidoras fornecem energia a mais de 100 mil consumidores; as distribuidoras, em geral, possuem ativos de geração e também são comercializadoras de energia elétrica. Já a transmissão se concentra em quatro grandes empresas.

A tarifa alemã de energia elétrica, em 2016, custava 30 centavos de euros por kWh, ou seja, R\$ 1,05 por kWh, duas vezes a tarifa residencial média brasileira com impostos.

Encargo de energia renovável e tarifa do tipo *feed-in*

De acordo com a Lei das Fontes Renováveis de Energia (EEG), o Estado alemão firma contratos, cuja duração varia entre 15 e 20 anos, com os geradores que utilizam fontes renováveis de energia para garantir uma remuneração fixa, ajustada anualmente, por cada kWh de energia despachada na rede. Essa tarifa, denominada *feed-in* (FIT), é calculada de tal forma que os investimentos sejam pagos e tragam lucro ao investidor. A tarifa diminui ao longo do tempo, para incentivar os geradores a investirem em novas tecnologias. O valor da FIT varia com a tecnologia empregada, a capacidade instalada e a região onde o gerador está conectado na rede.

A eletricidade gerada com fontes renováveis é vendida pelo preço de curto prazo do mercado. A receita com essa venda é destinada ao pagamento da FIT e o restante que falta para equilibrar a conta é suprido por um encargo pago pelos consumidores de energia elétrica, denominado, em inglês, *renewable energy surcharge*.

Um prosumidor que utiliza fontes renováveis de energia na Alemanha paga pela eletricidade que consome o mesmo valor de tarifa que os consumidores semelhantes que não auto-produzem e recebe pelo excedente injetado na rede a tarifa FIT.

Como esta última é menor do que a tarifa que paga pelo seu próprio consumo, há um incentivo para que ele consuma o mínimo possível de eletricidade da rede.

Modelo tarifário e mecanismo de formação da tarifa

O modelo de regulação das tarifas de distribuição de energia elétrica adotado na Alemanha é o de regulação por incentivos, combinando a abordagem de teto de receita (*revenue cap*) com concorrência por comparação (*yardstick competition*).

A cada cinco anos, durante a revisão tarifária das empresas concessionárias distribuidoras, são feitos ajustes de sua receita com base em auditorias de seus custos e em análises comparativas (*benchmarking*).

Durante o intervalo entre as revisões tarifárias, a tarifa é reajustada com base em um índice de inflação, a produtividade geral do setor elétrico e a produtividade individual da empresa distribuidora. A receita permitida no ano t , EO_t , é calculada pela Equação 6.1.

A remuneração dos ativos das empresas transmissoras e distribuidoras no país é definida pela WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) do setor, fixada pelo regulador. No cálculo da WACC se considera uma estrutura de 60% de capital de terceiros. Em 2015, a WACC foi de 5,9%.

As análises comparativas (*benchmarking*) de custos operacionais são feitas utilizando dois métodos de análise de fronteira de eficiência: o DEA (*Data Envelopment Analysis*) e o SFA (*Stochastic Frontier Analysis*) (CPFL; GESEL, 2015).

Equação 6.1

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,o} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,o}) \cdot (VPI_t / VPI_o - PF_t) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_o) + S_t$$

Onde:

$KA_{dnb,t}$: custos não gerenciáveis associados a impostos e encargos pagos aos operadores de rede a montante, no ano t;

$KA_{vnb,o}$: custos não gerenciáveis auditados e que passaram por uma análise comparativa (*benchmarking*) durante a revisão tarifária, no ano base;

$KA_{b,o}$: custos gerenciáveis auditados e que passaram por uma análise comparativa (*benchmarking*) durante a revisão tarifária, no ano base;

$(1 - V_t)$: fator de distribuição dos custos gerenciáveis no ano t, que tem a função de remover os custos gerenciáveis não eficientes da receita permitida, refletindo a produtividade individual da empresa distribuidora;

VPI_t : índice de inflação para o consumidor no ano t;

VPI_o : índice de inflação para o consumidor no ano base;

PF_t : fator de produtividade geral do setor elétrico no ano t;

EF_t : fator de crescimento no ano t, que leva em consideração, em seu cálculo, mudanças na área de concessão, quantidade de consumidores e demanda na ponta. É por meio desse fator que se remunera os investimentos na expansão da rede de distribuição;

Q_t : componente de qualidade da eletricidade fornecida no ano t. Esse componente se baseia no Índice de Duração Média das Interrupções (SAIDI) e possui limites mínimo e máximo de ajuste na receita permitida de -2% e +4% dos custos gerenciáveis;

VK_t : custos voláteis, tais como perdas técnicas, no ano t;

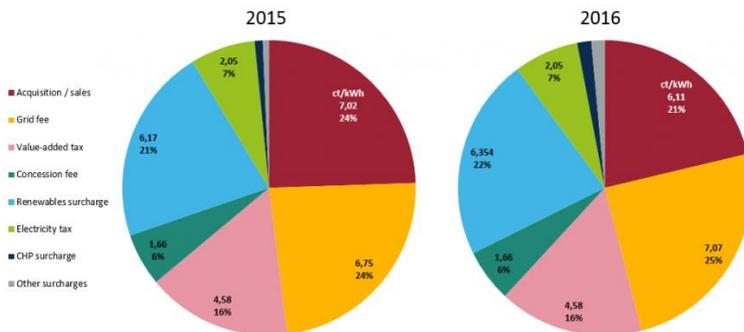
VK_o : custos voláteis, tais como perdas técnicas, auditados e que passaram por uma análise comparativa (*benchmarking*) durante a revisão tarifária, no ano base;

S_t : liquidação da conta regulatória no ano t. Esse componente acumula em uma conta as diferenças aferidas entre a receita permitida e a receita real. Caso haja saldo nessa conta no final do ciclo tarifário, esse saldo é liquidado no período seguinte.

Fonte: CPFL e Gesel (2015, p. 251-252)

A Figura 6.2 apresenta a composição de custos da tarifa residencial de eletricidade na Alemanha em 2015 e 2016.

Figura 6.2: Composição de custos da tarifa de energia elétrica residencial alemã em 2015 e 2016, em %



Fonte: BDEW (THALMAN, 2016)

As parcelas de custo representadas na Figura 6.2 são:

- Custo líquido da eletricidade adquirida (*acquisition/sales*): resultado líquido das compras e vendas de eletricidade no mercado de curto prazo;
- Tarifa pelo uso da rede elétrica (*grid fee*): tarifa pelo uso das redes elétricas, definida pelo regulador do setor elétrico;
- Imposto sobre o valor adicionado da eletricidade (*value-added tax*): imposto cobrado antes da incidência dos demais impostos e encargos. A alíquota em 2016 era de 19%;
- Taxa de concessão (*concession levy*): taxa que incide sobre o uso de espaço público para alojar as redes de distribuição;
- Encargo que subsidia a geração de eletricidade por meio de fontes renováveis de energia (*renewables surcharge*);
- Imposto sobre o uso da energia elétrica (*electricity tax*): denominado “imposto ecológico” na Alemanha;
- Taxa para compensar prejuízos devido a atrasos na conexão de geradores eólicos *offshore* (*levy for offshore liabilities*);

- Encargo que subsidia a geração de eletricidade por meio de unidades de cogeração (*Combined Heat and Power (CHP) surcharge*): esse mecanismo funciona de uma forma similar ao *renewables surcharge*;
- Grandes consumidores são isentos, total ou parcialmente, do pagamento da tarifa pelo uso da rede elétrica, pois recebem energia diretamente de linhas de transmissão sem supostamente se beneficiarem do sistema de distribuição. No entanto, o custo referente a essa isenção é distribuído entre os demais consumidores do encargo denominado, em inglês, *levy for industry rebate on grid fees*.

Os grandes consumidores também não pagam o encargo que subsidia a geração de eletricidade por meio de fontes renováveis de energia.

Eficiência energética

O Plano Nacional de Ações para Eficiência Energética (do inglês NAPE) descreve uma vasta gama de ações que estão sendo tomadas para se atingir a meta de eficiência energética do governo alemão (BMW, 2014). As medidas propostas são divididas em medidas de curto prazo e novas abordagens a serem prospectadas no futuro para cada tipo de mercado.

Os edifícios, tanto residenciais quanto comerciais, são responsáveis por 40% do consumo de energia primária na Alemanha e o governo alemão tem a meta de torná-los totalmente autossuficientes até 2050. O uso final que demanda mais energia é o aquecimento. Como medidas de curto prazo, estão sendo adotadas:

- Expansão do programa de consultoria local na busca de ganhos de eficiência energética em edifícios e aumento do

subsídio dado pelo governo pelo serviço, de 50% para 60%. Além disso, o governo fornece uma série de ferramentas online para apoiar tais iniciativas;

- Concessão de subsídios, créditos fiscais ou empréstimos a juros menores do que no mercado para moradores dispostos a investir na efficientização de edifícios ou na utilização de fontes renováveis de energia;
- Adição de financiamento e melhora do programa *CO₂ Building Modernisation Programme*. Esse programa oferece subsídios ou empréstimos a juros menores do que no mercado para a construção ou a modernização de edifícios, a fim de torná-los mais eficientes; e
- Reformulação de um programa voluntário para indicar ações visando ganhos de eficiência energética para equipamentos de aquecimento em edifícios antigos.

Embora, muitas vezes, medidas de conservação de energia tenham retornos financeiros elevados, os empréstimos e os modelos de negócio são viáveis apenas para grandes corporações. As iniciativas de curto prazo propostas para sanar esse problema são:

- Por meio de uma espécie de leilão de eficiência energética, denominado *STEP up! competition*, o governo subsidia projetos oriundos de todos os setores que acarretem nas maiores economias por euro investido, incentivando que novas ideias e tecnologias sejam propostas e aplicadas.
- O governo alemão oferece um serviço que atesta até 80% da energia economizada por um projeto de eficiência energética oriundo de uma pequena ou média empresa industrial. Com essa garantia, tais empresas podem conseguir empréstimos com juros menores para investimentos em projetos de eficiência energética.

- Vínculo dos juros de financiamentos do banco KfW para equipamentos e processos à eficiência dos projetos, ou seja, os projetos que apresentarem maior ganho de eficiência por unidade monetária recebem linhas de créditos a juros menores. Além disso, haverá uma simplificação da comprovação da energia a ser conservada.
- Um programa oferece especialistas para ensinar como evitar a perda de calor residual ou reaproveitá-lo em instalações industriais. Esse especialista pode, inclusive, permanecer na empresa para aplicar as soluções propostas.
- O governo federal financiará o desenvolvimento de um programa piloto de gestão da demanda, denominado *Energy Savings Meter*, que permitirá a coleta de dados de uso de equipamentos de consumidores e a proposição de trocas economicamente viáveis de equipamentos, sobretudo as trocas que propiciam elevadas economias de energia.

Dentre as novas abordagens a serem prospectadas no futuro destaca-se o estabelecimento de novos modelos de financiamento de investimentos voltados para ganhos de eficiência energética, sobretudo em empresas de pequeno e médio porte.

Outra iniciativa é prover informação e ferramentas aos consumidores, para difundir ideias e experiências sobre ações que possibilitam ganhos de eficiência energética. As medidas de curto prazo previstas no NAPE são:

- Criação de redes de eficiência energética que permitam que empresas estabeleçam, com a ajuda de consultores, metas de ganhos de eficiência energética e ações efetivas visando alcançá-las;
- Apoio às redes municipais de eficiência energética, com o amparo de um fundo e suporte do governo federal;

- Apoio aos gestores da eficiência energética nos parques empresariais. Esse programa busca encontrar sinergias entre pequenas empresas, órgãos governamentais e residências para promover ganhos de eficiência energética, em geral, e a cogeração, em particular;
- Desenvolvimento de serviços de informação sobre conservação de energia específicos para certos ramos da indústria e do setor de serviços. Esse programa visa criar campanhas com focos específicos, inspiradas em uma campanha feita pela Associação Alemã de Hotéis e Restaurantes;
- Ampliação da etiquetagem de consumo energético para mais equipamentos elétricos;
- Destaque de produtos energeticamente eficientes na *National Top Runner Initiative*. Essa iniciativa tem por objetivo acelerar o desenvolvimento de produtos eficientes, treinar vendedores e conscientizar consumidores.
- Introdução de auditorias energéticas mandatórias para grandes empresas, para identificar oportunidades de ganhos de eficiência energética;
- Melhorias no fornecimento, pelo governo, de informações, ferramentas e treinamento para pequenas e médias empresas no desenvolvimento de ações visando ganhos de eficiência energética;
- Rotulagem de sistemas de aquecimento antigos e ineficientes. Dessa forma, o governo pretende evidenciar a viabilidade econômica de se investir em equipamentos modernos e acelerar a troca de equipamentos antigos;
- Melhoria da eficiência energética de estações de tratamento de águas residuais, por meio de um programa que oferecerá às autoridades locais consultoria especializada nesse setor, financiada pelo governo federal;

- Financiamento, pelo governo federal, durante três anos, de consultoria especializada em promover ações visando ganhos de eficiência energética na exploração agrícola; e
- Implantação de programa que subsidiará investimentos para promover ganhos de eficiência energética na exploração agrícola, com destaque para a horticultura.

O NAPE menciona, como novas abordagens a serem prospectadas no futuro, o desenvolvimento de *benchmarks* de economias de energia e a busca de melhorias na eficiência energética de Tecnologias da Informação e das Comunicações (TIC).

Na Alemanha, o consumo de combustíveis representa 28% do consumo de energia primária e 17% das emissões de gases que causam o efeito estufa e a tendência é de aumento do tráfego. Logo, para ampliar a eficiência energética no setor de transportes, o governo alemão incentiva uma maior adoção de veículos elétricos, aumenta a porcentagem de veículos elétricos em suas frotas e promove um maior uso do transporte ferroviário, do transporte de carga por barcaças, em vez de caminhões, e o desenvolvimento de veículos comerciais mais eficientes em termos energéticos.

Geração distribuída

Os investimentos em geração fotovoltaica na Alemanha têm sido predominantemente por meio da geração distribuída (56% até 100 kWp), por conta de um forte programa de incentivo, por meio do qual o governo pagou, em 2015, o valor de 12,3 centavos de euros por kWh despachado na rede, ou seja R\$ 0,43/kWh (WIRTH, 2015).

Para dar suporte à crescente difusão da geração distribuída e responder ao pleito popular para substituir as usinas nucleares e ir de encontro às suas metas de redução de gases que

causam o efeito estufa (GEEs), a Alemanha fechou usinas termelétricas nucleares e a carvão e expandiu sua capacidade instalada com gás natural. Com isso, ela introduziu a necessária flexibilidade operativa que as renováveis exigem e reduziu suas emissões de GEEs.

Devido ao atual debate sobre a proporção dos custos dos incentivos para a geração renovável e grandes consumidores, que somam 25% da tarifa, e o fato de a tarifa de energia elétrica alemã figurar como a segunda mais elevada da Europa, desde agosto de 2014, uma revisão da EEG definiu que o valor da FIT deixaria de ser calculado pelo governo de forma a assegurar o retorno dos investimentos e, gradualmente, passaria a ser definido por leilão, a começar pela geração solar centralizada (BMW, 2015).

EUA

Como nos EUA há diferenças significativas nos modelos tarifários e nas estratégias para eficiência energética e geração distribuída entre os 51 estados do país, foram escolhidos dois deles – Califórnia e Nova Iorque – para ilustrar duas posturas inovadoras em relação aos assuntos objeto de análise neste capítulo. Além disso, suas tarifas, modelos tarifários e mecanismos de formação da tarifa foram analisados recentemente no projeto de P&D CPFL/Gesel intitulado “Panorama e análise comparativa da tarifa de energia elétrica do Brasil com tarifas praticadas em países selecionados, considerando a influência do modelo institucional vigente” (CPFL; GESEL, 2015), que subsidiou a análise desses temas neste capítulo.

Estrutura do setor elétrico e modelos de negócio

Diferentemente do Brasil, onde o poder concedente de toda a cadeia produtiva do setor elétrico é a União, que regula o setor por meio da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), nos EUA, estados e municípios constituem o poder concedente e regulam as atividades de distribuição e comercialização no varejo.

O setor elétrico americano inclui mais de 3.000 empresas concessionárias privadas, públicas e cooperativas, mais de 1.000 produtores independentes de eletricidade e mais de 700.000 residências e instalações comerciais com sistemas de geração solar de energia elétrica (LAZAR, 2016).

Segundo Lazar (2016), as empresas concessionárias privadas, conhecidas nos EUA pela designação *investor-owned utilities* (utilitários de propriedade do investidor), atendem cerca de 75% da população americana; havia 199 dessas concessionárias em 2014. Elas são reguladas pelos governos estaduais por meio de agências denominadas *public utilities commissions* (comissões de serviços públicos). A maioria é composta por grandes empresas. Várias delas comercializam tanto eletricidade como gás natural ou operam em vários estados. Algumas estão organizadas na forma de empresas *holding* com várias empresas subsidiárias ou, então, elas próprias são empresas subsidiárias. Sua associação é a *Edison Electric Institute* (EEI).

Os demais 25% da população americana são atendidos pelas chamadas *consumer-owned utilities* (utilitários de propriedade do consumidor). Essa categoria compreende empresas concessionárias municipais (824 empresas em 2014), cooperativas (855 em 2014), a maior parte atendendo zonas rurais, e outros tipos de concessionárias controladas direta ou indireta-

mente pelos consumidores (288 em 2014), que incluem agências governamentais que atuam como concessionárias (*public utility districts*), distritos de irrigação, associações de mutuários voltados para a geração de eletricidade, empresas de *leasing* solar que vendem energia elétrica gerada em painéis solares instalados em propriedades de consumidores, instituições que fornecem energia elétrica para tribos indígenas etc.

As empresas concessionárias municipais e as agências governamentais que atuam como concessionárias são membros da *American Public Power Association*, enquanto que as cooperativas estão organizadas na *National Rural Electric Cooperative Association*. Em alguns estados americanos, empresas concessionárias municipais são reguladas pelas agências estaduais, mas, na maior parte dos estados, elas são reguladas pelos próprios municípios onde operam, que também analisam impactos ambientais causados por essas empresas e licenciam suas instalações, ou por conselhos de administração das concessionárias com membros eleitos (LAZAR, 2016).

Nos EUA, há inúmeras empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica que são verticalmente integradas, ou seja, possuem usinas geradoras e/ou linhas de transmissão. Há, também, concessionárias que são somente distribuidoras; em estados onde ocorreu a reestruturação do setor elétrico, consumidores podem adquirir sua energia de fornecedores de sua escolha por meio da remuneração do uso da rede de distribuição da concessionária local.

Os EUA foram pioneiros, no mundo, na regulação tarifária das empresas concessionárias de energia elétrica com base no serviço pelo custo, cujos princípios são resumidos por Melo, Jannuzzi e Bajay (2016).

A lei federal PURPA (*Public Utility Regulatory Policy Act*) ocasionou, em 1978, uma primeira mudança nessa forma tradicional de regulação do setor elétrico americano ao obrigar

as empresas concessionárias desse setor a adquirirem suprimentos de geradores qualificados (*Qualifying Facilities*), que contemplam usinas de pequeno porte (capacidade instalada inferior a 80 MW) qualificadas que utilizam fontes renováveis de energia e plantas de cogeração qualificadas.

Outra lei federal, a *Energy Policy Act*, introduziu competição no mercado atacadista de energia elétrica dos EUA em 1992. Graças a essa lei, que foi refinada ao longo dos anos pelo Congresso Americano, foram criadas as figuras do Produtor Independente de Eletricidade (*Independent Power Producer* (IPP) ou *Non-utility Generator*)¹, do comercializador² (*marketer*) e do corretor (*broker*)³ naquele país, assim como dos Operadores Independentes do Sistema (*Independent System Operators* (ISOs)) e das Organizações Regionais de Transmissão (*Regional Transmission Organizations* - RTOs).

Atualmente, cerca de metade da capacidade de geração nos EUA pertence a produtores independentes de eletricidade. Grande parte de sua geração está atrelada a contratos de longo prazo com empresas concessionárias (LAZAR, 2016).

As RTOs/ISOs são instituições que planejam, operam, despacham e fornecem livre acesso aos serviços de transmissão de energia elétrica cobrando uma única tarifa, nas regiões em que atuam. Nessas regiões, os proprietários dos ativos de transmissão delegam o controle operacional de seus ativos para as RTOs/ISOs, tal qual ocorre no Brasil com o Operador Nacional

¹ Um IPP possui uma ou mais usinas e vende sua energia no atacado por meio de contratos de longo prazo ou no mercado *spot*. Algumas IPPs são controladas por empresas que também possuem empresas concessionárias; nesses casos, o órgão regulador exerce sua autoridade sobre transações entre elas.

² A maior parte dos comercializadores nos EUA não possui usinas; eles adquirem eletricidade de diversos supridores, por meio de contratos de longo prazo ou no mercado *spot*, e depois a revendem.

³ Diferentemente dos comercializadores, os corretores só intermedeiam as transações comerciais, sem adquirir ou vender a eletricidade.

do Sistema Elétrico (ONS). Há, atualmente, sete RTOs/ISOs no território americano (CPFL; GESEL, 2015; FERC, 2017a): a *ISO New England* (ISO NE), que atende os estados do Maine, Nova Hampshire, Vermont, Massachusetts, Rhode Island e Connecticut; a *New York ISO* (NY ISO), que é restrita ao estado de Nova Iorque; a *PJM Interconnection* (PJM), que abrange os estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nova Jersey, Carolina do Norte, Ohio, Pensilvânia, Tennessee, Virgínia, Virgínia Ocidental e o Distrito de Colúmbia; a *Midwest ISO* (MISO), que cobre os estados de Illinois, Indiana, Iowa, Kentucky, Michigan, Minnesota, Missouri, Montana, Dakota do Norte, Ohio, Pensilvânia, Dakota do Sul e Wisconsin e a província canadense de Manitoba; a *California ISO* (CAISO), que opera no estado da Califórnia; a *Southwest Power Pool* (SPP), que compreende os estados de Arkansas, Kansas, Louisiana, Mississippi, Missouri, Nebraska, Novo México, Oklahoma e Texas; e a *Electric Reliability Council of Texas*, cuja área de atuação é o estado do Texas. Observe-se que, em alguns dos estados americanos, operam mais de uma RTO/ISO.

Esses mercados atacadistas, no comércio interestadual, assim como linhas de transmissão interestaduais são regulados pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). Além dessas funções, a FERC também regula o transporte interestadual de petróleo por oleodutos, o transporte, o armazenamento e o comércio interestaduais de gás natural e os terminais de gás natural liquefeito, licencia e fiscaliza projetos de usinas hidrelétricas e analisa fusões e aquisições de empresas do setor elétrico (FERC, 2017b).

As RTOs e as ISOs são organizações voluntárias semelhantes que atendem aos requisitos estabelecidos pela FERC para funcionamento de mercados atacadistas. Segundo Lazar (2016), praticamente todas as regiões dos EUA têm algum tipo de mercado atacadista de energia elétrica, atendido por uma

RTO, uma ISO ou uma empresa concessionária controladora da operação da rede. Neste último caso, o mercado atacadista pode ter um único comprador, enquanto que nas RTOs e ISOs há múltiplos compradores.

A FERC adota padrões de confiabilidade de redes de transmissão propostos pela *North American Electric Reliability Council* (NERC), que também são adotados na maior parte do Canadá e em uma pequena parte do México (LAZAR, 2016).

O equivalente ao Ministério de Minas e Energia do Brasil nos EUA é o Departamento de Energia (*U.S. Department of Energy* - DOE). A missão do DOE é “assegurar a segurança e a prosperidade dos EUA por meio da busca de soluções científicas e tecnológicas transformadoras para os desafios nas áreas energéticas, incluindo nuclear e ambiental” (DOE, 2017a)⁴. Duas áreas do DOE importantes para este projeto são o *Office of Energy Efficiency and Renewable Energy* (EERE), responsável pelas políticas públicas e pelos programas do DOE voltados para ganhos de eficiência energética e o fomento a fontes renováveis de energia no país, e a *Energy Information Administration* (EIA), que é encarregada pela coleta, análise e divulgação de informações sobre o setor energético americano. A FERC é uma agência reguladora autônoma ligada ao DOE (DOE, 2017b).

A regulação ambiental do governo americano é realizada pela *Environmental Protection Agency* (EPA).

As fontes de geração de energia elétrica nos EUA em 2015 foram: o carvão (33%), o gás natural (32%), a energia nuclear (19%), as fontes renováveis de eletricidade outras que não a energia hidráulica (energia eólica, biomassa, energia solar, energia geotérmica, outras fontes renováveis) (8%), a energia

⁴ No original, em inglês: “to ensure America’s security and prosperity by addressing its energy, environmental and nuclear challenges through transformative science and technology solutions”.

hidráulica (6%) e outras fontes (2%). O licenciamento de usinas hidrelétricas é feito pela FERC e o de usinas nucleares pela *Nuclear Regulatory Commission*, enquanto que o licenciamento dos outros tipos de usinas é responsabilidade dos governos estaduais e municipais (LAZAR, 2016).

Segundo Lazar (2016), a maior parte da geração de energia elétrica nos EUA é oriunda de usinas pertencentes a empresas concessionárias ou a consórcios de empresas concessionárias. Uma parcela provém de agências comercializadoras federais e uma parcela crescente é gerada por produtores independentes de eletricidade.

O Congresso Americano criou agências executivas (*Power Marketing Agencies* - PMAs) para comercializar a eletricidade gerada por usinas hidrelétricas do governo federal. Para algumas delas, o Congresso também autorizou a construção e a posse de usinas termelétricas. As principais PMAs são a *Bonneville Power Administration* (BPA), a *Southeastern Power Administration*, a *Southwestern Power Administration* e a *Western Area Power Administration*. A *Tennessee Valley Authority* (TVA) não é uma PMA, mas opera de forma semelhante. De acordo com Lazar (2016), em geral, as PMAs vendem sua energia no atacado para empresas concessionárias verticalmente integradas ou só distribuidoras locais, mas a BPA e a TVA possuem extensas redes de transmissão que atendem diversas empresas concessionárias distribuidoras.

Alguns grupos de pequenas empresas concessionárias municipais e cooperativas de eletrificação rural formaram cooperativas de geração e transmissão (G&Ts) ou agências de atuação conjunta para possuir, conjuntamente, usinas e linhas de transmissão. Tais cooperativas geram ou contratam energia mais barata para as empresas concessionárias membros, além de lhes prover serviços de gestão da energia (LAZAR, 2016).

Há três grandes sistemas de transmissão interconectados nos EUA: (1) a *Eastern Interconnection*, que cobre a região à leste das Montanhas Rochosas, excluindo a maior parte do Texas, mas incluindo as províncias canadenses vizinhas, com a exceção de Quebec; (2) a *Western Interconnection*, que se estende das Montanhas Rochosas até o Oceano Pacífico, incluindo as províncias canadenses vizinhas; (3) e a *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT), que cobre a maior parte do Texas. Há algumas conexões em corrente contínua que permitem fluxos de potência limitados entre esses três sistemas.

Tem crescido nos EUA o número de companhias transmissoras de eletricidade sem vínculos com empresas concessionárias distribuidoras. Uma lei federal garante o livre acesso de qualquer gerador a esses sistemas interligados, desde que pague a tarifa de uso dessas redes. Com exceção da ERCOT, é a FERC que regula essa tarifa e estabelece padrões para os serviços desses sistemas (LAZAR, 2016).

Com base em dados de setembro de 2010, a EIA informa que 15 estados americanos, incluindo Nova Iorque, desverticalizaram empresas concessionárias privadas e implantaram competição nas vendas a varejo de energia elétrica em grande parte de seu território. Sete estados, incluindo a Califórnia, suspenderam essa reestruturação e 26 estados nem a iniciaram (CPFL; GESEL, 2015; EIA, 2017).

Na maior parte dos estados que empreenderam essa reestruturação foi designada uma empresa (*default supplier*) responsável pelo suprimento de energia elétrica para os consumidores que não optarem por um fornecedor específico ou tiverem problemas de abastecimento com o fornecedor escolhido (CPFL; GESEL, 2015; LAZAR, 2016). Nesses estados há comercializadores, alguns deles especializados em eletricidade verde (*green power*), gerada por fontes renováveis de energia. Em al-

guns desses estados só grandes consumidores têm direito a escolher o seu fornecedor (LAZAR, 2016; MIT, 2011), tal qual ocorre atualmente no Brasil.

Califórnia

No estado da Califórnia há empresas concessionárias privadas de energia elétrica, empresas concessionárias públicas, distritos de irrigação, cooperativas de eletrificação rural, produtores independentes de eletricidade e comercializadoras de energia elétrica (CEC, 2015). As principais empresas concessionárias privadas de energia elétrica nesse estado são a *Pacific Gas & Electric*, a *Southern California Edison* e a *San Diego Gas & Electric*. Elas são empresas verticalmente integradas que geram cerca de um quarto da energia elétrica consumida no estado, são proprietárias da maior parte da rede estadual de transmissão e suas redes de distribuição cobrem boa parte da extensão do território da Califórnia. Entre as inúmeras empresas concessionárias municipais existentes no estado da Califórnia, destacam-se, pelo elevado número de consumidores, as que atendem as cidades de Los Angeles (*Los Angeles Department of Water and Power*) e a capital do estado, Sacramento (*Sacramento Municipal Utility District*).

A organização que opera cerca de 80% das linhas de transmissão no estado, possibilitando o funcionamento de um mercado atacadista, é a *California ISO* (CAISO).

Em 1996, o governo estadual começou a implantar um plano para reestruturar o setor elétrico da Califórnia, com base na lei estadual AB 1890. Esse plano contemplou a criação da CAISO e da *California Power Exchange* (PX), que passou a realizar leilões de suprimento de energia elétrica no mercado atacadista. A lei também estabeleceu a venda de metade da capaci-

dade de geração das usinas termelétricas alimentadas por combustíveis fósseis das três principais empresas concessionárias privadas de energia elétrica no estado e o congelamento de suas tarifas até 2002. A expectativa por detrás desse plano era que a competição entre produtores independentes de eletricidade no novo mercado atacadista iria acabar diminuindo os preços nesse mercado e, conseqüentemente, as tarifas para os consumidores finais.

Diversos fatores, no entanto, ocasionaram uma crise no abastecimento de energia elétrica no estado em 2000/2001. Um forte crescimento econômico naquele período e um verão de temperaturas muito elevadas provocaram um forte aumento na demanda de eletricidade. Baixas vazões nos rios da Califórnia diminuíram a geração hidrelétrica disponível. Os preços do gás natural consumido nas usinas termelétricas do estado quase duplicaram e esse aumento de custos não pôde ser repassado, por algum tempo, para os consumidores por conta do congelamento das tarifas. Alguns produtores independentes de energia elétrica diminuíram a sua oferta no mercado atacadista da Califórnia para provocar a subida dos preços.

O desequilíbrio entre preços disparando no mercado atacadista e tarifas congeladas no varejo afetou profundamente a situação financeira das três maiores concessionárias privadas do estado, limitando suas tentativas de controle da crise no abastecimento. Diversos *blackouts* ocorreram nos primeiros meses de 2001.

Para debelar a crise, o governo estadual autorizou aumentos nas tarifas e adquiriu, por meio do seu Departamento de Recursos Hídricos, eletricidade em contratos de longo prazo para suprimento às empresas concessionárias em dificuldades financeiras. A intervenção governamental e quedas na demanda, ocasionadas pela economia menos aquecida e menores temperaturas no verão subsequente, derrubaram os preços no

mercado atacadista e normalizaram o fornecimento de energia elétrica no estado da Califórnia. Essa crise, no entanto, suspendeu a desverticalização das empresas concessionárias no estado e a busca por competição no varejo.

A *California Public Utilities Commission* (CPUC) regula a prestação de serviços e as tarifas das concessionárias privadas de energia elétrica no estado. Ela também regula as atividades de empresas privadas que atuam na distribuição de gás natural, no fornecimento de água e esgoto, nas telecomunicações e no transporte ferroviário e rodoviário de cargas e passageiros (CPUC, 2017).

A proposição de políticas energéticas para o governo estadual, o planejamento energético do estado e a execução de programas visando à implantação dos objetivos e das metas estabelecidas nas políticas e no planejamento são responsabilidades da *California Energy Commission* (CEC). Essa instituição realiza, no estado da Califórnia, projeções da demanda e da oferta de energia, publica estatísticas do setor energético, estabelece padrões de eficiência energética para equipamentos e edificações, promove fontes renováveis de energia, mantém programas de pesquisa, desenvolvimento e demonstração para tecnologias inovadoras na área de energia, fomenta tecnologias avançadas de transporte, mais eficientes e menos poluentes, e licencia usinas (CEC, 2014).

Nova Iorque

No estado de Nova Iorque há empresas concessionárias privadas e públicas de energia elétrica. As seis maiores empresas privadas são: *National Grid*, *Consolidated Edison Company of New York (Con Edison)*, *Orange & Rockland Utilities (O&R)*, *New York State Electric & Gas (NYSEG)*, *Rochester Gas & Electric* e *Central Hudson Gas & Electric* (NEW YORK STATE

DEPARTMENT OF PUBLIC SERVICE, 2017a). A *National Grid* é a que detém a maior área de concessão e a *Con Edison* é a que possui o maior número de consumidores⁵. Esta última e a O&R são empresas subsidiárias da *Consolidated Edison*, que é uma das maiores empresas concessionárias privadas dos EUA. A NYSEG e a *Rochester Gas & Electric* são subsidiárias da empresa espanhola *Iberdrola* e a *Central Hudson Gas & Electric* é controlada pela canadense *Fortis Inc.* As empresas públicas são concessionárias municipais. Destacam-se, entre as empresas públicas, a *Long Island Power Authority* (LIPA), uma concessionária municipal que transmite e distribui energia elétrica em Long Island⁶, e a *New York Municipal Power Agency* (NYMPA), que é um conglomerado formado por 36 empresas distribuidoras municipais (CPFL; GESEL, 2015).

A reestruturação do setor elétrico em Nova Iorque começou em 1996. As atividades de transmissão e distribuição continuaram reguladas, enquanto que a geração e a comercialização, tanto no atacado quanto no varejo, passaram a ser consideradas como atividades sujeitas à competição. Todos os consumidores se tornaram potencialmente livres, podendo escolher o comercializador com melhores preços e condições de fornecimento⁷.

Os preços no mercado atacadista são estabelecidos por zonas. A entidade responsável pelo funcionamento desse mercado é a NYISO, que também monitora a confiabilidade da rede e planeja a sua expansão. Ela opera mais de 17.000 km de linhas de transmissão de alta tensão e despacha a energia produzida por cerca de 500 geradores (CPFL; GESEL, 2015).

⁵ A *Con Edison* serve a cidade de Nova Iorque.

⁶ A LIPA é a segunda maior empresa concessionária municipal de energia elétrica nos EUA.

⁷ Atualmente, pouco mais de um quarto dos consumidores residenciais do estado têm um comercializador de sua escolha.

As empresas concessionárias privadas de energia elétrica no estado de Nova Iorque são reguladas pela *New York State Public Service Commission* (PSC), que também regula as empresas concessionárias privadas que prestam serviços de distribuição de gás natural, vapor, água e esgoto, telecomunicações e TV a cabo. O *Department of Public Service* é que operacionaliza os trabalhos da Comissão (NEW YORK STATE DEPARTMENT OF PUBLIC SERVICE, 2017b).

A *New York State Energy Research and Development Authority* (Nysesda) foi criada em 1975 para prover informações, análises, programas inovadores, assistência técnica e apoio para indivíduos e empresas interessadas em ganhos de eficiência energética e no uso de fontes renováveis de energia (NYSERDA, 2017).

Modelos tarifários e mecanismos de formação da tarifa

Como nos EUA são os estados e os municípios que constituem o poder concedente e regulam as atividades de distribuição e comercialização de eletricidade no varejo, são suas agências reguladoras que estabelecem as tarifas para os consumidores finais nas regiões onde não há competição no varejo. Tais agências também regulam as tarifas dos serviços de transmissão, quando não estão envolvidas transações interestaduais, e de distribuição nas regiões sujeitas à competição no varejo e para os consumidores elegíveis para escolher o seu fornecedor de energia elétrica⁸.

Conforme mencionado anteriormente neste capítulo, os EUA foram pioneiros na regulação baseada no serviço pelo custo. O país também foi um dos primeiros no mundo a adotar

⁸ Denominados consumidores livres no Brasil.

mecanismos de regulação tarifária por incentivos (*Performance-Based Regulation* - PBR) em alguns de seus estados. Atualmente, os estados e os municípios americanos continuam adotando a regulação tarifária com base no serviço pelo custo ou, então, alguma combinação desse tipo de regulação com mecanismos de regulação por incentivos.

Independentemente do tipo de regulação tarifária adotado, os novos valores das tarifas são estabelecidos durante as revisões tarifárias (*rate cases*). Essas revisões podem ser solicitadas pelas empresas concessionárias às agências reguladoras quando variações significativas no seu custo do serviço assim o exigirem ou elas podem ocorrer em intervalos de três a cinco anos, com ajustes automáticos das tarifas entre duas revisões consecutivas (*multi-year rate plans*).

De acordo com Kirsch e Morey (2016), 16 estados americanos têm adotado esta segunda opção, com oito deles congelando os valores da tarifa entre as revisões consecutivas, cinco deles adotando incrementos tarifários em degraus entre as revisões, dois deles indexando os ajustes automáticos a elementos de custo pré-especificados na revisão tarifária e só um adotando os mecanismos de incrementos tarifários em degraus e indexação. Incrementos substanciais de custo, custos cuja evolução seja difícil de prever, custos voláteis, custos recorrentes e custos fora do controle das empresas concessionárias costumam ser monitorados na maioria dos estados americanos (*cost tracking*) e sua recuperação na tarifa usualmente ocorre entre as revisões tarifárias, por meio de fórmulas ou regras preestabelecidas; custos de combustíveis, custo do capital, tarifas de uso de redes de transmissão, custos de compensação ambiental e novos impostos ou alíquotas de impostos são exemplos de custos que caem nessa categoria.

Os dados necessários para a elaboração da tarifa são compilados para um ano base (*test year*), que pode ser um ano

histórico recente (19 estados), algum ano futuro de vigência da nova tarifa (15 estados) ou uma combinação dos dois casos anteriores (16 estados mais o Distrito de Colúmbia). Esses dados podem ser “normalizados”, por conta de possíveis variações no clima, por exemplo, para refletir um ano “normal” (KIRSCH; MOREY, 2016).

Em 2005, 16 estados americanos adotavam um híbrido de regulação tarifária com base no serviço pelo custo com algum mecanismo de regulação tarifária por incentivos que incluía prêmios e penalidades financeiras associadas ao desempenho das empresas concessionárias em termos de confiabilidade e/ou qualidade do serviço. Dois desses estados ajustavam as taxas de retorno das concessionárias em função desse desempenho. Outros 23 estados estabeleciam metas de desempenho para a confiabilidade e/ou qualidade do serviço ou, então, exigiam a elaboração de relatórios descrevendo esse desempenho, mas não associavam a ela consequências financeiras. Os demais 12 estados da Federação não tinham nenhuma exigência a esse respeito (MIT, 2011).

No sistema de regulação tarifária com base no serviço pelo custo, os lucros das empresas concessionárias são proporcionais ao capital próprio investido nas empresas, ou seja, vendas maiores implicam em incrementos nos ativos e no capital próprio investido e, conseqüentemente, maiores lucros. Para se aumentar os lucros, por conseguinte, as empresas sempre desejam, nesse tipo de regulação tarifária, aumentar as vendas, incorrendo, para tanto, eventualmente, em sobreinvestimentos. Para provocar uma ruptura nessa lógica, as agências reguladoras de vários estados americanos têm adotado mecanismos de desacoplamento entre as receitas e as vendas das empresas concessionárias. Esses mecanismos têm sido utilizados, naqueles estados, para incentivar investimentos em programas de eficiência energética por parte das concessionárias.

Segundo o MIT (2011), em junho de 2011 as agências reguladoras de 12 estados americanos e do Distrito Federal utilizavam mecanismos de desacoplamento entre receitas e vendas em sua regulação tarifária e as agências de outros nove estados estavam considerando adotar tais mecanismos. Tetos de receita e, mais frequentemente, tetos de receita por consumidor têm sido os mecanismos de desacoplamento mais utilizados nos EUA. Kirsch e Morey (2016) relatam que a maioria dos ajustes⁹ nas tarifas mensais de energia elétrica nos estados americanos devido à atuação desses mecanismos de regulação tarifária têm sido inferiores a 2%.

Como uma alternativa ao desacoplamento entre receitas e vendas, 20 estados americanos adotaram mecanismos de ajuste da receita perdida, que compensam, na tarifa, a receita perdida pela aplicação de programas de conservação de energia desenvolvidos pelas empresas concessionárias (KIRSCH; MOREY, 2016).

A regulação tarifária com taxa de retorno confinada em um dado intervalo, conhecida nos EUA como *formula rate plans* (planos de taxa de fórmula), tem sido utilizada em cinco estados americanos: Louisiana, Mississippi, Alabama, Missouri e Illinois. Essa metodologia de regulação requer a especificação: (1) de uma taxa de retorno de referência; (2) do intervalo em torno dessa faixa; (3) da divisão, entre consumidores e acionistas, dos ganhos reais que caírem fora do intervalo definido; (4) de limites para a elevação das tarifas em decorrência da elevação da taxa de retorno; (5) dos padrões de desempenho que as empresas concessionárias precisam atender para terem direito a elevações da taxa de retorno; e (6) dos requisitos de monitoramento e elaboração de relatórios. Os dados sobre custos são revistos periodicamente. Esse tipo de regulação tarifária pode:

⁹ Positivos e negativos.

reduzir os riscos financeiros das concessionárias e, consequentemente, o custo de seu capital; compartilhar mais cedo, com os consumidores, eventuais ganhos de produtividade que as concessionárias podem auferir entre duas revisões tarifárias; permitir que as tarifas sigam mais de perto mudanças no mercado da energia elétrica; e escalonar mudanças tarifárias de uma forma gradual ao longo do tempo. Por outro lado, essa abordagem tende a transferir riscos financeiros para os consumidores e seu ajuste automático das taxas de retorno dispensa uma avaliação mais criteriosa por parte da agência reguladora (KIRSCH; MOREY, 2016).

Nos EUA, em geral, os consumidores de energia elétrica de maior porte pagam tarifas binômias, ou seja, a remuneração do serviço é custeada por meio de um componente tarifário proporcional ao consumo da eletricidade e um componente proporcional à potência máxima demandada. Frequentemente, esses consumidores também estão sujeitos a pagar tarifas horo-sazonais, nas quais os componentes tarifários mencionados acima variam com o período do dia e as estações do ano. Por outro lado, os consumidores de pequeno porte, como a maioria dos consumidores residenciais e pequenos estabelecimentos comerciais, em geral, pagam tarifas monômias, proporcionais ao seu consumo de eletricidade¹⁰; às vezes essas tarifas são em blocos tarifários crescentes com o consumo.

As agências reguladoras de cinco estados americanos – Connecticut, Nova Iorque, Oklahoma, Wyoming e Mississippi – têm autorizado empresas concessionárias sob sua jurisdição a recuperar seus custos fixos majoritariamente por meio dos com-

¹⁰ Em geral, nessas tarifas há um pequeno componente fixo, que independe do consumo.

ponentes fixos ou proporcionais à demanda de potência no período da ponta, em suas tarifas, mesmo para os seus consumidores de pequeno porte (KIRSCH; MOREY, 2016).

Um grupo de pesquisadores do *MIT Energy Initiative* (MITeI), em um relatório publicado em 2011 sobre o futuro da rede elétrica (MIT, 2011), identifica pressões crescentes para mudanças na atual estrutura de regulação tarifária do setor elétrico americano, por conta de riscos e custos crescentes, para as empresas concessionárias, ocasionados pela difusão da geração distribuída, fontes renováveis intermitentes, armazenamento, direto ou indireto, de energia elétrica, redes inteligentes e veículos elétricos. Avaliações *ex-ante* de planos de investimentos em novas tecnologias por parte das agências reguladoras podem reduzir riscos no longo prazo e a autorização, pelas agências reguladoras, do uso de contas gráficas para recuperação de custos das concessionárias em tecnologias inovadoras podem mitigar riscos no curto prazo. Algumas agências reguladoras também têm autorizado a criação de fundos de contingenciamento para investimentos de risco ou autorizado pagamentos de prêmios por melhorias de desempenho associadas à implantação de novas tecnologias. O compartilhamento de economias e custos entre as empresas concessionárias e seus consumidores, via tarifa, assim como o estabelecimento de penalidades quando não se atingem os benefícios previstos de investimentos em novas tecnologias têm sido utilizados nos EUA para as concessionárias buscarem minimizar os custos de tecnologias inovadoras (MIT, 2011).

O estudo do MIT recomenda um maior uso de mecanismos de regulação tarifária por incentivos no país, a desverticalização das empresas do setor e a competição no varejo para todos os tipos de consumidores. O relatório destaca a utilização ineficiente nos EUA de tarifas monômias baseadas no consumo de energia elétrica, principalmente quando há blocos tarifários

crescentes com o consumo ou *net metering*¹¹, para recuperar os custos de investimento, operação e manutenção das redes de transmissão e de distribuição que, em grande parte, independem do consumo.

Os pesquisadores do MIT defendem a recuperação desses custos com tarifas fortemente baseadas nas demandas de potência de qualquer tipo de consumidor, independentemente de seu porte, no período de ponta das redes de distribuição; medidores inteligentes permitem uma medição precisa dessas demandas pelos vários tipos de consumidores em qualquer parte da rede elétrica. Eles também argumentam que mecanismos de desacoplamento de receitas e vendas, de uma forma geral¹², são alternativas válidas em relação à proposta anterior, mas que não resolvem o problema de transferência de custeio da rede de distribuição, dos consumidores que investem em geração distribuída e/ou da economia de energia para os demais consumidores da rede.

A comparação de custos e desempenho de concessionárias de energia elétrica (*benchmarking*) e a utilização de modelos de engenharia de redes de referência, incorporando restrições técnicas e de confiabilidade, para estabelecer padrões de investimentos e custos de operação e manutenção para essas concessionárias são pouco utilizados nos EUA; segundo os pesquisadores do MIT, o seu emprego mais amplo no país poderá propiciar avanços na regulação tarifária dessas concessionárias,

¹¹ Nos EUA, em 2011, 46 estados e o Distrito de Colúmbia utilizavam o *net metering* nas relações entre as empresas concessionárias e os consumidores com geração distribuída (MIT, 2011).

¹² Tarifas fortemente baseadas nas demandas de potência verificadas no período de ponta das redes de distribuição são uma forma de desacoplamento entre receitas e vendas das empresas concessionárias.

desde que as agências reguladoras disponibilizem mais informações públicas sobre custos e desempenho das empresas reguladas (MIT, 2011).

Tarifas e regulação tarifária na Califórnia

Na Califórnia, a maioria dos consumidores das empresas concessionárias adquire sua demanda de energia elétrica das próprias concessionárias, ou seja, sua tarifa contempla os custos de geração, transmissão e distribuição mais a remuneração concedida pelos reguladores para essas empresas. Uma parte dos consumidores, no entanto, gera a sua própria energia ou a adquire diretamente no mercado atacadista e a recebe utilizando as redes de transmissão e distribuição; neste último caso, as tarifas reguladas dos consumidores só contemplam o uso das redes de transmissão e distribuição. Os consumidores conectados nas redes de transmissão não pagam pelo serviço de distribuição.

A *California Public Utilities Commission* (CPUC) estabelece as receitas das atividades de distribuição e de geração própria das empresas concessionárias privadas do estado e controla o repasse das receitas correspondentes à transmissão e às compras no mercado atacadista. As tarifas de transmissão são reguladas pela FERC.

Na Califórnia, a metodologia básica de regulação tarifária é a de teto de receita por área operacional das empresas concessionárias, com recompensas e penalidades financeiras associadas à qualidade do serviço e ao compartilhamento de reduções de custo de consumidores decorrentes de programas de conservação de energia das empresas concessionárias. O intervalo entre duas revisões tarifárias consecutivas em geral é de três anos (CPFL; GESEL, 2015; KIRSCH; MOREY, 2016).

Além disso, a CPUC utiliza outras formas de regulação por incentivos, quando julga necessário. Por exemplo, ela autorizou um plano de custeio para implantação de uma rede de medidores inteligentes na empresa concessionária *San Diego Gas & Electric* em que os acionistas da empresa ficam com parte das economias se os custos do investimento requerido estiverem abaixo do valor autorizado pelo órgão regulador. Os acionistas, no entanto, têm que compartilhar sobrecustos com os consumidores (MIT, 2011).

Durante uma revisão tarifária, a CPUC estabelece a receita requerida para o primeiro ano de aplicação das novas tarifas e fórmulas de reajuste para os anos subsequentes, até se chegar ao ano da próxima revisão tarifária. Se em um determinado ano as receitas auferidas superarem as receitas concedidas pelo regulador, se aplica uma redução tarifária no ano seguinte; se a situação inversa ocorrer, há um aumento das tarifas no próximo ano. A regulação tarifária por teto de receita incentiva a melhoria do desempenho econômico das empresas concessionárias reguladas, já que se elas conseguirem gastar menos do que o autorizado pela agência reguladora, a diferença pode ser apropriada pelos acionistas como um lucro adicional.

As empresas concessionárias reguladas pela CPUC devem atender às normas e aos padrões de confiabilidade e segurança estabelecidos pela Comissão, que lhes aloca um orçamento para cobertura dos custos de Operação e Manutenção (O&M). Nas revisões tarifárias, a Comissão avalia separadamente os custos de O&M das instalações de geração própria, de distribuição e de infraestrutura geral das concessionárias (CPFL; GESEL, 2015).

A remuneração sobre o capital próprio das empresas concessionárias é calculada com base nos valores históricos investidos e na depreciação contábil dos ativos. A remuneração

prevista para esse capital é definida durante os processos de revisão tarifária de cada uma das concessionárias reguladas (CPFL; GESEL, 2015). Na regulação tarifária por teto de receita, a taxa de retorno real sobre o capital próprio investido pelas concessionárias pode ser maior ou menor do que a remuneração prevista pela agência reguladora.

Nas revisões tarifárias realizadas pela CPUC, as perdas projetadas devem ser incluídas na demanda a ser atendida e seus custos fazem parte dos custos de compra da energia elétrica no mercado atacadista e de compra de combustíveis para a geração própria (CPFL; GESEL, 2015).

As empresas concessionárias privadas reguladas pela CPUC precisam apresentar relatórios anuais sobre seu desempenho em termos de qualidade de serviço. Esses relatórios devem conter estatísticas sobre os seguintes indicadores, por cada circuito da rede, desagregando as interrupções ocasionadas por tempestades (CPFL; GESEL, 2015): (1) número total de minutos de interrupções longas por consumidor, para o sistema como um todo (SAIDI); (2) frequência média de interrupção por consumidor, para o sistema como um todo (SAIFI); (3) número de interrupções de curta duração por consumidor, para o sistema como um todo (MAIFI); e (4) número total de minutos de interrupção dividido pelo número total de consumidores interrompidos (CAIDI). Além disso, as empresas devem realizar inspeções detalhadas a cada período de três a cinco anos, dependendo do tipo de equipamento, indicando o estado dos mesmos, os problemas encontrados e a data programada para resolvê-los. Anualmente, as empresas devem apresentar um relatório resumindo as inspeções realizadas, a condição observada dos equipamentos e os reparos efetuados.

Em 2014, a tarifa média industrial na Califórnia foi de 10,1 cUSD/kWh (centavos de dólar por quilowatt-hora), inferior à tarifa industrial média no Brasil nesse ano, que foi de 14

cUSD/kWh. A tarifa média residencial nesse estado americano, em 2014, foi de 14,4 cUSD/kWh, também inferior à tarifa equivalente no Brasil nesse mesmo ano – 19,4 cUSD/kWh (DE CASTRO et al., 2015).

Tarifas e regulação tarifária em Nova Iorque

A *New York State Public Service Commission* (NYPSC) regula as tarifas de energia elétrica das empresas concessionárias privadas do estado de Nova Iorque por meio de mecanismos de desacoplamento entre receitas e vendas, de forma a incentivar as concessionárias a investirem em programas de conservação de energia nas instalações dos seus consumidores (MIT, 2011). A NYPSC adota incrementos tarifários automáticos em degraus entre duas revisões tarifárias consecutivas e o ano base das revisões tarifárias é algum ano futuro de vigência da nova tarifa (KIRSCH; MOREY, 2016).

A NYPSC estabelece padrões de qualidade do serviço para os indicadores SAIDI e SAIFI para cada empresa concessionária regulada. Quando a concessionária não atende a esses padrões, a receita alocada na sua revisão tarifária diminui. As empresas concessionárias também são obrigadas a entregar relatórios mensais com os dados necessários para o cálculo desses indicadores, incluindo uma análise das tendências de interrupção em suas áreas de operação, um resumo de seus projetos de melhoria de confiabilidade e uma análise de seus piores desempenhos (CPFL; GESEL, 2015).

A recuperação da maior parte dos custos fixos das empresas concessionárias de energia elétrica por meio de componentes fixos ou proporcionais à demanda máxima no período da ponta das tarifas, inclusive dos consumidores de pequeno porte, é tida pela NYPSC como um mecanismo aceitável de desacoplamento entre receita e vendas. Em 2009, a NYPSC autorizou a

New York State Electric & Gas Company (NYSEG) a adotar essa abordagem acoplada a um mecanismo de compartilhamento de ganhos entre os acionistas da concessionária e os seus consumidores quando as taxas de retorno da concessionária estiverem fora de bandas especificadas pelo regulador. Esse esquema de regulação tarifária, negociado entre a NYSEG e seus consumidores, envolveu, ainda, metas de receita por categoria de consumidor e taxas de retorno concedidas mais baixas se o desempenho da concessionária, em termos de confiabilidade do fornecimento, não atender aos padrões especificados pela NYPSC (KIRSCH; MOREY, 2016).

O atual governo do estado de Nova Iorque tem uma política energética denominada *Reforming the Energy Vision* (REV), que estabeleceu as seguintes metas para 2030: (1) 50% da geração de energia elétrica no estado deve vir de fontes renováveis de energia; (2) redução de 40%, em relação aos níveis de 1990, das emissões de gases que causam o efeito estufa provenientes da geração de eletricidade, transporte, indústria e edificações; e (3) 23% de redução, em relação aos níveis de 2012, do consumo de energia em edificações. Para atingir essas metas, mudanças devem ocorrer no aparato regulatório do setor elétrico do estado, visando modernizar as redes, aumentar as opções tarifárias para os consumidores e remunerar, na tarifa, investimentos das empresas concessionárias em projetos de geração distribuída que posterguem investimentos em reforço ou expansão da rede. Alguns projetos de demonstração já estão em curso, para fornecer elementos para aplicações futuras mais amplas (NEW YORK STATE, 2017).

Em 2014, a tarifa industrial média de energia elétrica e a tarifa residencial média deste energético no estado de Nova Iorque eram de 12,3 cUSD/kWh (14 cUSD/kWh no Brasil) e 16,2 cUSD/kWh (19,4 cUSD/kWh no Brasil), respectivamente (DE CASTRO et al., 2015).

Eficiência energética

Nos EUA, há políticas de eficiência energética para edificações e para os setores industrial, energético e de transportes, estabelecidas nos três níveis de governo – federal, estadual e municipal (DORIS; COCHRAN; VORUM, 2009).

No âmbito do governo federal, o *Department of Energy* (DOE), por meio de seu *Office of Energy Efficiency and Renewable Energy* (EERE), tem estabelecido políticas e implantado programas nessa área desde a década de 70. Mais recentemente, a *Environmental Protection Agency* (EPA) também tem atuado nessa frente, em geral em parceria com o EERE/DOE.

Alguns estados americanos, como a Califórnia, têm estabelecido políticas públicas mais ambiciosas do que o governo federal nessa área.

Nas edificações, os principais instrumentos utilizados para implantar essas políticas são: códigos de obras, etiquetas de consumo energético, padrões mínimos obrigatórios de eficiência energética, campanhas educativas, incentivos financeiros e financiamento de projetos de P&D.

Os instrumentos no setor de transportes contemplam padrões mínimos obrigatórios de consumos específicos de novos veículos, etiquetas de consumo energético, campanhas educativas, incentivos financeiros, assistência técnica, planejamento urbano e financiamento de projetos de P&D.

Para o setor industrial, há incentivos financeiros, assistência técnica e financiamento de projetos de P&D, enquanto que os principais instrumentos para o setor energético são incentivos financeiros e financiamento de projetos de P&D.

O Congresso Americano autorizou incentivos fiscais para equipamentos eficientes, em termos de consumo energético, em duas ocasiões, em 1978 e em 2005. Os créditos fiscais

concedidos em 1978 foram relativamente pequenos e sua elegibilidade abrangia uma vasta gama de equipamentos de amplo uso. Logo, muitos *free riders*¹³ aproveitaram essa situação e os impactos líquidos no incentivo financeiro à aquisição de equipamentos eficientes deixaram a desejar. Essa experiência negativa foi assimilada e os incentivos fiscais de 2005 (estendidos e revisados posteriormente) foram direcionados para equipamentos e práticas de construção ainda de baixa penetração no mercado, com resultados satisfatórios em termos de fomento a ganhos de eficiência energética (NADEL; ELLIOTT; LANGER, 2015).

Prefeituras, governos estaduais e concessionárias de energia elétrica nos EUA têm oferecido, ao longo dos anos, um grande número de programas de financiamento de investimentos em melhorias de eficiência energética nas instalações de consumidores. Nadel, Elliott e Langer (2015) constataram que esse tipo de programa só tem atraído o interesse de poucos consumidores.

Desde a década de 70, a legislação federal americana requer que vários tipos de equipamentos domésticos exibam, quando de sua venda, etiquetas informando o seu consumo de energia (*energy guides*). Essas etiquetas e os testes especificados para determinar os consumos energéticos que nelas constam são essenciais para os programas envolvendo padrões mínimos obrigatórios de eficiência energética e para o programa *Energy Star*, apresentados a seguir.

A Califórnia e alguns outros estados americanos começaram a adotar padrões mínimos obrigatórios de eficiência energética para equipamentos na década de 70. Padrões do go-

¹³ Um *free rider* é um contribuinte da receita que faria esse tipo de investimento mesmo sem a existência do incentivo fiscal.

verno federal para equipamentos foram estabelecidos pelo Congresso Americano em 1987 e entraram em vigor em 1990. Ao longo do tempo, o Congresso e os presidentes em ofício foram adicionando novas categorias de produtos e o DOE tem periodicamente atualizado a maioria dos padrões. Segundo Kallakuri, Vaidyanathan e Kelly (2016), atualmente os padrões atingem mais de 60 categorias de produtos. Esses padrões cobrem produtos utilizados nos setores residencial, comercial e industrial.

Estados e municípios americanos têm incluído requisitos de eficiência energética em seus códigos de obras desde a década de 70, contemplando novas construções, reformas substanciais e, em alguns casos, até reformas menores. Grande parte dos estados americanos têm incluído esses requisitos e, na maioria dos demais estados, algumas prefeituras os têm adotado. A maior parte dos estados adotam modelos nacionais de códigos, como o *International Energy Conservation Code* (IECC) e o *Standard 90.1* para edifícios comerciais, desenvolvido pela ASHRAE¹⁴, cujos requisitos variam com as zonas climáticas. Esses modelos são atualizados a cada três anos e a maioria dos estados adota, periodicamente, as versões mais recentes (NADEL; ELLIOTT; LANGER, 2015).

O *Energy Star* é um programa voluntário operado pela *Environmental Protection Agency* (EPA) desde 1992. As etiquetas do programa para equipamentos são, em geral, concedidas para 25% dos produtos mais eficientes, em termos de consumo energético, no mercado, enquanto que suas etiquetas para edificações contemplam o quartil superior de desempenho energético de cada tipo de edificação em cada região. O programa também tem um componente menor voltado para a eficiência energética industrial.

¹⁴ *American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers* (ASHRAE).

As empresas concessionárias de energia elétrica e de gás canalizado nos EUA frequentemente oferecem programas que possibilitam ganhos de eficiência energética para os seus consumidores. Como o custo unitário da energia economizada por meio dos programas é inferior ao custo unitário de expansão da oferta, eles ajudam a reduzir as tarifas, em relação ao que seriam seus valores sem a existência desses programas. Os mecanismos de ajuste da receita perdida, que compensam, na tarifa, a receita perdida pela aplicação de programas de conservação de energia desenvolvidos pelas empresas concessionárias, e os mecanismos de regulação tarifária envolvendo desacoplamento entre receitas e vendas é que têm viabilizado financeiramente esses programas.

Na esteira do primeiro choque dos preços do petróleo, o governo americano adotou, em 1975, padrões corporativos de economias médias de combustível (*Corporate Average Fuel Economy* - CAFE) para veículos leves. Esses padrões propiciaram elevações substanciais da milhagem específica¹⁵ desses veículos até 1985. Durante a maior parte das duas décadas seguintes, a milhagem específica média dos veículos leves americanos estagnou. Esse quadro foi alterado em 2007 com a promulgação da *Energy Independence and Security Act* (EISA), que determinou que os padrões fossem reajustados de forma a se atingir, em média, pelo menos 35 milhas por galão em 2020. Essa lei iniciou uma reformulação dos padrões que culminou, em 2012, com a exigência de que a milhagem específica média dos veículos leves atinja pelo menos 49 milhas/galão em 2025. Segundo Nadel, Elliott e Langer (2015), fatores determinantes para o fortalecimento desse programa regulatório foram a adoção, pelo governo da Califórnia, de padrões de emissões de gases que causam o efeito estufa para os veículos leves nesse estado e as ações

¹⁵ Inverso do consumo específico.

subsequentes da EPA para fazer o mesmo. A lei EISA também motivou o estabelecimento dos primeiros padrões de economia de combustível para veículos pesados. Em 2011, foram estabelecidos padrões para tratores, *pick-ups* e vans pesadas e todos os tipos de caminhões e ônibus fabricados até 2019.

O DOE tem um importante programa de pesquisa e desenvolvimento em eficiência energética desde a década de 70. Esse programa envolve laboratórios nacionais, universidades e empresas privadas visando desenvolver e comercializar novas tecnologias poupadoras de energia. Nadel, Elliott e Langer (2015) destacam quatro dessas novas tecnologias que tiveram uma ampla aceitação no mercado: compressores avançados para refrigeradores, reatores eletrônicos para lâmpadas fluorescentes, vidro de baixa emissividade e lâmpadas de LED.

O governo americano e os governos estaduais nos EUA têm apoiado a atuação de Empresas Prestadoras de Serviços de Energia (Escos) por meio de contratos de desempenho. Essas empresas realizam diagnósticos energéticos nas instalações de seus clientes, arranjam financiamento para as medidas de economia de energia propostas e supervisionam a instalação e a operação dos novos equipamentos poupadores de energia, recebendo, em troca, pagamentos regulares, em geral correspondentes a uma parte das economias propiciadas pela sua atuação. Elas têm uma forte atividade nos EUA em instalações governamentais, escolas e hospitais. Parte da atuação das Escos nesse país aproveita incentivos contidos nos programas de eficiência energética das empresas concessionárias. De acordo com Nadel, Elliott e Langer (2015), as economias de energia propiciadas pelos contratos de desempenho constituem um complemento importante para os programas das concessionárias.

A *American Council for an Energy-Efficient Economy* (ACEEE) realizou, em 2016, a sua terceira *International Energy*

Efficiency Scorecard, na qual examinou as políticas e o desempenho de 23 países em eficiência energética em edificações, indústria, transportes e esforços nacionais na área de eficiência energética, de uma forma geral. A classificação dos países foi feita com base em um sistema de pontuação, que alocou 25 pontos para cada uma das quatro categorias acima mencionadas. No total dos 100 pontos, 60 foram alocados para as políticas e 40 para o desempenho (KALLAKURI; VAIDYANATHAN; KELLY, 2016).

Os EUA ficaram em oitavo lugar na classificação da ACEEE, com 61,5 pontos. Os esforços nacionais contribuíram com 16,5 pontos, as edificações com 18,5 pontos, a indústria com 14,5 pontos e os transportes com 12 pontos (KALLAKURI; VAIDYANATHAN; KELLY, 2016).

A ACEEE também realizou, em 2016, a sua décima *State Energy Efficiency Scorecard*, que examinou seis áreas em que os 51 estados americanos têm desenvolvido políticas e programas de eficiência energética. Os estados são classificados de acordo com um sistema de pontuação, que totaliza 50 pontos. A alocação desses pontos pelas seis áreas está indicada a seguir:

- Políticas e programas de benefícios oriundos do poder público estadual e de suas empresas concessionárias: 20 pontos
- Políticas na área de transportes: 10 pontos
- Códigos de obras com especificações voltadas para a eficiência energética: 7 pontos
- Incentivos para a cogeração: 4 pontos
- Iniciativas dos governos estaduais: 7 pontos
- Padrões mínimos obrigatórios de eficiência energética para equipamentos: 2 pontos

A Califórnia ficou em primeiro lugar nessa classificação da ACEEE e Nova Iorque em quinto lugar (BERG et al., 2016).

A *State Energy Efficiency Scorecard* da ACEEE destaca, na Califórnia, a lei estadual *California Clean Jobs Act*, que aloca vultosos recursos para projetos de eficiência energética em escolas, e o recém-implantado programa de limitação e comércio (*cap-and-trade*) de emissões previsto na lei estadual *California Global Warming Solutions Act*, promulgada em 2006. Duas outras leis estaduais importantes foram promulgadas em 2015: a *Senate Bill 350*, que requer uma duplicação das economias de eletricidade e de gás natural, em seus usos finais, a partir de medidas visando ganhos de eficiência energética, e a *Assembly Bill 802*, que promove a comparação de desempenhos energéticos de edificações (*benchmarking*), permite o acesso a esse tipo de dados e requer que a *California Energy Commission* e a *California Public Utilities Commission* reavaliem suas linhas de base para medidas de eficiência energética. O estado se destacou também, nas comparações da ACEEE, por sua política de fomento à cogeração, padrões mínimos obrigatórios de eficiência energética para equipamentos, oferta de incentivos financeiros para consumidores e prefeituras na área de eficiência energética e financiamento de projetos de P&D nessa área.

Houve um aumento significativo de economias no consumo de eletricidade no estado de Nova Iorque em 2015 devido a seus programas de eficiência energética. O estado atualizou, nesse ano, seus códigos de obras, incorporando os padrões 2015 IECC e ASHRAE 90.1-2013. Nova Iorque ainda não tem metas de economias de energia para o longo prazo. Por outro lado, é um dos poucos estados americanos que possui uma meta de redução para veículos x milhas percorridas. O estado oferece incentivos financeiros para consumidores e prefeituras na área de eficiência energética e financia projetos de P&D nessa área.

Geração distribuída de eletricidade

Os governos dos estados americanos têm incentivado a utilização de fontes renováveis de energia na geração de eletricidade por meio de vários mecanismos de fomento (KIRSCH; MOREY, 2016):

- Créditos fiscais para empresas que investirem em fontes renováveis de energia para a geração de eletricidade (40 estados);
- Créditos fiscais para pessoas físicas que investirem em fontes renováveis de energia para a geração de eletricidade (42 estados);
- Incentivos fiscais no imposto sobre propriedade para investimentos em fontes renováveis de energia para a geração de eletricidade (quase todos os estados americanos);
- Padrões de portfólios de renováveis (*renewable portfolio standards*), por meio dos quais os governos estaduais estabelecem porcentagens mínimas de eletricidade que precisa ser gerada com fontes renováveis de energia (30 estados); e
- *Net metering*, por meio do qual se paga a tarifa cheia do consumidor para a energia autoproduzida por ele e injetada na rede elétrica (42 estados).

O *net metering* tem sido o principal mecanismo utilizado pelos estados americanos para fomentar especificamente a geração distribuída de energia elétrica, sobretudo por meio de painéis fotovoltaicos. Os outros mecanismos listados incentivam a geração de eletricidade por meio de fontes renováveis, independente de ela estar distribuída entre produtores de pequeno e médio porte ou pertencer a empresas concessionárias verticalmente integradas ou a produtores independentes de grande porte.

A maneira como o *net metering* tem sido usado nos EUA está sendo revista em vários estados americanos, pois a combinação de tarifas nas quais o componente de consumo também contempla a recuperação de custos fixos da empresa concessionária e custos de políticas energéticas, com longos períodos disponíveis para a compensação da energia demandada da rede pela energia nela injetada, acaba criando subsídios cruzados na tarifa a favor dos geradores distribuídos, pagos pelos demais consumidores da rede. Segundo o MIT (2016), tarifas cujos componentes de consumo e demanda reflitam bem os custos correspondentes e as compensações entre energia retirada e energia injetada na rede efetuados em curtos intervalos de tempo (uma hora ou menos) eliminariam essa distorção.

Em junho de 2016, a FERC aprovou uma proposta da *California Independent System Operator* (CAISO) para que geradores de pequeno porte se agrupem e participem do mercado atacadista da Califórnia, desde que a capacidade total de suas usinas seja superior ao limite mínimo desse mercado, de 0,5 MW. A CAISO foi a primeira operadora independente de sistema elétrico a propor esse tipo de incentivo à geração distribuída de eletricidade nos EUA (MIT, 2016).

Segundo o MIT (2016), o estado de Nova Iorque tem se situado na vanguarda do desenvolvimento de mecanismos regulatórios para promover inovações para o longo prazo, incluindo tecnologias de geração distribuída, armazenamento distribuído, microrredes locais etc. A *Reforming the Energy Vision* (REV), política de longo prazo do governo estadual para o setor energético do estado, propõe que as empresas concessionárias distribuidoras de eletricidade se tornem plataformas de sistemas de distribuição (*Distribution System Plataforms* - DSPs), com a maior parte de suas receitas sendo geradas por meio da prestação de serviços de rede e de mercado, ao invés de vendas de eletricidade e grandes investimentos na expansão das redes.

A ideia básica é modificar a estrutura regulatória de modo a tornar as empresas concessionárias neutras em relação à expansão tradicional da rede e às soluções envolvendo microrredes locais, geração distribuída, armazenamento distribuído etc. As empresas concessionárias do estado começaram a apresentar planos quinquenais para a *New York State Public Service Commission* (NYPSC) de como pretendem caminhar nessa direção. Cerca de uma dezena de projetos de demonstração estão em curso para fornecer elementos para aplicações mais amplas no futuro.

Um bom exemplo dessa mudança da postura tradicional por parte das empresas concessionárias distribuidoras de Nova Iorque foi dado recentemente pela *Consolidated Edison*. Face a um crescimento da demanda de ponta em partes dos bairros do Brooklyn e do Queens, a empresa pretende reduzir a demanda de ponta nesses locais em 52 MW no verão de 2018. Dos 52 MW, 11 MW serão reduzidos pela própria concessionária por meio de soluções como a otimização de tensões. Para reduzir os demais 41 MW, a empresa realizou um leilão de demanda em julho de 2016, do qual participaram projetos de resposta da demanda, eficiência energética, armazenamento de energia, células combustíveis, células fotovoltaicas e unidades de cogeração. Essas medidas permitirão postergar por cinco anos ou mais a construção de uma subestação de US\$ 1,2 bilhões (MIT, 2016).

Reino Unido

O Reino Unido é compreendido por Inglaterra, País de Gales, Escócia e Irlanda do Norte. A Inglaterra, o País de Gales e a Escócia constituem a Grã-Bretanha. A estrutura governamental do Reino Unido é bastante centralizada no Parlamento, em Londres.

O Reino Unido foi um dos primeiros países a reestruturar o seu setor elétrico, por meio da *Electricity Act*, promulgada

em 1989, que abriu as portas para a desverticalização e a privatização de empresas concessionárias estatais e para a competição nas atividades de geração e comercialização de energia elétrica. Foi criado, também, um órgão regulador, com alguma autonomia, para o setor elétrico. A experiência do Reino Unido virou referência na reestruturação posterior do setor elétrico de diversos outros países, inclusive o Brasil.

Na época, havia três sistemas elétricos no Reino Unido: um que cobria a Inglaterra e o País de Gales, outro que atendia a Escócia e um terceiro que servia a Irlanda do Norte. Atualmente, esses três sistemas estão interligados.

Até 1990, a *Central Electricity Generating Board* (CEGB) detinha o monopólio estatal da geração e da transmissão de energia elétrica na Inglaterra e no País de Gales. Essa energia era distribuída por 12 empresas concessionárias distribuidoras regionais. Em 1990, o governo britânico decidiu privatizar a CEGB e as 12 concessionárias regionais. A CEGB foi desmembrada em três empresas geradoras: a *National Power* e a *PowerGen*, proprietárias principalmente de usinas a carvão, que foram privatizadas, e a *Nuclear Electric*, proprietária de usinas nucleares, que permaneceu estatal porque seus custos de geração eram elevados, não atraindo potenciais compradores na época. Em um segundo momento, as usinas nucleares mais modernas foram privatizadas, formando a *British Energy*. As demais usinas nucleares, do tipo *magnox*, refrigeradas a gás, continuaram nas mãos do Estado, mas a *Nuclear Energy* foi rebatizada como *Magnox Electricity*. Na época da privatização, 70% da eletricidade gerada na Inglaterra e no País de Gales provi-nham de usinas a carvão.

O sistema de transmissão da CEGB foi privatizado e o seu controle acionário passou para as empresas concessionárias distribuidoras, já privatizadas. Em 1995, foram lançadas no

mercado ações dessa empresa, que foi batizada como *National Grid Company* (NGC).

Na Escócia, havia duas companhias estatais verticalmente integradas, a *South of Scotland Electricity Board* (SSEB) e a *North of Scotland Electricity Board* (NSEB), que, como o próprio nome já indicava, tinham áreas de concessão complementares, no sul e no norte desse país, respectivamente. O parque gerador da primeira era essencialmente termelétrico, com usinas a carvão e nucleares, enquanto que a segunda tinha principalmente usinas hidrelétricas de pequeno e médio porte. As duas empresas foram privatizadas em 1990; as usinas nucleares, de elevado custo unitário de geração, foram separadas do resto do parque gerador da SSEB antes de sua privatização e permaneceram nas mãos do Estado, por falta de compradores interessados.

Na Irlanda do Norte, antes de 1992, o fornecimento de energia elétrica era garantido por uma única empresa concessionária, verticalmente integrada, a *Northern Ireland Electricity* (NIE). Naquele ano, o governo britânico separou as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. A NIE possuía quatro usinas, que foram vendidas para três companhias: a NIGEN, um consórcio belga-americano, a *British Gas* e um consórcio formado pela gerência e por funcionários da planta mais antiga. Os demais ativos foram privatizados como uma única empresa, que manteve o nome original. O governo fez um acordo com a *British Gas*, para que esta introduzisse gás natural na região.

No início do processo de reestruturação do setor elétrico na Inglaterra e no País de Gales, permitiu-se que consumidores com demandas superiores a 1 MW adquirissem sua energia de qualquer comercializador e não somente da empresa concessionária distribuidora local. Essa medida atingiu em torno de 5.000 consumidores, que eram responsáveis, na época, por

cerca de 30% do mercado, em termos de volume de vendas. Em 1994, esse limite caiu para 100 kW, o que introduziu nesse mercado livre mais cerca de 45.000 consumidores ou 20% do mercado. Finalmente, em 1998, se permitiu que qualquer um dos 22 milhões de consumidores da Inglaterra e do País de Gales optassem pelo seu comercializador.

Estrutura do setor elétrico do Reino Unido e modelos de negócio

Após a sua criação, a *National Grid Company* passou a comprar, de meia em meia hora, a energia requerida pelos comercializadores, seus clientes, em um mercado denominado *power pool*, no qual as empresas concessionárias geradoras e os produtores independentes ofereciam a sua geração disponível a preços estipulados livremente por eles. Efetuava-se um despacho das usinas pela sistemática denominada ordem de mérito, usualmente empregada em sistemas predominantemente termelétricos, por meio da qual se opera mais as usinas de menor custo; a novidade introduzida no setor elétrico britânico é que a classificação das usinas, para efeito de despacho, se dava com base nos preços anunciados no *pool* e não nos custos marginais de operação, conforme é tradicional. Todos os geradores despachados a cada meia hora eram remunerados pelo preço marginal.

A *National Grid Company* era proprietária de toda a rede de transmissão da Inglaterra e do País de Gales, operava a rede e despachava as usinas, sendo, também, responsável por todas as compras e vendas de energia no *pool*. Contratos bilaterais do tipo contratos por diferenças, entre geradores e comercializadores, eram permitidos e amplamente praticados. Nesse tipo de contrato, o vendedor e o comprador transacionam formalmente no *pool*, mas se reembolsam das diferenças entre os

preços do *pool* e o preço estipulado no contrato, este último objeto de livre negociação.

Apesar de todo o aparato inovador que foi montado na concepção do *pool*, visando atingir um alto grau de competição na geração, pouco sucesso se teve nesse objetivo até 1996 (THOMAS, 1997). Só usinas da *National Power* e da *PowerGen* determinavam o preço marginal no *pool* até 1996 e os preços dos contratos de diferenças não tinham nenhuma relação com esse preço marginal; o duopólio minava o potencial de competição embutido no *pool*.

Frente a essa conjuntura e após constatar situações de conluio entre as duas empresas para benefício mútuo, o diretor geral do Fornecimento de Eletricidade, do *Office of Electricity Regulation* (OFFER), obrigou-as a vender, em 1996, 6.000 MW de usinas a carvão que poderiam participar da formação do preço marginal. A *Eastern*, uma empresa concessionária distribuidora, acabou arrematando, em leilão, essas usinas. Apesar dessa venda ter representado uma reverticalização, ela acabou ocorrendo e essas usinas passaram a participar da formação do preço marginal cerca de 15% do tempo (IEA, 1998).

Um fato inesperado acabou aumentando um pouco mais a competição induzida pelo funcionamento do *pool*. Na segunda metade da década de 90, o preço do gás natural caiu cerca de 30%, o custo de capital das usinas de ciclo combinado também caiu cerca de 30% e a eficiência dessas usinas aumentou em torno de 15%; logo, o custo unitário de geração das unidades comissionadas tornou-se bem menor do que o das unidades correspondentes comissionadas no início da década. Como resultado dessa situação, as usinas de ciclo combinado construídas no início da década e pertencentes a produtores independentes que têm a participação de empresas concessionárias distribuidoras foram menos utilizadas e a sua geração era ofertada ao

pool, determinando, algumas vezes, o seu preço marginal. A expectativa de grandes aumentos de competição na geração, no entanto, segundo Thomas (1997), acabou sendo postergada para momentos futuros, após a abertura total do mercado varejista de energia elétrica, em 1998.

Não existia, e continua não existindo, qualquer forma de planejamento da expansão do parque gerador na Inglaterra e no País de Gales. Qualquer gerador podia se vincular ou se desvincular do *pool* a qualquer momento, com usinas novas ou unidades que já operaram no sistema; o preço ofertado a cada meia hora, e se haveria essa oferta, eram de livre escolha do proprietário da usina. Os idealizadores do novo sistema definiram um pagamento de capacidade para sinalizar ao mercado a necessidade de mais capacidade de geração. Esse pagamento era definido como o produto do custo do déficit pela probabilidade de perda de carga (LOLP). Esse mecanismo não funcionou a contento, tendo sido objeto de especulação e conluio por parte, sobretudo, da *National Power* e da *PowerGen*; o próprio órgão regulador, o OFFER, reconheceu isso (THOMAS, 1997). Não houve, na época, nenhuma crise de abastecimento porque a capacidade das novas usinas superava a capacidade retirada em usinas antigas, graças ao baixo custo unitário de geração das novas usinas de ciclo combinado e porque o preço do *pool* afetava pouco os preços pagos pela eletricidade consumida no mercado varejista (BAJAY; WALTER, 1999).

O uso da rede de transmissão era remunerado por meio de uma taxa uniforme ao longo da rede, denominada *uplift*, um mecanismo tarifário inadequado por não transmitir a geradores e comercializadores sinais econômicos locais, ou seja, que partes da rede são mais propícias à injeção ou ao consumo de energia elétrica, para se tentar evitar congestionamentos. Como resposta a essa crítica, o OFFER adotou uma solução paliativa,

qual seja premiar o operador da rede, em termos do lucro permitido pelo regulador, quando ele detectar e reforçar a rede adequadamente ou puni-lo, na mesma moeda, quando ocorrer o inverso.

Esses problemas todos fizeram com que o governo britânico abandonasse em 2001 o arranjo do *power pool*, substituído por um mercado atacadista denominado NETA (*New Electricity Trading Arrangements*), no qual contratos bilaterais são livremente negociados, assim como são realizadas transações em mercados de curto prazo. Em 2005, a denominação NETA foi alterada para BETTA (*British Electricity Trading Transmission Arrangements*) e esse mercado atacadista foi expandido para cobrir não só a Inglaterra e o País de Gales, como também a Escócia.

No ano anterior, 2000, as agências reguladoras de energia elétrica (OFFER) e de gás natural (OFGAS) foram fundidas, criando a OFGEM (*Office of Gas and Electricity Markets*) (OFGEM, 2017a).

Há, atualmente, três empresas de transmissão na Grã-Bretanha: a *National Grid Electricity Transmission plc* (NGET), que atende a Inglaterra e o País de Gales, a *Scottish Power Transmission Limited*, que serve o sul da Escócia, e a *Scottish Hydro Electric Transmission*, cuja área de concessão cobre o norte da Escócia e as ilhas escocesas. As tarifas cobradas por essas empresas pelo uso de suas redes são reguladas pela OFGEM. O sistema elétrico interligado da Grã-Bretanha é operado pela NGET (OFGEM, 2017b).

No atual arranjo do mercado atacadista da Grã-Bretanha, denominado BETTA, geradores, comercializadores e consumidores negociam contratos bilateralmente ou transacionam em mercados de curto prazo, ou, ainda, podem importar ou exportar eletricidade por meio de interconexões internacionais que a Grã-Bretanha tem com a França, a Holanda e a Irlanda.

Nesse arranjo, a NGET ficou com a responsabilidade de efetuar o balanço entre demanda e oferta na rede interligada que opera. Para realizar essa tarefa, a NGET realiza transações nos mercados de curto prazo, cujo preço é denominado *cash-out price* (preço de saída). Diferenças entre a energia gerada ou consumida e a correspondente energia contratada são pagas utilizando o *cash-out price* (OFGEM, 2017c).

O *Energy Act 2013* introduziu dois novos mecanismos no BETTA, no contexto do recente programa de reforma do mercado de eletricidade na Grã-Bretanha: um mercado de capacidade e os contratos de diferenças.

O objetivo do mercado de capacidade é aumentar a segurança do suprimento. Por meio desse mercado, fontes seguras de suprimento recebem um pagamento pela capacidade disponibilizada quando for requerido pelo sistema, além do pagamento pela energia suprida ao mercado. Esse mercado visa incentivar os investimentos necessários para substituir usinas antigas e prover *backup* para usinas utilizando fontes renováveis intermitentes, além de apoiar uma maior utilização de gestão da demanda no mercado atacadista. Foram realizados leilões de capacidade em 2014, 2015 e 2016 (GOV.UK, 2014).

Um contrato de diferença (Cfd) é um contrato do direito privado entre um gerador de eletricidade com baixas emissões de carbono e a *Low Carbon Contracts Company* (LCCC), uma empresa estatal. Esse tipo de contrato permite ao gerador receber a diferença entre o preço (*strike price*) associado ao custo de geração da tecnologia de baixas emissões de carbono por ele utilizada e o preço de referência (*reference price*), que é o preço médio da energia elétrica no mercado atacadista britânico. Esse mecanismo visa propiciar maior segurança e estabilidade das receitas auferidas por esse tipo de gerador e proteger os consumidores contra custos elevados de apoio a esses geradores

quando os preços da eletricidade estiverem elevados (GOV.UK, 2017a).

Usinas termelétricas consumindo carvão geraram 36% da eletricidade produzida no Reino Unido em 2013, seguidas por usinas a gás natural (27%), usinas nucleares (20%), fontes renováveis de energia (15%) e outras fontes (2%). O consumo de energia elétrica no país diminuiu 6% entre 2003 e 2013, revertendo as tendências observadas nas décadas anteriores (IEA, 2015).

Há seis grupos empresariais que atuam na distribuição de energia elétrica na Grã-Bretanha: *Electricity North West Limited*, *Northern Powergrid*, *Scottish and Southern Energy*, *ScottishPower Energy Networks*, *UK Power Networks* e *Western Power Distribution*. Esses seis grupos empresariais são proprietários de 14 empresas concessionárias distribuidoras (*Distribution Network Operators* - DNOs). A *Northern Powergrid* é proprietária da *Northern Powergrid (Northeast) Limited* e da *Northern Powergrid (Yorkshire) plc*. A *Scottish and Southern Energy* controla a *Scottish Hydro Electric Power Distribution plc* e a *Southern Electric Power Distribution plc*. A *ScottishPower Energy Networks* tem como subsidiárias a *SP Distribution Ltd* e a *SP Manweb plc*. A *UK Power Networks* é controladora da *London Power Networks plc*, da *South Eastern Power Networks plc* e da *Eastern Power Networks plc*. A *Western Power Distribution* é proprietária da *Western Power Distribution (East Midlands) plc*, da *Western Power Distribution (West Midlands) plc*, da *Western Power Distribution (South West) plc* e da *Western Power Distribution (South Wales) plc*. Há ainda, na Grã-Bretanha, algumas redes menores que pertencem e são operadas por operadores independentes de redes (*Independent Network Operators* - IDNOs), que atendem novos centros de carga e estão localizadas nas áreas geográficas das

DNOs (OFGEM, 2017d). Tanto as DNOs como as IDNOs são reguladas pela OFGEM e sua regulação tarifária segue a mesma metodologia da regulação tarifária das redes de transmissão, que é descrita na próxima seção deste capítulo.

A formulação de políticas energéticas no Reino Unido e sua implantação são responsabilidades do *Department for Business, Energy & Industrial Strategy* (GOV.UK, 2017b).

Modelo tarifário e mecanismos de formação da tarifa

Desde abril de 2010, todos os consumidores de energia elétrica na Grã-Bretanha atendidos em baixa tensão e a maior parte dos consumidores de alta tensão têm a sua tarifa de uso do sistema de distribuição determinado pelas 14 empresas concessionárias distribuidoras utilizando uma metodologia comum, denominada *Common Distribution Charging Methodology* (CDCM); ela emprega custos incrementais de longo prazo na determinação da estrutura tarifária e fatores de ajuste para se atingir a receita autorizada pela agência reguladora (OFGEM, 2009), tal qual se faz no setor elétrico brasileiro. Uma metodologia comum para essa tarifa, designada como *EHV Distribution Charging Methodology* (EDCM), passou a ser adotada para parte dos consumidores atendidos em alta tensão e os atendidos em extra alta tensão a partir de abril de 2012. A metodologia EDCM passou a ser aplicada para os consumidores com geração própria conectados nas tensões mais elevadas a partir de abril de 2013. Há, também, uma metodologia comum, denominada *Common Connections Charging Methodology* (CCCM), que é utilizada, desde outubro de 2010, pelas empresas distribuidoras para estabelecer as tarifas de conexão dos consumidores às suas redes (OFGEM, 2017e).

No Reino Unido, todo consumidor com uma demanda de eletricidade igual ou maior que 100 kW precisa ter um medidor com memória de massa que faz leituras de meia em meia hora.

Os consumidores atendidos em baixa tensão e que não possuem medidor com memória de massa pagam uma tarifa monômnia com um componente fixo e um componente variável com o consumo. Segundo Brown e Faruqi (2014), a CDCM estabelece que o componente fixo deve recuperar a parcela dos custos da rede de baixa tensão que cabe a cada consumidor, enquanto que a parcela dos custos das redes de tensões mais elevadas, incluindo a rede de transmissão, que lhe cabe cobrir é cobrada no componente variável com o consumo. Esses autores estimaram que, para os consumidores residenciais, só de 7% a 20% dos custos das redes é recuperada por meio da componente fixa e o restante por meio da componente variável. Isso causa as distorções já apontadas neste capítulo nas tarifas residenciais típicas nos EUA.

Os consumidores que têm medidores com memória de massa pagam tarifas binômias, com componentes proporcionais à máxima demanda contratada e à energia consumida. Eles também pagam pela energia reativa consumida acima do mínimo tolerado pela legislação vigente e o componente da tarifa variável com o consumo assume diferentes valores de acordo com o período do dia (*time of use tariffs*). Esse componente é mais caro nos períodos do dia de maior demanda da concessionária distribuidora, denominados períodos de ponta. Ele é mais barato nos períodos de menor demanda da empresa concessionária. Os períodos de maior e de menor demanda variam de concessionária para concessionária. Nos horários situados entre esses dois extremos, esse componente possui um valor intermediário entre os valores mais barato e mais caro.

As tarifas de uso da rede de distribuição para parte dos consumidores atendidos em alta tensão e os atendidos em extra alta tensão são diferentes se esses consumidores possuem geração própria ou não. Como os consumidores que possuem geração própria, desde que não intermitente, podem adiar reforços na rede, eles recebem um crédito tarifário quando isso acontece (ENA, 2011).

Os comercializadores de energia elétrica que atuam no mercado varejista da Grã-Bretanha, lá denominados como *suppliers*, oferecem várias opções de tarifas para seus clientes. Se estes não optarem por algumas dessas opções, a tarifa que lhes é aplicada é a tarifa padrão (*standard tariff*), que não requer um contrato, mas varia de acordo com as condições do mercado. A tarifa fixa de energia (*fixed energy tariff*) requer um contrato e seu valor não varia até a data de encerramento deste. A tarifa de dois energéticos (*dual fuel tariffs*) pode ser requerida quando se deseja adquirir eletricidade e gás natural de um mesmo comercializador; esse tipo de tarifa requer um contrato. A tarifa on-line de energia (*online energy tariff*), estabelecida em contrato, prevê o envio da fatura e o seu pagamento por meio da internet.

Uma outra opção é a tarifa pré-paga (*pre-payment tariff*), que requer contrato e um medidor específico para essa tarifa, que pode ser ajustado para o limite especificado pelo cliente. Por meio do contrato da tarifa de energia verde, o comercializador garante ao cliente que a energia fornecida provém de fontes renováveis de energia. Há, também, a tarifa tipo *feed-in*, paga pelos comercializadores a consumidores que fazem auto-produção de eletricidade utilizando fontes renováveis de energia, a tarifa de baixa renda (*social energy tariff*) e a tarifa de acordo com o período do dia (*time of use tariff*), por meio da qual o comercializador oferece valores mais baixos da tarifa nos

períodos de baixa demanda da rede de transmissão (WHICH? SWITCH, 2017).

Uma das inovações associadas à reestruturação do setor elétrico no Reino Unido foi a utilização, pioneira no mundo, de fórmulas do tipo preço-teto (*price cap*) para regular as tarifas de consumidores cativos, as tarifas de uso das redes de transmissão e as tarifas de uso das redes de distribuição. Essas fórmulas reajustam anualmente os preços-tetos das tarifas de energia elétrica, estabelecidos durante as revisões tarifárias, por meio do índice de preços no varejo, para levar em conta a deterioração das tarifas por conta da inflação. As fórmulas contemplam, também, uma redução periódica¹⁶ desses tetos por conta de aumentos de produtividade da empresa concessionária; trata-se de uma maneira de repartir esses ganhos de produtividade com os usuários dos sistemas correspondentes. Após o estabelecimento da possibilidade de competição para todos os tipos de consumidores, as fórmulas do tipo preço-teto passaram a ser utilizadas no Reino Unido somente na regulação tarifária das empresas concessionárias transmissoras e distribuidoras.

Apesar do sucesso da fórmula de preço-teto para reduzir tarifas de energia elétrica no Reino Unido ao longo de duas décadas, o governo daquele país decidiu mudar o mecanismo de regulação tarifária em 2010, não só para as empresas concessionárias transmissoras e distribuidoras de energia elétrica, mas também para as empresas concessionárias transportadoras e distribuidoras de gás natural canalizado. No caso das empresas do setor elétrico, a principal motivação dessa mudança é a necessidade de elevados investimentos na renovação e na moder-

¹⁶ A cada três anos para a rede de transmissão, a cada quatro anos para o fornecimento a consumidores cativos e a cada cinco anos para as redes de distribuição.

nização das redes elétricas do país, incluindo tecnologias inovadoras como redes inteligentes, necessárias para interagir com geradores utilizando fontes renováveis de energia, algumas delas intermitentes, novas tecnologias de geração nuclear, armazenamento, direto ou indireto, de energia elétrica, veículos elétricos etc., que envolvem níveis de riscos e incertezas superiores aos que as empresas do setor estão habituadas.

A OFGEM abandonou a fórmula de preço-teto e adotou uma metodologia híbrida de custo do serviço com incentivos financeiros na forma de recompensas e penalidades em relação a metas preestabelecidas de desempenho (*outputs*) nas revisões tarifárias em relação à continuidade do serviço, qualidade do atendimento comercial, minimização de impactos ambientais, cumprimento de obrigações sociais etc., além de incentivos financeiros para investimentos de risco em inovações. Essa nova metodologia é designada pela sigla RIIO, que é um acrônimo para *Revenues = Incentives + Innovation + Outputs*.

Como qualquer metodologia de regulação tarifária, pura ou híbrida, baseada no custo do serviço, a RIIO requer uma análise criteriosa e detalhada dos custos históricos incorridos, mas também são analisados os planos de negócio (*business plans*) das empresas concessionárias até a próxima revisão tarifária.

O novo método utiliza o custo médio ponderado do capital (WACC) para garantir a financiabilidade dos investimentos requeridos, com seus riscos associados. Um índice de inflação continua sendo utilizado para atualizar as tarifas. O intervalo estabelecido entre duas revisões tarifárias consecutivas é de oito anos, com uma avaliação intermediária dos desempenhos requeridos das empresas concessionárias.

A OFGEM irá realizar comparações (*benchmarking*) dos valores atuais de indicadores de custos e de desempenho das empresas concessionárias com valores passados e, também, com valores observados em empresas semelhantes; quando o

desempenho desses indicadores se mostrar satisfatório, essa avaliação intermediária será menos detalhada e mais rápida.

Uma novidade da metodologia RIIO é a possibilidade de terceiros virem a realizar e se tornar proprietários de grandes obras nas redes, separáveis dos demais ativos, quando eles se mostrarem mais capazes de promover inovações, investimentos mais eficazes e/ou entrega mais rápida das obras. Outra novidade é o acesso a financiamentos de projetos piloto e de demonstração envolvendo novas tecnologias (AGGARWAL; BURGESS, 2014; OFGEM, 2010a; 2010b).

A metodologia RIIO foi aplicada em 2013 na regulação tarifária das empresas concessionárias transmissoras e em 2014 e 2015 na regulação tarifária das empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica na Grã-Bretanha (OFGEM, 2015a).

As tarifas médias industrial e residencial no Reino Unido em 2014 foram de 16,1 cUSD/kWh e 24,8 cUSD/kWh, respectivamente. Os valores correspondentes no Brasil, naquele ano, foram 14,0 cUSD/kWh e 19,4 cUSD/kWh, respectivamente (DE CASTRO et al., 2015).

Eficiência energética

O governo do Reino Unido anunciou, em abril de 2013, a meta de redução de 18% de seu consumo energético final em 2020 em relação à projeção feita em 2007 em um cenário de evolução do tipo *business as usual* (DECC, 2014).

A intensidade energética do Reino Unido caiu 18,2% entre 2003 e 2013. O setor residencial foi responsável por 31% do consumo energético final do país, seguido pelo setor de transportes (30%), indústria (18%), setor de serviços (14%) e outros setores (7%). Entre 2003 e 2015, todos esses setores diminuíram o seu consumo energético final, com a exceção do setor de

serviços. Os programas de eficiência energética têm tido um importante papel nessas reduções de consumo energético, sobretudo no setor residencial (IEA, 2015).

No Reino Unido e nos países da União Europeia em geral, a maioria das políticas públicas e dos programas governamentais visando ganhos de eficiência energética têm sido motivados e suas eventuais metas têm estado associadas com metas de redução das emissões de gases que causam o efeito estufa.

Desde o início de 2013, os comercializadores de energia (*energy suppliers*) no Reino Unido têm a obrigação de realizar medidas de eficiência energética, tais como a instalação de vidros duplos nas janelas, isolamentos térmicos nas paredes ou forros e lâmpadas eficientes, em residências de baixa renda. Essa exigência legal tem a denominação de *Energy Companies Obligation* (ECO).

Ocorreram ganhos significativos de eficiência energética no setor residencial do Reino Unido entre 1994 e 2012 por meio de melhorias nos níveis de isolamento térmico das residências, instalação de sistemas de aquecimento eficientes e utilização de equipamentos domésticos eficientes, graças a novos códigos de obras contendo requisitos de eficiência energética, implantação de padrões de eficiência energética para aquecedores residenciais e versões anteriores a 2013 da *Energy Companies Obligation*. Metas de ganhos adicionais, mais modestas que as economias de energia alcançadas anteriormente, foram fixadas pelo governo para o período de 2015 a 2017 (RICARDO ENERGY & ENVIRONMENT, 2015).

Segundo Ricardo *Energy & Environment* (2015), o esquema da União Europeia para transações de direitos de emissão de gases que causam o efeito estufa (*EU Emissions Trading Scheme* - EU ETS), que cobre cerca de 40% das emissões do Reino Unido, é um instrumento-chave para se buscar ganhos de eficiência energética no setor industrial dos países da União. Em

adição a esse instrumento, o Reino Unido introduziu, em 2001, um imposto denominado *Climate Change Levy*, que incide sobre o uso de combustíveis fósseis pelas empresas. Companhias que têm acordos para redução de emissões (*Climate Change Agreements* - CCAs) e que têm conseguido cumprir as metas estipuladas nesses acordos têm direito a descontos nesse imposto.

O governo do Reino Unido também implementou o *CRC Energy Efficiency Scheme*, visando grandes empresas privadas não energointensivas e organizações do setor público com emissões ainda não cobertas pela EU ETS ou pelas CCAs. Essas instituições devem comprar direitos para cada tonelada de carbono que emitirem. Esse programa está previsto para terminar em 2019, sendo substituído, com um efeito neutro em termos de arrecadação, por aumentos no *Climate Change Levy* (GOV.UK, 2015).

O *UK Green Investment Bank* (GIB) financia projetos de reforma de edificações visando melhorar seu desempenho energético, projetos de iluminação pública com lâmpadas eficientes e projetos de geração distribuída eficientes, utilizando, por exemplo, unidades de cogeração. A *Salix Finance* tem recebido recursos do governo para realizar empréstimos sem juros para instituições do setor público, tais como hospitais e escolas, que tenham projetos visando ganhos de eficiência energética (IEA, 2015).

O Reino Unido foi classificado em quinto lugar pela ACEEE na *International Energy Efficiency Scorecard* de 2016, com 65 pontos, atrás da Alemanha, do Japão, da Itália e da França. As pontuações do país no setor industrial, nas edificações, nos esforços nacionais e no setor de transportes foram 19,5, 16, 15,5 e 14, respectivamente (KALLAKURI; VAIDYANATHAN; KELLY, 2016).

Geração distribuída de eletricidade

A legislação do Reino Unido requer que os comercializadores que atuam no mercado varejista de energia elétrica (*suppliers*) tenham uma parcela crescente, ao longo do tempo, de seu suprimento constituído por eletricidade gerada por meio de fontes renováveis de energia. Os *Renewable Obligation Certificates* (ROCs) servem para comprovar o cumprimento dessa legislação.

Os ROCs são certificados emitidos pela OFGEM para a geração realizada por usinas que utilizam fontes renováveis de energia elegíveis para esse mecanismo; a quantidade de ROCs emitidos por MWh depende do tipo de tecnologia e fonte de energia utilizadas pela usina, seu porte, sua localização e há quanto tempo recebe esse incentivo (OFGEM, 2015b).

Quando os comercializadores adquirem eletricidade produzida por essas usinas, eles recebem os certificados correspondentes. Esses certificados podem ser transacionados no mercado. Logo, um comercializador pode adquirir toda a eletricidade oriunda de fontes renováveis que ele necessita para cumprir com a legislação ou ele pode adquirir no mercado os certificados que lhe faltam. Se, na prestação de contas anual, o comercializador não tiver todos os certificados que a legislação lhe exige, ele terá que pagar o valor correspondente ao que lhe falta para um fundo, o *buy-out fund*. Os custos de gestão desse mecanismo são cobertos com os recursos desse fundo e o saldo retorna para os comercializadores de uma forma proporcional aos ROCs que cada um adquiriu para cumprir com os requisitos da legislação (OFGEM, 2017f).

O mecanismo *Renewables Obligation* (RO) tem sido um dos principais programas de fomento à geração de eletricidade por meio de fontes renováveis de energia em usinas de médio e grande porte.

O RO foi implantado na Inglaterra, no País de Gales e na Escócia em 2002 e na Irlanda do Norte em 2005. Segundo a legislação atual (OFGEM, 2015b), a partir de 31 de março de 2017 esse mecanismo deve ter sido substituído pelos contratos de diferenças (CfDs), já mencionados neste capítulo.

Para usinas que utilizam fontes renováveis de energia e têm capacidade instalada inferior a 5 MW há um outro programa de fomento, baseado em tarifas do tipo *feed-in* (*Feed-in Tariffs - FIT scheme*). As tecnologias/fontes de energia elegíveis são a geração fotovoltaica, a geração eólica, as pequenas centrais hidrelétricas, a microgeração e a geração com biogás. O limite superior de capacidade instalada para a microgeração é 2 kW. São os comercializadores autorizados no programa (*FIT licences*) que realizam os pagamentos e os custos correspondentes são rateados entre todos os consumidores de energia elétrica do país. As tarifas a serem pagas aos geradores que participam do programa variam de acordo com a tecnologia/fonte empregada, porte da usina e, no caso de geradores fotovoltaicos, também de acordo com o desempenho energético da edificação que comporta as células fotovoltaicas. O *Department for Business, Energy & Industrial Strategy* é que estabelece e publica as tarifas tipo *feed-in* no Reino Unido; as tarifas são decrescentes a partir do segundo ano de funcionamento das usinas (OFGEM, 2016).

Em um depoimento de representante da Associação de Redes de Energia (*Energy Networks Association - ENA*) para o Comitê de Energia e Mudanças Climáticas do Parlamento do Reino Unido em 2016, foi mencionado que as empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica daquele país conectaram 11,5 GW de capacidade de geração distribuída em suas redes desde 2005. O crescimento da geração distribuída de eletricidade no Reino Unido tem superado todas as expectativas

recentes; à guisa de exemplo, a capacidade instalada de geradores fotovoltaicos no país atualmente já está próxima dos níveis previstos para 2030 (ENA, 2015).

Considerações finais

Para que os benefícios da ampliação da eficiência energética e da geração distribuída sejam usufruídos pelos consumidores brasileiros, sem causar prejuízos para as distribuidoras de energia elétrica, mudanças serão necessárias em termos de regulação e nos modelos de negócio adotados. A experiência dos três países analisados neste capítulo – Alemanha, EUA e Reino Unido – indicam possibilidades que podem servir de inspiração ao Brasil.

No próximo capítulo, que conclui este livro, esses exemplos internacionais serão importantes para uma análise comparativa dos modelos tarifários e para a apresentação de modelos de negócio que podem ser adotados pelas distribuidoras brasileiras.

Referências e sugestões de leitura

AGGARWAL, S.; BURGESS, E. **New Regulatory Models**. Arizona: Utility of the Future Center, Arizona State University, mar. 2014.

BAJAY, S. V.; WALTER, A. C. S. **Relatório Técnico da Fase 9: Levantamento de experiências no exterior sobre planejamento indicativo e sua relação com a regulação, no setor elétrico**. Campinas: Nipe, Unicamp, 1999.

BERG, W.; NOWAK, S.; KELLY, M.; VAIDYANATHAN, S.; SHOEMAKER, M.; CHITTUM, A.; DIMASCIO, M.; KALLAKURI, C. **The 2016 State Energy Efficiency Scorecard**. Washington, DC: American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE), set. 2016. Disponível em: <<http://aceee.org/state-policy/scorecard>>. Acesso em: 10 jan. 2017.

BMW. **Making more out of energy - National Action Plan on Energy Efficiency**. Berlim, 2014. Disponível em: <<http://www.bmw.de/English/Redaktion/Pdf/nape-national-action-plan-on-energy-efficiency,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=en,rwb=true.pdf>>. Acesso em: 30 out. 2017.

_____. **Making a success of the energy transition**. Berlim, 2015. Disponível em: <<http://www.bmw.de/EN/Topics/Energy/energy-reforms,did=580202.html>>. Acesso em: 30 out. 2017.

BROWN, T.; FARUQUI, A. **Structure of electricity distribution network tariffs: recovery of residual costs**. The Brattle Group, ago. 2014. Disponível em: <http://www.ksg.harvard.edu/hepg/Papers/2014/Brattle_report_on_structure_of_DNSP_tariffs_and_residual_cost.pdf>. Acesso em: 10 jan. 2017.

CEC. **Strategic Plan**. 2014. Disponível em: <http://www.energy.ca.gov/commission/documents/2014-06_California_Energy_Commission_Strategic_Plan.pdf>. Acesso em: 9 jan. 2017.

_____. **Electric Load-Serving Entities (LSEs) in**

California. 2015. Disponível em: <http://www.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/utilities.html#iou>. Acesso em: 9 jan. 2017.

CPFL; GESEL. **Panorama e análise comparativa da tarifa de energia elétrica do Brasil com tarifas praticadas em países selecionados, considerando a influência do modelo institucional vigente.** Rio de Janeiro, 2015.

CPUC. **California Public Utilities Commission.** 2017. Disponível em: <<http://www.cpuc.ca.gov/>>. Acesso em: 9 jan. 2017.

DE CASTRO, N.; RAMOS, D.; BRANDÃO, R.; PRADO, F.; MORAIS, P. DE; GALVÃO, J. P.; ARNAU, A.; DORADO, P.; ROSENAL, R.; DANTAS, G.; LAFRANQUE, A. As tarifas de energia elétrica no Brasil e em outros países: o porque das diferenças. In: **Panorama e análise comparativa da tarifa de energia elétrica do Brasil com tarifas praticadas em países selecionados, considerando a influência do modelo institucional vigente.** Rio de Janeiro: CPFL e Gesel, mai. 2015. Disponível em: <<http://www.cpf.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Documents/PB3002/livro.pdf>>. Acesso em: 4 jan. 2017.

DECC. **UK National Energy Efficiency Action Plan.** Abr. 2014.

DOE. **Department of Energy - Mission.** 2017a. Disponível em: <<https://www.energy.gov/mission>>. Acesso em: 29 out. 2017.

_____. **Department of Energy.** 2017b. Disponível em: <<https://energy.gov/>>. Acesso em: 4 jan. 2017.

DORIS, E.; COCHRAN, J.; VORUM, M. **Energy Efficiency Policy in the United States: Overview of Trends at Different Levels of Government.** Golden: National Renewable Energy Laboratory, dez. 2009.

EIA. **Status of Electricity Restructuring by State.** 2017. Disponível em: <https://www.eia.gov/electricity/policies/restructuring/restructure_elect.html>. Acesso em: 4 jan. 2017.

ENA. **EHV Distribution Charging Methodology**

(EDCM). 2011.

_____. **Written evidence submitted by the Energy Networks Association (LCN0018)**. 2015. Disponível em: <http://data.parliament.uk/writtenevidence/committeeevidence.svc/evidencedocument/energy-and-climate-change-committee/low-carbon-network-infrastructure/written/23929.html#_ftn2>. Acesso em: 27 jan. 2017.

FERC. **Regional Transmission Organizations (RTO)/Independent System Operators (ISO)**. 2017a. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto.asp>>. Acesso em: 4 jan. 2017.

_____. **What FERC Does**. 2017b. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp>>. Acesso em: 4 jan. 2017.

FRAUNHOFER-ISE. **Energy Charts**. 2016. Disponível em: <<https://www.energy-charts.de/energy.htm>>. Acesso em: 4 nov. 2016.

GOV.UK. **Electricity Market Reform: Capacity Market**. 2014. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-capacity-market>>. Acesso em: 24 jan. 2017.

_____. **CRC Energy Efficiency Scheme**. 2015. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/collections/crc-energy-efficiency-scheme>>. Acesso em: 26 jan. 2017.

_____. **Contracts for Difference**. 2017a. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>>. Acesso em: 24 jan. 2017.

_____. **Department for Business, Energy & Industrial Strategy**. 2017b. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/organisations/department-for-business-energy-and-industrial-strategy>>. Acesso em: 24 jan. 2017.

IEA. **Energy Policies of IEA Countries: 1998 Review**. 1998.

_____. **Market Trends and Medium - Term Prospects**. Paris, 2015.

KALLAKURI, C.; VAIDYANATHAN, S.; KELLY, M. **The 2016 International Energy Efficiency Scorecard**.

Washington, DC, 2016.

KIRSCH, L. D.; MOREY, M. J. **Alternative Electricity Ratemaking Mechanisms Adopted by Other States.** 2016.

LAZAR, J. **Electricity Regulation in the US: A Guide.** Montpelier: The Regulatory Assistance Project, 2016. Disponível em: <http://books.google.co.uk/books/about/Electricity_Regulation_in_the_US.html?id=pAEkygAACAAJ&pgis=1>. Acesso em: 30 out. 2017.

MELO, C. A.; JANNUZZI, G. M.; BAJAY, S. V. Nonconventional renewable energy governance in Brazil: Lessons to learn from the German experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 61, p. 222-234, ago. 2016.

MIT. **The Future of the Electric Grid.** Cambridge, 2011. Disponível em: <http://web.mit.edu/mitei/research/studies/documents/electric-grid-2011/Electric_Grid_Full_Report.pdf>. Acesso em: 4 jan. 2017.

_____. **Utility of the Future - An MIT Energy Initiative response to an industry in transition.** 2016. Disponível em: <energy.mit.edu/uof>. Acesso em: 4 jan. 2017.

NADEL, S.; ELLIOTT, N.; LANGER, T. **Energy Efficiency in the United States: 35 Years and Counting.** Washington, DC, 2015. Disponível em: <<http://aceee.org/sites/default/files/publications/researchreports/e1502.pdf>>. Acesso em: 10 jan. 2017.

NEW YORK STATE. **Reforming the Energy Vision.** 2017. Disponível em: <<https://rev.ny.gov/about/>>. Acesso em: 15 jan. 2017.

NEW YORK STATE DEPARTMENT OF PUBLIC SERVICE. **Electric Utilities Listing.** 2017a. Disponível em: <<http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/03627EFC626529EE85257687006F39CD?OpenDocument>>. Acesso em: 9 jan. 2017.

_____. **New York State Department of Public Service.** 2017b. Disponível em: <<http://www.dps.ny.gov/>>. Acesso em: 10 jan. 2017.

NYSERDA. **New York State Energy Research and**

Development Authority - Nysesda. 2017. Disponível em: <<https://www.nysesda.ny.gov/About>>. Acesso em: 10 jan. 2017.

OECD/IEA. **Germany 2013 Review.** Paris, 2013. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Germany2013_free.pdf>. Acesso em: 30 out. 2017.

OFGEM. **Electricity distribution structure of charges: the common distribution charging methodology at lower voltages.** Londres, 2009.

____. **RIO: A new way to regulate energy networks.** Londres, 2010a.

____. **Handbook for implementing the RIO model.** Londres, 2010b.

____. **Network Regulation – The RIO Model.** 2015a. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-rio-model>>. Acesso em: 26 jan. 2017.

____. **Renewables Obligation: Guidance for Generators.** 2015b.

____. **Feed-in Tariff: About the Scheme and How to Apply.** 2016.

____. **Office of Gas and Electricity Markets.** 2017a. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/>>. Acesso em: 23 jan. 2017.

____. **The GB electricity transmission network.** 2017b. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/gb-electricity-transmission-network>>. Acesso em: 24 jan. 2017.

____. **The GB electricity wholesale market.** 2017c. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/electricity/whole-sale-market/gb-electricity-wholesale-market>>. Acesso em: 24 jan. 2017.

____. **The GB electricity distribution network.** 2017d. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/gb-electricity-distribution-network>>. Acesso em: 24 jan. 2017.

____. **Charging Arrangements.** 2017e. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-netw>

orks/charging-arrangements>. Acesso em: 25 jan. 2017.

_____. **About the RO - Renewables Obligation Certificates**. 2017f. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/ro/about-ro>>. Acesso em: 27 jan. 2017.

RICARDO ENERGY & ENVIRONMENT. **Energy Efficiency Trends and Policies in the UK**. Set. 2015.

THALMAN, E. **What German households pay for power**. Clean Energy Wire, 2016. Disponível em: <<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/what-german-households-pay-power#dossier-references>>. Acesso em: 4 nov. 2016.

THOMAS, S. **Decentralisation and regulation: the British experience**. In: International Workshop on Decentralisation of Regulatory and Inspection Activities of the Electrical Sector. Anais. Ministério de Minas e Energia. Brasília, DF, p. 72-87, 1997.

WHICH? SWITCH. **Energy Tariffs Explained**. 2017. Disponível em: <<http://switch.which.co.uk/energy-advice/energy-tariffs-explained.html>>. Acesso em: 25 jan. 2017.

WIRTH, H. **Recent facts about photovoltaics in Germany**. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2015. Disponível em: <<http://pschuetzenduebe.webclient5.de/wp-content/uploads/130912-Recent-Facts-PV-Germany.pdf>>. Acesso em: 30 out. 2017.

7. Conclusões

Após um longo período de estabilidade tecnológica com predomínio da geração hidrelétrica, o setor elétrico brasileiro passa a viver uma etapa de grandes transformações. Basicamente, elas podem ser compreendidas em três componentes inter-relacionados: a) *o tecnológico*: novas tecnologias de geração, de armazenamento, de redes, de gestão e de uso de energia se tornam mais modulares, mais eficientes e mais competitivas em relação às tecnologias convencionais; b) *o econômico*: novos agentes passaram a participar do mercado de energia por meio de novos modelos de negócio; e, finalmente, c) *o político e o regulatório*: introdução de políticas de controle de emissões de gases estufa e incentivos ao desenvolvimento de uma economia de baixo carbono.

A evolução histórica desse setor no Brasil foi capaz de produzir uma indústria de eletricidade complexa, essencial para o funcionamento de uma economia moderna fortemente baseada em segmentos eletrointensivos, com uma estrutura física organizada e instituições e recursos humanos de alto nível. O país possui dimensões continentais e conseguiu construir um sistema interligado de grandes proporções. A disponibilidade de significativos recursos de energia eólica e solar em grande parte do território nacional começam a representar opções economicamente atrativas, seja por meio de sistemas centralizados ou distribuídos.

Existe, ainda, o compromisso brasileiro de realizar os investimentos e as ações para atender (ou superar) as metas definidas pelo NDC e, com isso, aumentar a penetração da eficiência energética e da geração distribuída fotovoltaica de forma mais acelerada nos próximos anos. As implicações da maior participação dessas novas fontes renováveis intermitentes são enormes, tanto nos aspectos técnicos como nos econômicos, para o

setor, junto de novas tecnologias de armazenamento de energia, de eficiência energética, de redes inteligentes e outras tantas inovações.

Conforme foi possível argumentar ao longo deste trabalho, a perda de receita das concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras com a redução do volume de energia comercializado por meio da maior participação da eficiência energética e da geração distribuída é evidente, mas a oportunidade que se cria para a distribuidora em explorar atividades comerciais ligadas a esses mercados também deve ser investigada.

Este livro procurou destacar apenas dois tipos de impactos: os impactos tarifários e a necessidade de modificações na regulação tarifária vigente; e as mudanças no ambiente de negócios de energia, com o surgimento de novos agentes e novas oportunidades que podem representar desafios às concessionárias tradicionais de serviços de eletricidade.

Neste trabalho, a geração distribuída e as medidas de eficiência energética junto ao consumidor final são pensadas de forma integrada. Não é mais possível ignorar o papel e a importância da eficiência energética na contribuição para um futuro energético mais sustentável.

O que nos mostra a literatura internacional

Incentivos se mostram importantes para o avanço da geração distribuída fotovoltaica e da eficiência energética em todo o mundo e, inclusive, no Brasil. Em muitas situações, esses incentivos também aparecem nas tarifas aplicadas aos consumidores. A maneira como as políticas públicas são concebidas e os incentivos introduzidos tem sido importante para a dissemina-

ção das novas tecnologias e o aprendizado de mensuração e mitigação de seus efeitos nas tarifas praticadas e nas atividades econômicas associadas ao setor elétrico.

A literatura internacional mostra que tem havido um amplo espectro de incentivos financeiros para a geração de eletricidade utilizando fontes renováveis. Nos EUA, há vários tipos de incentivos fiscais e padrões de portfólios de renováveis (*renewable portfolio standards*, em inglês). O Reino Unido utilizou, durante mais de uma década, o mecanismo *Renewables Obligation* (RO) – obrigação de renováveis – para fomentar a geração de eletricidade por meio de fontes renováveis de energia em usinas de médio e grande porte. Esse mecanismo está sendo substituído pelos contratos de diferenças (CfDs).

O incentivo, no Reino Unido, à geração de energia elétrica com essas fontes em usinas com capacidade inferior a 5 MW se dá por meio de um outro mecanismo: tarifas do tipo *feed-in*. A Suécia é mais outro país que oferece incentivos fiscais para a energia produzida por geradores distribuídos utilizando fontes renováveis que é injetada na rede e, também, recursos para subsidiar diretamente a instalação de células fotovoltaicas por parte de empresas, organizações públicas e indivíduos. Os EUA e o Reino Unido admitem alguma forma de *net metering* para incentivar a geração distribuída de pequeno porte utilizando fontes renováveis de energia sobre a geração fotovoltaica.

O incentivo que a Alemanha cede à geração renovável é um valor pré-definido por fonte e por unidade de energia, chamado *feed-in tariffs* (contrato de oferta padrão). A parcela destinada a financiar esses incentivos é evidenciada na tarifa. Com isso, o consumidor sabe o valor que está pagando para promover as energias renováveis.

O Reino Unido estabeleceu que uma parcela da energia distribuída pelas concessionárias deve ser proveniente de fontes

renováveis. Para o cumprimento dessas metas, a agência do governo *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM) emite certificados de energia renovável. Outro mecanismo para fomentar o mercado de minigeração de fontes renováveis é a utilização da tarifa *feed-in*, como na Alemanha.

Todos esses mecanismos vêm sofrendo atualizações ao longo do tempo na medida em que o mercado para essas tecnologias se consolida nesses países e seus impactos econômicos (positivos e negativos) são melhor conhecidos.

No Brasil, atualmente, os principais incentivos para a geração distribuída de energia elétrica por meio de fontes renováveis são: um desconto mínimo de 50% na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD); leilões de energia no mercado atacadista regulado, com tetos de preços superiores aos praticados para as fontes convencionais de geração no país, como usinas hidrelétricas de grande porte e usinas termelétricas que utilizam combustíveis fósseis; *net metering* com compensação energética, para geradores distribuídos de pequeno porte; e incentivos fiscais e/ou creditícios para a geração com certas fontes renováveis de energia, como a solar e a eólica, em alguns estados do país.

Assim como a geração distribuída, também se verifica um disseminado interesse em oferecer incentivos para investimentos em eficiência energética. O papel dos governos estaduais e municipais no fomento a ganhos de eficiência energética tem sido fundamental nos estados americanos. Ganhos de competitividade, incentivos à economia regional e reduções de impactos ambientais estão entre os principais motivadores desse fomento.

Empresas concessionárias de energia elétrica nos EUA têm oferecido um grande número de programas de financiamento de investimentos em melhorias de eficiência energética

nas instalações de seus consumidores. Mecanismos de desacoplamento entre receitas e vendas ou ajustes da receita perdida pela aplicação desses programas têm sido utilizados pelos reguladores da maioria dos estados americanos durante as revisões tarifárias para incentivar esses investimentos.

O Reino Unido obteve ganhos significativos de eficiência energética nas últimas duas décadas decorrentes de um novo código de obras contendo requisitos e padrões para tal. Desde 2013, os fornecedores de energia (*energy suppliers*, em inglês) no Reino Unido têm a obrigação de implantar medidas de eficiência energética em residências de baixa renda.

A legislação brasileira, por sua vez, obriga as empresas concessionárias distribuidoras a gastarem 0,5% de sua Receita Operacional Líquida (ROL) em projetos de eficiência energética nas instalações de seus consumidores. Esses recursos têm sido a principal fonte de financiamento desse tipo de projeto no país. Por outro lado, a atual regulação tarifária brasileira desincentiva investimentos adicionais ao percentual obrigatório da ROL, porque, nessa regulação, os lucros das concessionárias são proporcionais às vendas. Mecanismos de desacoplamento entre receitas e vendas eliminariam esse desincentivo, mas não resolveriam o problema dos subsídios cruzados entre os consumidores que implementam medidas de eficiência energética e os que não o fazem. A solução desse problema requer mudanças na estrutura tarifária utilizada no país.

Outra forma importante de financiamento de programas de eficiência energética nos EUA tem sido oferecida por governos estaduais e municipais. No Reino Unido, há o *UK Green Investment Bank* e a *Salix Finance*. No Brasil, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) tem disponibilizado, já há alguns anos, linhas de crédito para financiamento de medidas de eficiência energética. Essas linhas, no entanto, têm tido pouca procura, por conta da falta de priorização da

maioria dos empresários para esse tipo de projeto, muita burocracia para se conseguir os financiamentos e as altas taxas de juros praticadas no país, que desestimulam investimentos que não sejam considerados prioritários.

As Escos têm uma forte atuação nos EUA em instalações governamentais, utilizando contratos de desempenho. No Brasil, essas empresas desenvolvem seus projetos de eficiência energética principalmente em instalações industriais, já que o direito público no país dificulta, quando não inviabiliza, a utilização de contratos de desempenho em instituições públicas. As Escos que atuam no país também têm sido fortemente dependentes dos recursos disponibilizados nos programas mandatários de eficiência energética gerenciados pelas empresas concessionárias distribuidoras, pouco se envolvendo, como consequência, com medidas que possibilitem economias no uso de combustíveis.

Análise comparativa dos modelos tarifários

Ficou evidente que diversos países estão tentando modificar suas regras para compor a tarifa de eletricidade considerando a maior participação de medidas de eficiência energética e de geração distribuída. O cálculo de tarifas é muito complexo e não foi o objetivo deste trabalho oferecer um manual de cálculo e sim mostrar a lógica vigente e suas limitações para aproveitar os benefícios técnicos e econômicos da eficiência energética e da geração distribuída. Buscou-se mostrar que diferentes sistemas tarifários podem levar em consideração o valor econômico da eficiência energética e da geração distribuída e distribuir seus custos e benefícios entre os agentes e os consumidores.

Existem dois tipos básicos de regulação tarifária: a formação da tarifa com base em um preço-teto (*price cap*) ou a regulação com base em tetos de receita (*revenue cap*). No Brasil, para a regulação dos serviços de distribuição, emprega-se uma combinação de preço-teto com um sistema de metas ou *benchmarking* (avaliação comparativa, em tradução livre). Já os serviços de transmissão e as tarifas são regulados por meio de uma abordagem de tetos de receitas.

O modelo tarifário brasileiro é parecido com o da Alemanha. Ambos dão incentivos para promover a eficiência e a qualidade do serviço, fazem comparações por meio do *benchmarking*, possuem revisões tarifárias periódicas e a distribuidora compra e vende energia. A grande diferença do modelo tarifário alemão em relação ao brasileiro é que a Alemanha adota a regulação por *revenue cap* (limite de receita) enquanto que o Brasil, o *price cap* (limite de preço).

Por outro lado, os estados americanos estudados possuem incentivos para promover a eficiência, além de revisões tarifárias periódicas. Nenhum deles faz comparações por *benchmarking* e eles não possuem mecanismos de incentivo à qualidade da energia, porém todos apresentam índices de qualidade superiores aos brasileiros.

O Reino Unido abandonou o modelo de *price cap*, o mesmo que o Brasil utiliza, e adotou um mais próximo ao aplicado pela maioria dos estados americanos, baseado no custo do serviço. No entanto, esse modelo incorpora incentivos financeiros de recompensas e penalidades com relação ao cumprimento de metas de continuidade do serviço, qualidade do atendimento comercial, minimização de impactos ambientais, obrigações sociais etc. Esse modelo também realizará comparações por *benchmarking* dos indicadores após quatro anos.

Outra medida importante no âmbito do modelo tarifário é o desacoplamento da tarifa de energia, separando o serviço de

distribuição e de transmissão da venda de energia, inclusive para consumidores de baixa tensão.

O que se observa é que não será possível manter os mesmos procedimentos que vêm sendo utilizados no Brasil na medida em que se nota um progressivo aumento da geração distribuída e da eficiência energética. A literatura e a experiência internacional, embora ainda não indiquem soluções definitivas e ideais, mostram que existem diversas alternativas capazes de distribuir de maneira mais equitativa os custos e os benefícios entre consumidores, geradores, companhias de distribuição, prossumidores etc.

Modelos de negócio

Em diversos países, observa-se que tanto para atividades relacionadas com eficiência energética como geração distribuída existem oportunidades de novos negócios. Em muitos casos, esses novos agentes representam potenciais competidores para as concessionárias tradicionais de serviços de energia, pois em ambas as situações elas reduzem a receita das concessionárias de distribuição. Esses modelos surgem como consequência dos avanços e da característica disruptiva das tecnologias em questão que demandam novos arranjos comerciais. É muito provável que as tecnologias de armazenamento de energia consolidarão essa característica disruptiva das tecnologias distribuídas e acelerarão a entrada de novos agentes no mercado de energia.

Foi verificado que, muitas vezes, as concessionárias são capazes de se adaptar e incorporar novos serviços comerciais, sejam eles para eficiência energética como, também, para geração distribuída fotovoltaica. No entanto, o fato mais significativo foi o surgimento de novos agentes agregadores de serviços e a atuação do próprio consumidor como prossumidor.

A regulação deve acompanhar essas transformações de modo a manter o equilíbrio econômico e financeiro de todos os envolvidos e, inclusive, refletir nas tarifas a repartição dos custos da manutenção do sistema interconectado e sinalizar oportunidades de novos investimentos onde forem necessários.

Considerações finais

Ao longo dos capítulos deste livro foi possível compreender alguns dos impactos do crescimento da geração distribuída renovável e da eficiência energética em diversas esferas, entre elas a econômica. A conexão entre a disseminação dessas duas práticas e o aumento do valor da tarifa dos consumidores finais foi explicitada, bem como formas de contornar esse resultado. Ao ser apresentado à organização do setor elétrico brasileiro, no segundo capítulo deste livro, e, em seguida, à composição da tarifa de eletricidade do país, contida no terceiro capítulo, o leitor teve acesso a informações que demonstram o porquê de tal resultado.

A aquisição de conhecimentos sobre esses processos é importante para que o consumidor possa entender as transformações que se desenrolam no setor elétrico brasileiro e assumir um lugar de protagonista em relação à geração distribuída e à eficiência energética. No capítulo sobre eficiência energética e no capítulo no qual são apresentadas a geração distribuída e as fontes renováveis, o leitor teve acesso aos principais conceitos que envolvem essas duas práticas. É certo que muitas mudanças ainda são necessárias para que os consumidores tenham acesso amplo à geração distribuída e à eficiência energética – entre elas, por exemplo, a redução dos custos para a aquisição dos equipamentos que permitem que o consumidor produza a própria eletricidade. As informações contidas neste livro possuem,

portanto, a intenção de aproximar o consumidor da geração distribuída e da eficiência energética para que ele possa dar um passo inicial em direção a esse universo e entender o importante papel que irá desempenhar nesse cenário, tornando-se um prosumidor e adotando medidas de redução do consumo de energia elétrica.

Nesse sentido, o capítulo 6 deste livro oferece outros cenários possíveis, com base na experiência de países nos quais a geração distribuída e a eficiência energética já são uma realidade. Tais experiências demonstram que é possível e necessário reformular a tarifa de energia elétrica brasileira, além de adotar novos modelos de negócio, reestruturar a regulamentação e criar políticas de incentivo à geração distribuída e à eficiência energética.

O desenvolvimento da geração distribuída e da eficiência energética produz alterações no setor elétrico brasileiro, que se intensificarão no futuro e demandam estratégias para que os efeitos positivos dessas práticas sejam aproveitados ao máximo. A geração distribuída e a eficiência energética possuem potencial para produzir benefícios em diversos setores: ao meio ambiente, por meio, por exemplo, da redução dos gases de efeito estufa emitidos na geração de eletricidade a partir de fontes não renováveis; rearranjos sociais, com o surgimento de novas formas de se relacionar com a produção e o consumo da energia elétrica não só por meio do papel de prosumidor, produzindo a própria eletricidade de maneira eficiente, mas, também, por meio da ampliação do acesso e dos usos da eletricidade, proporcionados pela geração distribuída; e, por fim, os impactos econômicos, que podem ser positivos para os consumidores, com a redução da sua conta mensal de eletricidade, assim como para as distribuidoras, que podem reverter a perda de receita em outras oportunidades de negócio, e novos agentes que poderão operar no mercado de energia.

A reflexão sobre as transformações que a geração distribuída e a eficiência energética produzem no setor elétrico, portanto, deve ser estimulada. Essa discussão, da qual este livro se propõe a fazer parte, abrange não apenas especialistas, mas a sociedade como um todo e constitui uma etapa primordial para a análise e o desenvolvimento de ações para lidar com tais mudanças.

8. Glossário

Ativos das empresas: bens e direitos que são utilizados economicamente pelas empresas.

Autogeração de energia: quando o consumidor (de qualquer tipo) gera energia para seu próprio uso.

Autoprodução de energia: é aquela realizada por pessoa física ou jurídica ou, ainda, por empresas reunidas em consórcio que são autorizadas ou recebem uma concessão para produzir energia elétrica destinada ao seu próprio uso (definição dada pelo Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996). A eletricidade excedente pode ser comercializada com a autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Benchmarking: é uma comparação de empresas que desejam aprimorar o seu desempenho com outras que podem servir de modelo ideal por já terem alcançado um patamar de excelência. É um tipo de regulação por incentivos. No *benchmarking*, comparam-se os comportamentos de vários agentes, observando, então, o comportamento médio do setor e não de cada um deles em separado. Podem ser comparados, por exemplo, comportamentos dos custos gerenciáveis, medidas de qualidade de serviço, de perdas não técnicas, entre outros. Por meio desse método, pode ser realizada uma comparação de desempenhos entre as concessionárias de distribuição existentes e as empresas modelo para simular situações de competição e buscar meios para que as primeiras atinjam o desempenho destas últimas.

Capacidade instalada: é a capacidade máxima de produção instantânea de energia elétrica que um gerador possui. Trata-se de uma medida de potência, referindo-se à quantidade máxima de energia possível de ser instantaneamente gerada.

Carga: demandas de potência ativa e reativa em determinado ponto de interesse. Por exemplo, de um consumidor, de um grupo de consumidores, de um setor, de um transformador ou região geográfica do sistema elétrico. A carga máxima equivale à carga (ou potência) máxima (taxa temporal de transferência de energia) no momento em que é necessária a maior quantidade de energia.

Circuito: sistema por meio do qual a eletricidade flui. É composto por elementos como condutores elétricos, resistores, transformadores, linhas de transmissão, entre outros.

Cogeração: Processo de geração combinada de duas formas diferentes de energia a serem utilizadas: térmica e mecânica. A primeira geralmente é utilizada em processos que requerem uso de vapor (temperaturas altas) e a segunda usualmente para gerar eletricidade.

Concessionárias: são empresas que estabelecem um contrato de concessão com o poder concedente, que lhes fornece o direito e o dever de prestar um serviço público.

Consumidores cativos: aqueles que compram a eletricidade diretamente e obrigatoriamente da distribuidora local.

Consumidores livres: são aqueles que possuem liberdade de negociação e de escolha para comprar a eletricidade que precisam diretamente do gerador ou de um intermediário (comercializador).

Contratos bilaterais: aqueles firmados entre duas partes e que apresentam direitos e obrigações para ambas.

Contrato unilateral: firmado entre duas partes, mas, neste caso, uma delas possui direitos, enquanto que a outra arca com as obrigações.

Curvas de carga: são gráficos que representam a anotação hora a hora da carga demandada ao longo do dia. O intervalo apresentado pode, com menor frequência, corresponder a uma semana, mês ou ano.

Custos marginais: o custo de prover um serviço para uma unidade a mais. No caso da distribuição de energia elétrica, são os custos que correspondem à mudança que a entrega de uma unidade a mais de eletricidade pode causar nos custos totais.

Demanda: é a média da potência elétrica instalada em operação pelos consumidores durante um período de tempo especificado, normalmente 15 minutos, sofrendo alterações à medida que os equipamentos dos consumidores são ligados ou desligados.

Deplecionamento: é a redução de algo. No caso dos reservatórios de hidrelétricas, significa a redução do volume de água armazenada.

Despacho: injeção da eletricidade gerada pelas usinas no sistema.

Distribuição: transporte de eletricidade através dos circuitos da rede da distribuidora formados pelos postes, transformadores e cabos.

Distribuidoras: empresas que contabilizam todo o processo de distribuição da energia consumida em uma região específica, sendo responsáveis pela operação, construção e manutenção da infraestrutura de distribuição da região onde atuam. Elas contabilizam e cobram o consumo energético e o uso do sistema nessa região.

Eficiência energética: relação entre a energia útil (isto é, aquela realmente convertida na forma desejada para uso final) e a energia consumida pelo equipamento (ou conjunto de equipamentos) realizando essa conversão energética. Aparelhos energeticamente mais eficientes são aqueles que gastam menos energia para cumprir o seu propósito. Também pode ser entendida como usufruir mais de um mesmo serviço energético con-

sumindo menos energia. O aumento da eficiência energética reduz o consumo de eletricidade e a sobrecarga no sistema em determinados períodos do dia.

Encargos: são recursos coletados dos consumidores de energia para viabilizar a implantação de políticas públicas e a operação e a manutenção de todo o setor, assumidas pelo governo federal e distribuídas diretamente entre os diversos agentes do setor. São exemplos de encargos: remuneração de órgãos públicos do setor, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); incentivos para promover estratégias do planejamento energético, como universalização da energia, tarifas sociais, fundos para pesquisa e eficiência energética e coberturas de custos de operação decorrentes de restrições do sistema.

Energia: a energia consumida por um equipamento equivale à sua potência multiplicada pelo tempo de uso. No caso da eletricidade, sua medida é o watt-hora (Wh), que representa, por exemplo, o consumo energético de um equipamento de um watt de potência funcionando durante uma hora ou um equipamento de 2 watts operando durante meia hora ou, ainda, um de 60 watts (como um ventilador de mesa) ligado durante dez minutos.

Energia assegurada: é a quantidade máxima de energia, ou seja, o limite que pode ser comercializado no longo prazo por um gerador, calculada com base no pior ciclo de produção da usina. Também conhecida como garantia física.

Escos: Empresas de Serviços de Conservação de Energia. São empresas especializadas na prestação de serviços relacionados à eficiência energética. Também oferecem outros serviços, na área de geração distribuída, por exemplo. Além disso, elas possibilitam que as concessionárias de distribuição de energia elétrica ofereçam serviços e projetos ligados à eficiência energética e à geração distribuída.

Fator X: é um fator criado inicialmente para compartilhar parte dos ganhos de produtividade, de qualidade e de operação da distribuidora com todos os consumidores. O Fator X aumenta ou diminui a receita da distribuidora com base, portanto, em três parcelas: a produtividade, a qualidade e os custos operacionais. A parcela de produtividade reduz ou aumenta a receita da distribuidora com base nos impactos inerentes à variação do mercado (consumo e número de consumidores). A componente de qualidade penaliza ou bonifica a distribuidora em relação aos indicadores técnicos de qualidade do serviço prestado por ela no período avaliado. A parcela de custos operacionais penaliza ou bonifica a distribuidora em relação ao cumprimento de metas de custos operacionais estipuladas pelo agente regulador.

Fluxo de energia:

Unidirecional: diz respeito ao fluxo de energia que percorre um único sentido.

Bidirecional: diz respeito ao fluxo de energia que segue em dois sentidos (vai e volta). As distribuidoras fornecem a eletricidade que chega até os consumidores em um sentido único (fluxo unidirecional) pelas linhas de distribuição; com a geração distribuída, a energia elétrica produzida pelos consumidores pode ser enviada à rede de distribuição, o que caracterizaria um fluxo bidirecional.

Multidirecional: o fluxo de energia percorre múltiplas direções, ou seja, traça caminhos que envolvem diferentes pontos de saída e de chegada.

Garantia física: como também pode ser chamada a energia assegurada.

Garantia de suprimento: é a segurança de que o gerador possui a capacidade de fornecer a quantidade de eletricidade

dade necessária para abastecer o público consumidor. Para assegurar que não irá faltar energia, por exemplo, em períodos de estiagem que afetam a produção das hidrelétricas, são feitos os contratos de suprimento.

Geração: processo por meio do qual a energia elétrica é produzida. A geração é denominada com base no tipo de matéria-prima que dá origem à energia:

Solar fotovoltaica: ocorre a partir da conversão da luz solar em eletricidade, por meio de células fotovoltaicas.

Solar térmica: ocorre a partir do aproveitamento da energia da luz do sol para aquecimento de um fluido (como a água, por exemplo), por meio de coletores solares.

Eólica: a eletricidade é gerada a partir do vento, por meio de aerogeradores (“cata-ventos”).

Hidrelétrica: a eletricidade é produzida a partir da passagem da água por turbinas hidráulicas.

Hidrelétrica a fio d’água: aquela na qual os reservatórios de água não têm capacidade de regularização sazonal ou plurianual das vazões afluentes (não possuem reservatórios de acumulação).

Pequenas centrais hidrelétricas: são hidrelétricas de menor porte, com capacidade instalada entre 1 e 30 MW e área total de reservatório igual ou inferior a três quilômetros quadrados.

Termelétrica: a energia elétrica é obtida por meio da queima de combustíveis como gás natural, bagaço de cana-de-açúcar e óleo diesel.

Nuclear: o calor obtido a partir da quebra do núcleo de átomos (principalmente o urânio, que é o mais pesado) é utilizado para aquecer água e gerar vapor, que movimentam turbinas para gerar eletricidade. No Brasil,

há duas usinas nucleares em atividade (Angra 1 e 2) e uma terceira em construção (Angra 3), que utilizam pastilhas de urânio.

Biomassa: é a matéria-prima obtida a partir de resíduos de organismos vivos, como bagaço de cana, esterco, madeira, entre outros, que é usada como combustível para a produção de energia elétrica.

Geração centralizada: a energia é gerada em um local, geralmente distante da carga e em usinas de maior porte. Posteriormente, a energia é transmitida e distribuída para o consumidor por meio das redes de transmissão e de distribuição.

Geração distribuída: ocorre quando a energia é gerada no centro de consumo ou próximo dele. Os sistemas de geração podem ou não estar conectados diretamente à rede de distribuição.

GW (gigawatt): 1 GW equivale a 1.000.000.000 de watts.

Harmônicos: são correntes ou tensões elétricas produzidas na rede por aparelhos elétricos como motores, lâmpadas fluorescentes, máquinas de lavar roupa e transformadores, por exemplo, que podem distorcer a tensão original da rede e impactar o funcionamento de equipamentos.

kV (quilovolt): 1 kV equivale a 1.000 volts.

kWh (quilowatt-hora): 1 kWh equivale a 1.000 watts-hora.

Matriz elétrica: é a composição de todas as fontes de energia e as respectivas quantidades de geração de eletricidade utilizadas em um determinado lugar e em um determinado período, normalmente em um ano. No caso do Brasil, as fontes são hídrica, térmica, nuclear, biomassa, eólica, solar e PCH (Pequena Central Hidrelétrica).

Matriz energética: é o conjunto de todas as fontes (primárias) e as respectivas quantidades de energia consumidas em um determinado local e em um determinado período. Na matriz energética brasileira há, por exemplo, carvão, gás natural, petróleo, madeira, cana-de-açúcar, entre outros.

Megawatt (MW): 1 MW equivale a 1.000.000 de watts.

Modicidade tarifária: é um valor de tarifa considerado razoável, que esteja ao alcance dos consumidores, sem onerá-los excessivamente.

Net metering: é um sistema de compensação de energia. Nesse sistema, a energia excedente de um gerador distribuído (como painéis fotovoltaicos e microturbinas eólicas) é injetada na rede e se converte em créditos de energia para posterior compensação ao consumidor, para o caso brasileiro. Outra forma de *net metering* ocorre quando toda energia gerada é injetada na rede e é remunerada monetariamente pela distribuidora.

Parque gerador: é o conjunto dos mecanismos de geração de eletricidade (usinas, hidrelétricas, termelétricas, parques eólicos etc.) de um determinado local.

Permissionárias: são as empresas, pessoas físicas ou jurídicas, que recebem uma permissão do poder concedente para prestar um serviço público, no caso, a distribuição de energia elétrica. Essa permissão é regulamentada por meio do chamado contrato de permissão.

Plurianual: relacionado a um período de vários anos.

Potência: é a quantidade de energia (eletricidade, por exemplo) que um equipamento consome em uma unidade de tempo para poder funcionar. Quanto maior a potência, mais energia ele vai consumir em comparação com um equipamento de menor potência. A unidade de medida de potência é o watt (W).

Price cap: pode ser traduzida como preço-teto, teto de preço ou, ainda, serviço pelo preço. É uma forma de regulação de atividades econômicas tidas como monopólios naturais na qual é definido um preço-teto pela unidade de produto ou serviço comercializada. O teto é definido por diversos fatores técnicos e econômicos que buscam conciliar o menor preço com a remuneração sustentável da atividade da empresa.

Prossumidor: palavra que mescla produtor e consumidor, do inglês *prosumer* (*producer + consumer*). Trata-se do consumidor que passa a produzir a própria eletricidade e, em alguns casos, a fornecer parte dessa energia para as concessionárias de distribuição.

Rede elétrica inteligente (*smart grid*): é uma rede ancorada nas tecnologias da informação, da comunicação e da inteligência artificial com um fluxo bidirecional de informação e energia, ou seja, que permite a comunicação e as trocas entre os consumidores e o sistema elétrico. A definição desse termo é complexa e ampla, e não há consenso sobre ela, mas as redes inteligentes têm sido associadas, por exemplo, ao desenvolvimento dos sistemas energéticos sustentáveis, da geração distribuída, da eficiência energética e dos veículos elétricos.

Repotenciação: modernização da usina, por exemplo, por meio da troca de turbinas para aumentar a sua potência ou pelo preenchimento de espaços destinados a turbinas.

Revenue cap: pode ser traduzida como receita-teto, tetos de receita ou, ainda, receita máxima. É uma forma de regulação de atividades econômicas tidas como monopólios naturais na qual é definida uma receita máxima. Estabelece-se, por meio de diversos fatores técnicos e econômicos, uma receita máxima que a empresa pode obter para exercer sua atividade em um período de forma a conciliar o menor custo do produto ou do serviço com a remuneração sustentável da atividade.

Retrofit: alterações ou adições realizadas para modernizar uma estrutura ou um sistema.

Risco sistêmico: aquele relacionado ao sistema como um todo.

Sansões pecuniárias: muitas.

Sazonal: que varia conforme as estações do ano.

Sistema Fotovoltaico: o sistema que transforma a luz (radiação solar) em energia elétrica por meio de módulos fotovoltaicos, que constituem os principais componentes do sistema.

Stakeholders: as partes interessadas.

Subsídios cruzados: ocorre quando um agente tem que arcar de forma implícita com o benefício usufruído por outro agente. No caso da geração distribuída, são aqueles consumidores que não se tornaram prossumidores e que pagarão tarifas de eletricidade mais caras para compensar a perda de receita da empresa com os prossumidores.

Tarifa horo-sazonal: a tarifa que é diferente para determinado período do dia (horário) e do ano (estação seca ou chuvosa), ou seja, que varia entre os períodos de ponta e fora da ponta e os períodos seco e úmido.

Tarifa monômia: tarifa na qual a demanda de potência (kW) não é cobrada, apenas o consumo de eletricidade (kWh).

Tensão elétrica: ou diferença de potencial elétrico, é a diferença em energia potencial elétrica por unidade de carga elétrica entre dois pontos. A tensão é indicada pela medida chamada de volt (V).

Transmissão: é o processo pelo qual a eletricidade gerada nas usinas é levada através de linhas de transmissão por longas distâncias até os pontos de conexão das redes das distribuidoras.

Volt (V): medida que indica a tensão elétrica.

Zona de risco de insolvência: situação na qual a empresa devedora não consegue pagar a dívida, que se torna maior do que os seus ganhos.

Zona de segurança: situação na qual a empresa não possui nenhuma dívida e tem segurança econômica.

Watt: unidade de potência de um equipamento, ou seja, determina o quanto de energia por segundo o equipamento vai precisar para funcionar.

Watt-hora: unidade de energia que representa o consumo de um equipamento de um watt de potência funcionando durante uma hora.

Como produzir a própria eletricidade e economizar energia elétrica podem afetar o valor da tarifa? Neste livro, você, consumidor de eletricidade brasileiro, encontra informações sobre como os avanços na geração de eletricidade na própria residência ou no local de trabalho (geração distribuída), a partir de fontes renováveis, e da eficiência energética poderão impactar a tarifa de energia. Com o objetivo de compreender esse fenômeno, são apresentados, além de conceitos-chave e aspectos gerais sobre a geração distribuída e a eficiência energética, o funcionamento do setor elétrico brasileiro e a formação tarifária no país. Para aproveitar os benefícios que essas tecnologias podem trazer para a sociedade, mudanças são necessárias nos modelos de negócio, no mercado de energia e na regulação do setor, temas também abordados neste livro, que traz, ainda, experiências de outros países como possibilidades para o cenário brasileiro.

A International Energy Initiative - IEI Brasil é uma organização internacional, não governamental e sem fins lucrativos que tem por objetivo iniciar, fortalecer e avançar a energia para o desenvolvimento sustentável, equilibrando eficiência econômica com equidade social e sustentabilidade ambiental. Criada em 1991 nos Estados Unidos, a IEI teve três escritórios regionais ao longo de sua história: o brasileiro, sediado atualmente em Campinas, São Paulo; uma unidade localizada na Índia (Bangalore); e um escritório na África do Sul (Cidade do Cabo), hoje extinto. Os projetos promovidos pela IEI envolvem troca de informações, treinamento, análise, discussão e ação com o objetivo de transformar a situação energética nos países em desenvolvimento. A IEI Brasil realiza análises locais e globais de energia, além de estudos que resultam em livros, artigos, relatórios, notícias, oficinas e outros produtos que contribuem para a disseminação do conhecimento. É responsável pela revista *Energy for Sustainable Development*, editada pela Elsevier. Para mais informações sobre a IEI Brasil consulte o site: iei-brasil.org.

Apoio:



International Copper
Association Brazil
Copper Alliance